

DEFINICIÓN DE LOS VOLÚMENES PORALES CONTACTADOS PARA ESTABLECER RITMOS DE INYECCIÓN ÓPTIMOS. ANÁLISIS CON SIMULACIÓN NUMÉRICA, CASO DE ESTUDIO CHACHAHUEN SUR, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Nicolás Pena¹, Mariela Gamboa¹, Lisandro Martínez¹, Daniel Varas¹, Guadalupe Oviedo¹

1: YPF S.A. nicolas.pena@ypf.com, mariela.gamboa@ypf.com, lisandro.martinezgasso@ypf.com,
mario.varas@ypf.com, guadalupe.oviedo@pas.ypf.com

Palabras clave: Formación Rayoso, Cuenca Neuquina, Modelo Geocelular, Simulación numérica, Mecanismo de drenaje, Pronósticos, Volumen Poral, Eficiencia de Barrido, Ritmos de Inyección

ABSTRACT

Within the analysis and search of an efficient secondary recovery it is essential to be able to express in the monitoring indicators of the company, the injection rate in terms of poral volumes contacted by injected water, and with that being capable of defining optimal sweep flows.

In this regard, a debate is opened about how these contactable volumes must be estimated, through which method, in which production conditions: is it necessary to carry out the numerical simulation to obtain the reservoir model? Or can a capacitive-resistive model be accepted, or a Neuronal Training Network, or using a 2D model alongside the theoretical patterns definition. Such methods generally consider neither pressure effects nor mass balance and matter conservation. In addition, not all of these are considered by practice communities as highly as numerical simulation. In the way of simplification, these methods are usually used to calculate static scenarios, which do not consider the interaction between injection and production flows in different pressure conditions both on the surface and underground. This could be a poor and incomplete analysis.

It is main objective of this job to focus on obtaining a contactable volumes calculation methodology with numerical simulation, having the capacity to show the obstacles that have been overcome to achieve their estimation, report and interpretation. Among the process, considerations to reach a representative scenario of sweep zones by injection are described, such that they were reliable in obtaining of these volumes, as well as the optimal injection flow.

The case in study is "Chachahuén Sur" Field, the development of the field began in 2013, after the exploratory and extension drilling campaign targeted at Rayoso Formation, a succession of early Cretaceous fluvial cycles. As of July 2021, 395 wells have been drilled. 76 of them are injectors wells and 47 more are expected to be converted.

It must be overstated that all information obtained from the calculation was extremely important for planning the field development and the required investment level in surface installations to manage the production and injection flows.

INTRODUCCIÓN

En la búsqueda de mejorar la eficiencia de barrido en una recuperación secundaria y en consecuencia el factor de recobro final del yacimiento se intenta identificar aquellas zonas en las cuales la inyección no logra un desplazamiento eficiente del petróleo dejando atrás zonas sin barrer.

Las zonas no barridas pueden ser debido a que no son alcanzadas por la inyección de agua a causa de los arreglos de patterns con los que se cuenta, evidenciando de esta manera una pobre eficiencia de desplazamiento areal. Por otro lado, pueden quedar zonas poco barridas en la vertical debido a las completaciones de los pozos, dando lugar a mermas en las eficiencias verticales. De las practicas usuales utilizadas para identificar estas deficiencias no es posible identificar la contribución individual de cada inyector. Es el objetivo de este trabajo centrarnos en identificar las zonas no barridas y definir caudales óptimos de inyección a través de trazadores inocuos colocados por pozo inyector mediante simulación numérica. De esta manera, se logra cuantificar la contribución por cada pozo inyector y proponer optimizaciones puntuales. Para llevar a cabo este análisis se plantearon diversos escenarios dentro de los cuales se contempla el caso de negocio actual, el cual incluye adecuaciones de régimen de inyección y conversiones de pozos productores a pozos inyectores.

El caso de estudio se remite al yacimiento Chachahuén Sur cuyo desarrollo data de mediados del año 2013. Consta de 395 pozos, de los cuales 76 son inyectores y se prevé convertir 48 inyectores más. Los reservorios principales corresponden a 3 ciclos de la Fm Rayoso, con entrapamiento estratigráfico-estructural, donde los ciclos truncan contra la discordancia Intersenoniana. La mineralización se presenta en las posiciones altas de la estructura de un monoclinal buzante al suroeste. El petróleo es de alrededor de 25° API, con una viscosidad de aproximadamente 30 cP y una presión original de aproximadamente 35 kg/cm².

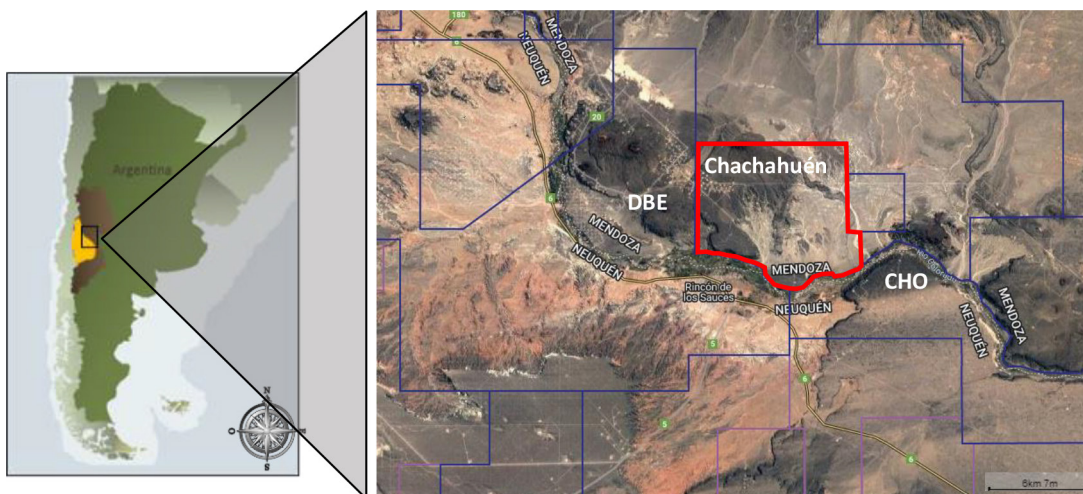


Figura 1. Ubicación del bloque de explotación de Chachahuén Sur.

en los afloramientos de la Fm. Agrio, Fm. Rayoso y Gr. Neuquén (Holmberg 1962; Kay *et al.* 2006).

La Fm. Rayoso se depositó durante el Cretácico temprano (Barremiano – Aptiano) de la Cuenca Neuquina. Corresponde a una unidad clástica-evaporítica acumulada en un medio predominantemente continental, marcando la desconexión con el Océano Pacífico. Los depósitos de esta formación están integrados por capas rojas clásticas correspondientes a pelitas, areniscas finas y medianas y a evaporitas. Estos depósitos están interpretados como sistemas fluviales efímeros con extensos barreales y llanuras de inundación asociadas (Uliana *et al.* 1975). Otros autores asocian estos depósitos con sedimentos de origen lacustre restringido someros (Zavala *et al.* 2011). La Fm. Rayoso limita en la base con bancos calcáreos del Mb La Tosca de la Fm. Huitrín. Hacia el tope se encuentra truncada por la discordancia Intersenoniana que separa los depósitos de la Fm. Rayoso con la base pelítica del Grupo Neuquén (Fig. 2).

MODELO ESTÁTICO

La estructura del yacimiento corresponde a un monoclinal suavemente buzante al SO, donde los ciclos depositacionales de la Fm Rayoso (alternancia arenisca-arcilita) truncan contra la discordancia intersenoniana. Por encima de la discordancia se desarrollan los niveles pelíticos de la base del Grupo Neuquén que hacen de sello regional de la estructura. En el yacimiento Chachahuén existen tres ciclos productivos principales llamados ciclo 1, 2 y 3, siendo el de mayor interés el ciclo 2 por presentar mejores propiedades de reservorio y mayor extensión areal. El modelo de fallas realizado a partir de la interpretación sísmica generó la compartimentalización del yacimiento en bloques (bloque 1, bloque 1 bis, bloque II, bloque III, bloque IV y bloque CHO) (Fig. 3). Las dimensiones de las celdas son de 50x50x1 metros permitiendo reflejar las heterogeneidades de facies y de propiedades petrofísicas.

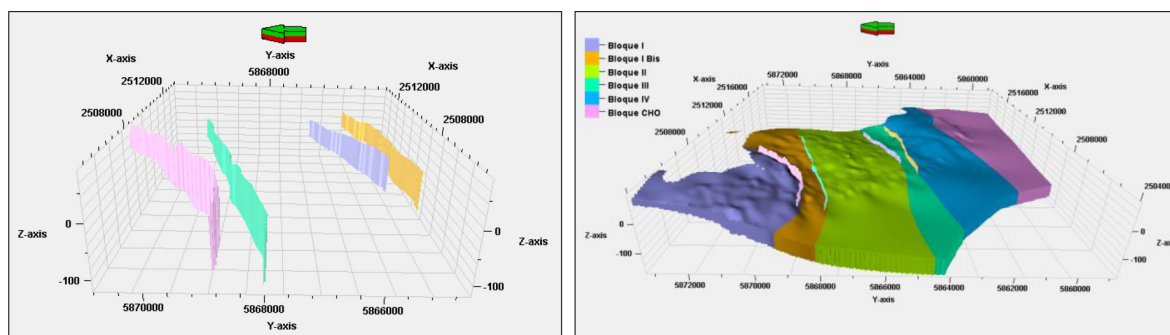


Figura 3 Grilla 3D con modelado de fallas y división en bloques del campo.

Una vez realizado el esqueleto de la grilla, se definió el zonado donde cada uno de los ciclos principales llamados C1c, C2 (subdividido en C2a y C2b) y C3a, constituyen una zona dentro de la misma. Se utilizaron los mapas estructurales a los topes de los ciclos y los mapas de isopáquicos de espesores totales para poder representar los acúñamientos o truncaciones hacia la discordancia.

El layering utilizado es de tipo proporcional y el número de layers por zona fue calculado a partir del espesor máximo de cada ciclo (Fig. 4).

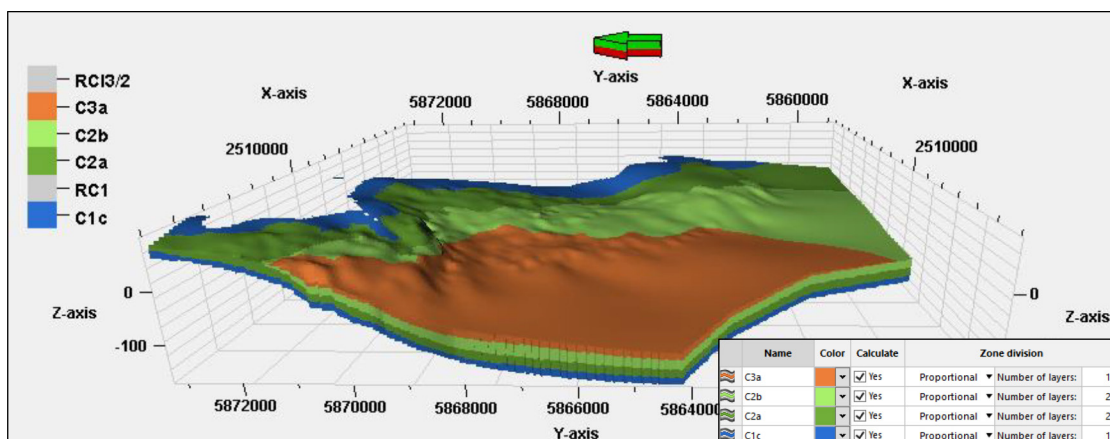


Figura 4 Zonas dentro de la grilla representadas por los ciclos de interés de la Fm Rayoso donde puede verse el acuña-
miento de estos.

MODELO SEDIMENTARIO, PETROFÍSICO Y DE SATURACIÓN

Caracterización y Modelado

En el caso de estudio, yacimiento Chachahuén se cuenta con nueve coronas de la Fm. Rayoso y casi la totalidad de los pozos perfilados a pozo abierto (Fig. 5). Con esta información se logra una caracterización sedimentológica, petrográfica, mineralógica de cada una de las coronas extraídas en el yacimiento.

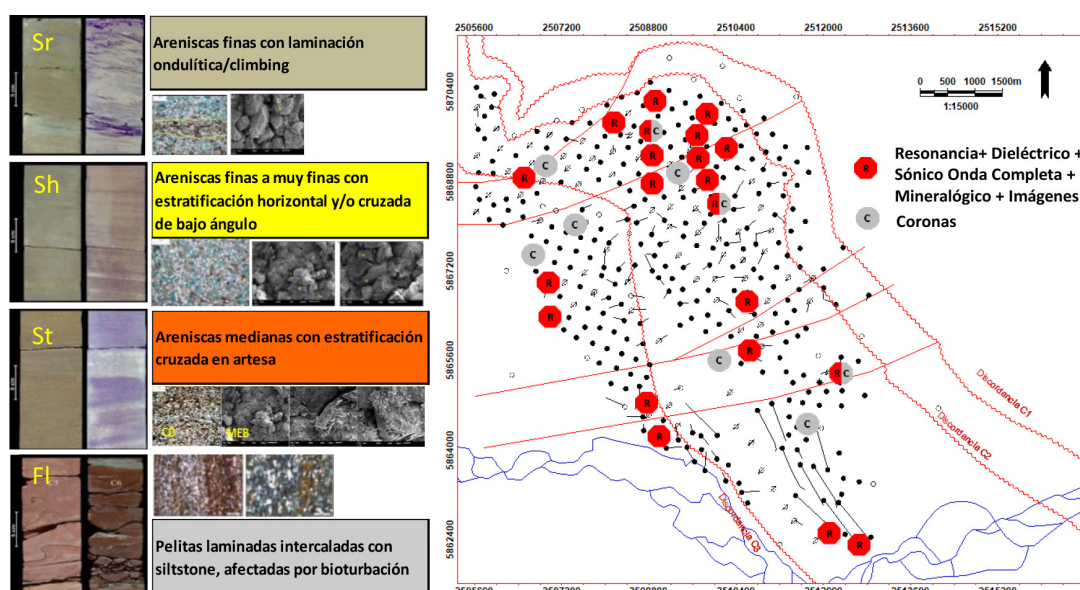


Figura 5. Facies identificadas (reservorio y no reservorio). Mapa de adquisición de testigos coronas y perfiles especiales.

Se consiguen identificar 3 litofacies reservorios (Fig. 5) las cuales se denominaron:

- St: Areniscas medianas con estratificación cruzada en artesa.
- Sh: Areniscas finas a muy finas con estratificación horizontal y/o cruzada de bajo ángulo.
- Sr: Areniscas finas con laminación ondulítica. De estas las litofacies denominadas St y Sh presentan las mejoras propiedades petrofísicas.

Para esta clasificación se tomaron como base los modelos clásicos de códigos propuesto por Miall (1977,1978). Posteriormente se realizó una asociación de cada una de estas litofacies con respuestas de perfiles de pozos, lo que permitió definir electro-facies mediante la utilización de la metodología de agrupación de datos de perfiles (*Cluster Analysis*). Esto permitió identificar y predecir estas electro-facies en los pozos que no cuentan con coronas.

A partir de correlaciones de detalle y del mapeo de los cuerpos arenosos se distinguieron dos sistemas depositacionales, uno de tipo mantiforme, de buena continuidad y extensión areal, con muy buenas propiedades petrofísicas (C2a y C3), y otro de geometrías canalizadas, de menor continuidad y extensión areal (C2b y C1), con propiedades petrofísicas desmejoradas respecto al anterior. El modelo de facies representa de buena manera estos sistemas depositacionales como se puede observar en la Figura 6.

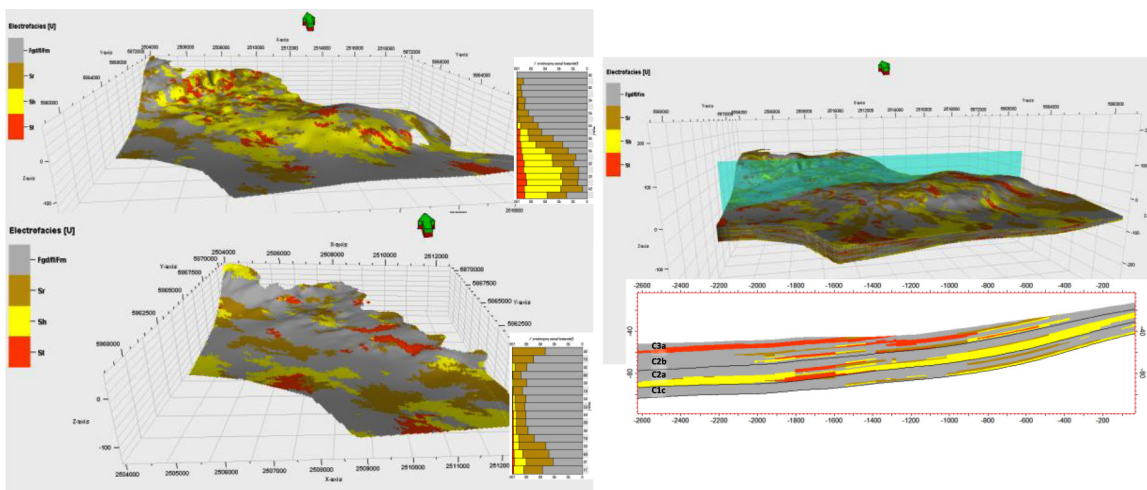


Figura 6. *Layers* del modelo de facies y corte transversal mostrando la distribución de facies y continuidad de los sistemas depositacionales.

Agrupando estos tres tipos de electro-facies, en el análisis de petrofísica básica, se estableció una relación K-phi para cada una de ellas, según se observa en la Figura 7.

Análisis de curvas SCAL – Permeabilidades relativas en base a las electrofacies Modelado de Sw – Función J

A partir de estudios de laboratorio (geológicos, RCAL y SCAL) que se efectúan sobre muestras de testigos coronas, se caracterizan los tres tipos de electrofacies que corresponden a

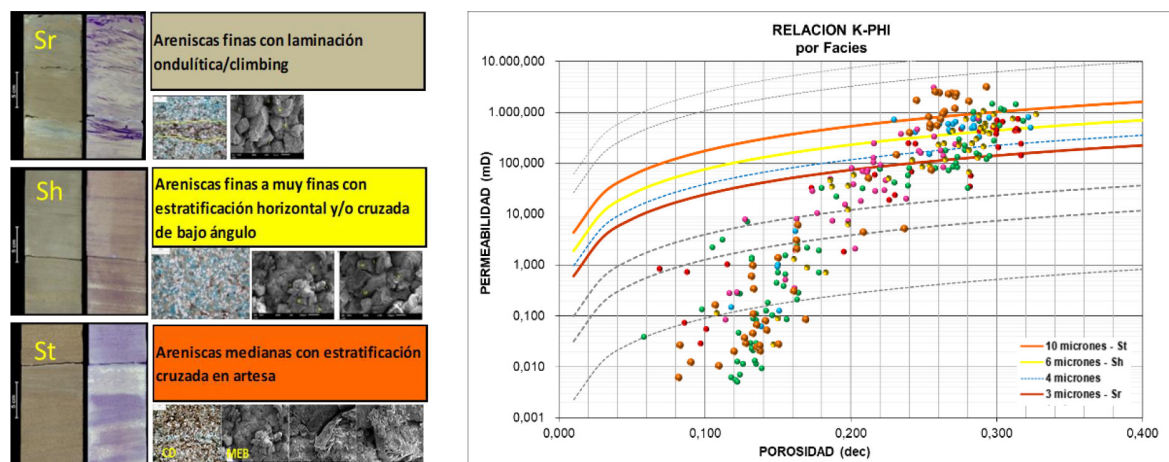


Figura 7. Definición del modelo de permeabilidad asociada a la porosidad en el modelado dinámico, en base a datos de coronas

los reservorios existentes en el yacimiento (Fig. 7). Las mediciones de presiones capilares que se realizan en muestras correspondientes a cada una permiten establecer las diferentes relaciones de porosidad, permeabilidad y distribución de tamaños de gargantas porales de cada una de estas (Fig. 8), utilizando la metodología desarrollada por Windland (1972) y Pittman (1992).

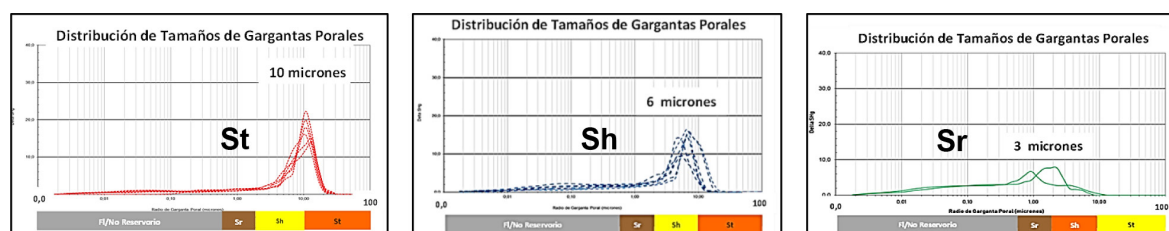


Figura 8. Caracterización de tipos de rocas representadas por las electrofacies St, Sh y Sr respectivamente

Asimismo, a partir de mediciones de permeabilidad relativa (Fig. 9) se tiene una idea de los rangos móviles de las muestras y los valores resultantes de saturación de agua irreducible (S_{wi}) y saturación de petróleo residual (S_{or}).

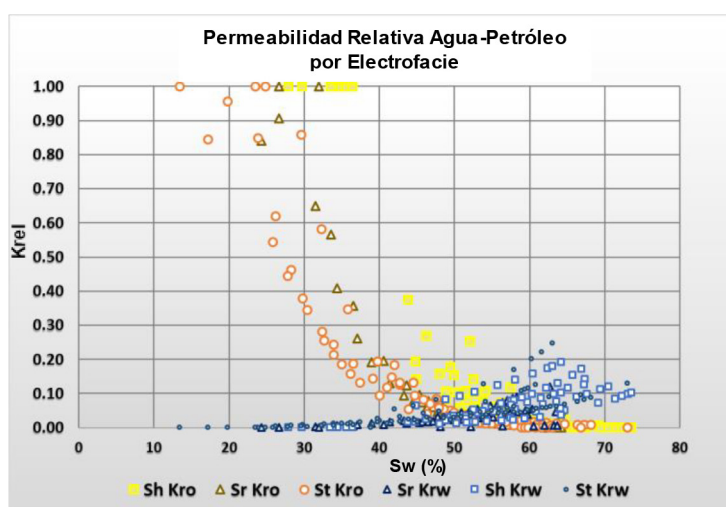


Figura 9. Definición del modelo de permeabilidad relativa para cada electrofacies.

Debido al alto grado de incertidumbre que genera el cálculo de la saturación de agua (S_w) a partir de perfiles, se utiliza la metodología desarrollada por Leverett denominada Función J, que es independiente de la resistividad y al mismo tiempo, honra capilaridad y provee una distribución de saturación físicamente razonable, tomando en cuenta los tipos de roca presentes en el reservorio, considerando que los mismos están relacionados con la porosidad y la permeabilidad. La función J a partir de datos de presiones capilares medidas en laboratorio y llevada a condiciones de reservorio, puede ser derivada de la siguiente ecuación (Ecuación 1):

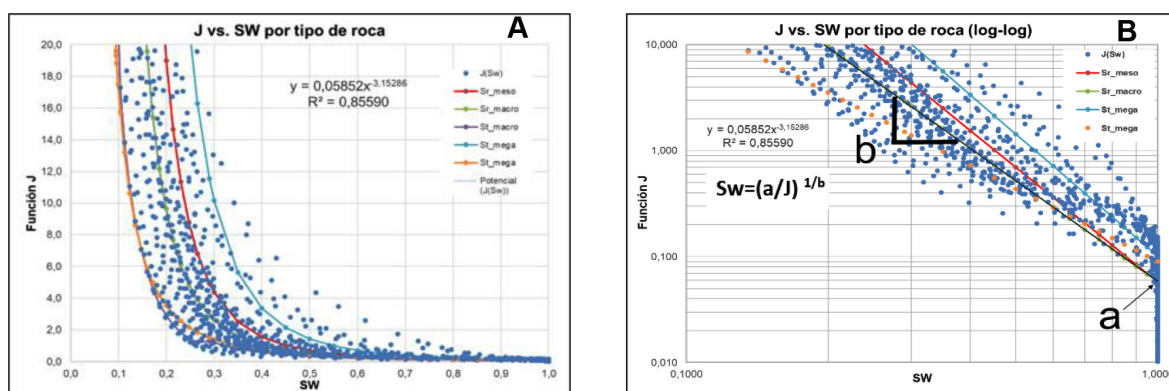
$$J(S_w) = C_1 \left[\frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \right] * \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

Donde:

Ecuación 1. Función J

Variable	Sistema C.G.S.	Oil Field	Sistema Mixto	Sistema Métrico
J (Sw)=Función J	adimensional	adimensional	adimensional	adimensional
Pc= Presión Capilar	dinas/cm2	psi	atm	bar
σ = Tensión Interfacial	dinas/cm	dinas/cm	dinas/cm	mN/m
θ = Ángulo de contacto	grados	grados	grados	grados
K= Permeabilidad	cm2	mD	mD	mD
ϕ = Porosidad	%	%	%	%
C1= Cte. Adimensional	1	0,217	3,183	3,141

Con los datos de presión capilar expresados en una curva de Función J, se realiza una gráfica de esta versus Saturación de Agua. De este modo posteriormente se elaboraron gráficos de J vs. S_w (Fig. 10A) agrupados según cada una de las electrofacies definidas anteriormente. Entonces a partir de las curvas de presión capilar, para cada valor de S_w , puede tomarse el valor correspondiente de P_c , y una función J puede ser calculada. Desde el gráfico log-log de J vs. S_w , como se muestra en la figura 10B se obtienen las relaciones (Ecuación 2 y Ecuación 3) para determinar S_w a partir del valor de J.

Figura 10. A) Función J vs. S_w por electrofacies (Lineal). B) Función J vs. S_w por electrofacies (log-log).

$$J = 0,05852 * S_w^{-3,15286}$$

Ecuación 2
3

$$S_w = (a/J)^{1/b}$$

$$S_w = (0,05852/J)^{1/(-3,15286)}$$

Ecuación

Donde:

 S_w = Saturación de Agua.a = intersección del eje Y del gráfico log-log de J vs. S_w . Valor de J a una S_w igual a 1.

b = pendiente de la recta definida por el gráfico log-log.

Para la construcción del modelo se utiliza una función J calculada para cada electrofacie. Luego cuando se realiza el ajuste histórico, se les asigna un rango (parámetros a y b y Fig. 10B) para la iteración, según la expresión matemática (Ecuación 3). Despejando, se trabaja con los valores a y b para iterar en los distintos rangos esperados de J en el proceso de incertidumbre y optimización.

MODELO DINÁMICO

Características y Complejidades del modelo

A diciembre de 2021 se han perforado 395 pozos de los cuales 76 de ellos son pozos inyectores y se espera que 47 se conviertan de productores de petróleo a pozos inyectores de agua.

El modelado estático y dinámico también incluyó pozos de áreas vecinas que comparten reservorios e influyen en el comportamiento de producción del campo en estudio.

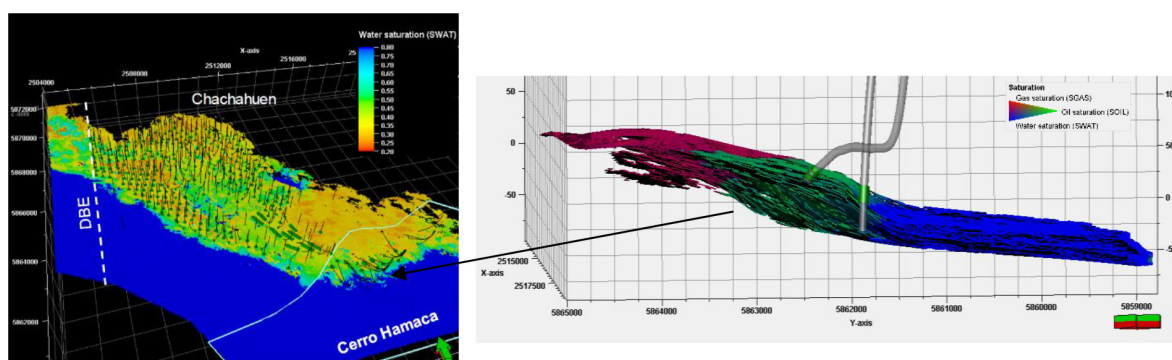


Figura 11. Yacimiento modelado, campos y pozos vecinos grilla de saturación

La zona seleccionada abarca un total de 541 pozos en total. De éstos, 507 poseen producción y/o inyección. Los pozos simulados que contemplan producción de los ciclos modelados son 478, (29 no poseen petróleo de estos ciclos).

Inicialmente, a partir del análisis del registro petrofísico junto con la interpretación geológica y geofísica del área, se definieron 24 regiones de equilibrio con diferentes contactos agua-petróleo-gas. 6 bloques definidos arealmente por cada uno de los 4 ciclos y sub-ciclos sedimentarios.

Sin embargo, monitoreando la respuesta a la inyección de agua, solo algunos de ellos mostraron desconexión hidráulica debido a fallas geológicas o variación de facies. Igualmente, el modelo se armó contemplando las 24 regiones de equilibrio.

Para establecer los contactos agua-petróleo-gas de las 24 regiones de equilibrio, se analizaron los perfiles petrofísicos en conjunto con los ensayos y la producción de cada nivel / intervalo punzado, además de observar el comportamiento de producción de cada pozo y su ubicación estructural. De esta forma se definieron los valores iniciales de WOC y GOC.

Con los contactos adoptados de esta manera, se procede a inicializar y realizar el ajuste histórico de presiones y producción a nivel campo. En este procedimiento preliminar se alcanzaba el ajuste de líquido, pero no se lograba cumplir con la producción de petróleo. Debido a esto la variación de los contactos fue otro parámetro a iterar en el análisis de incertidumbre & optimización.

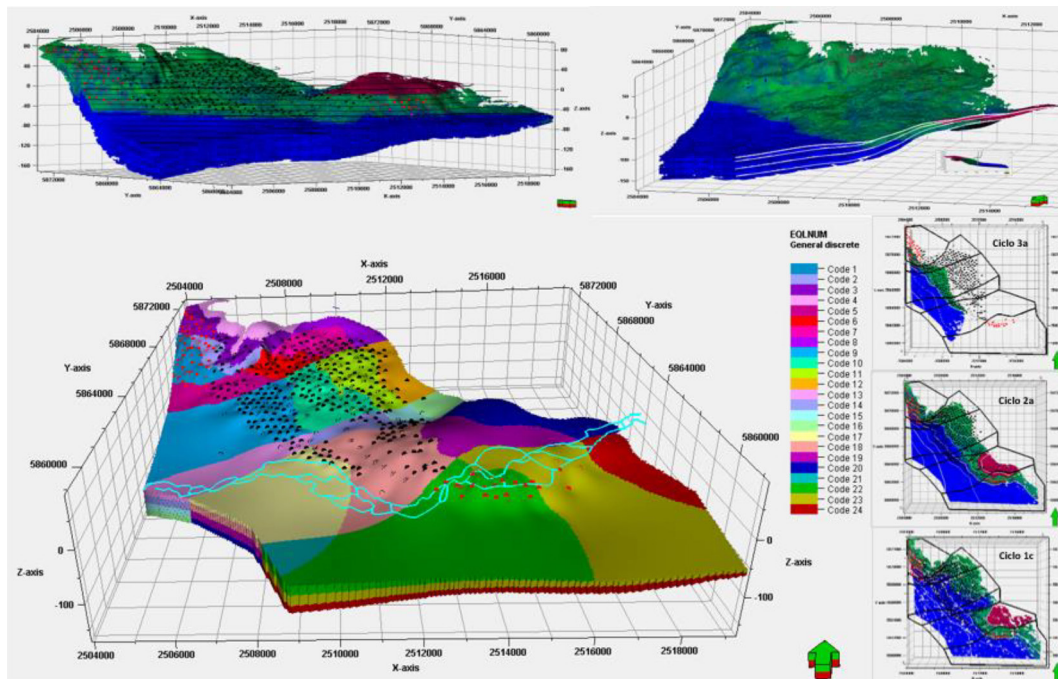


Figura 12. Regiones de equilibrio y contactos por ciclo y bloque.

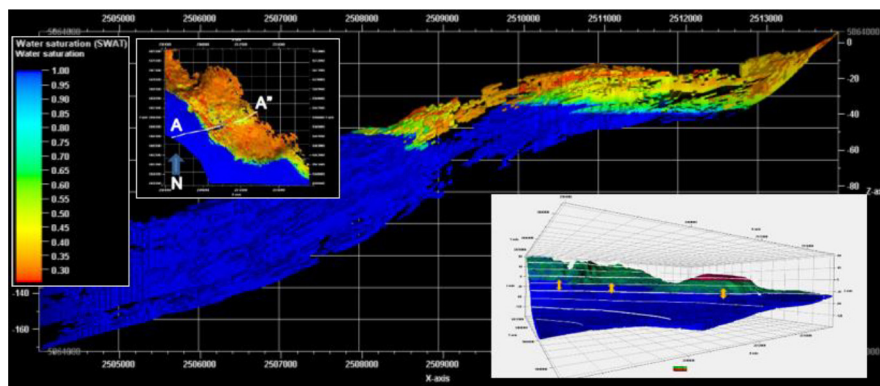


Figura 13. Grilla de saturación y superpuesta con superficie estructural ciclo 2a.

Aunque la inyección en el campo comenzó al final del 2014, por diferentes motivos, no ha sido posible inyectar a los caudales requeridos ni se ha logrado una buena distribución areal de presurización de los reservorios. Las proporciones de reemplazo de vacíos (VRR) desequilibradas observadas en todo el campo direccionaron este trabajo hacia un análisis a nivel pozo, para proponer optimizaciones con ese grado de detalle.

A continuación, se muestra un gráfico de burbujas con las acumuladas de inyección por pozo en todo el campo (Figura 15 A) y la curva de inyección histórica (Figura 14). Como se observa el caudal de inyección no ha logrado mantenerse estable en el tiempo. Tampoco se ha podido inyectar con una distribución areal efectiva. Aunque se lleva varios años inyectando, aun los cortes de agua son relativamente bajos, alrededor del 60% promedio, indicando que se está ante una recuperación secundaria temprana. Según se muestra en el gráfico de burbujas de la Figura 15B, los cortes de agua varían mucho dependiendo la zona en la cual se analice.

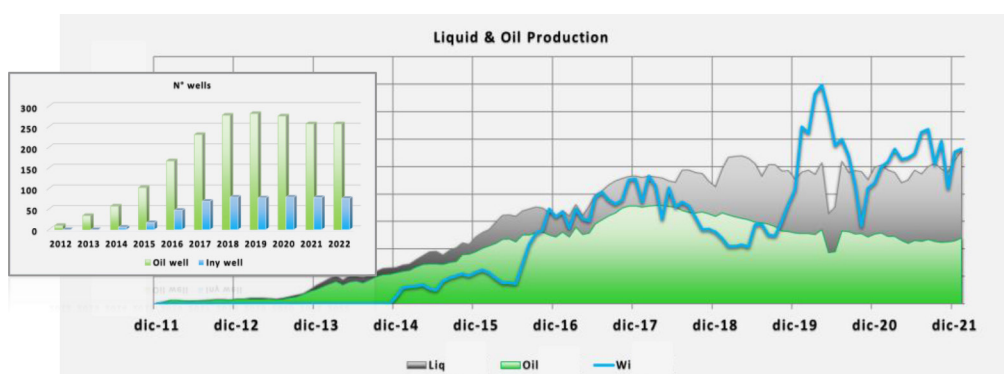


Figura 14. Número de pozos. Caudales de Inyección, Líquido y Petróleo.

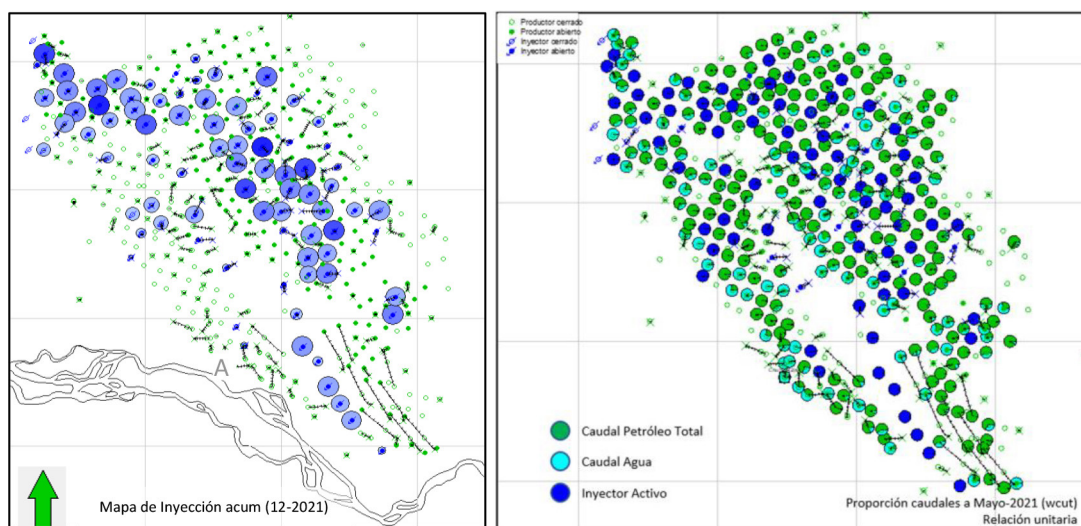


Figura 15. A) Mapa de burbujas, acumulada de inyección. B) Mapa de burbujas, proporción agua y petróleo, inyector activo.

Proceso de Ajuste Asistido – Sensibilidad, Incertidumbre y Optimización

Dado el gran flujo de información, en el ajuste histórico, el proyecto se trabajó de forma estadística y probabilística. Utilizando un proceso iterativo a través de flujos de trabajo automatizados, se ensamblaron una gran cantidad de ejecuciones de simulación utilizando

diferentes grupos de variables, con diferentes rangos de valores de distribución de probabilidad.

El análisis del modelo de facies proporcionó el conjunto principal de variables petrofísicas para iterar. Entre las principales se definieron rangos para la relación K-Phi por tipo de roca y por bloque y rangos para las curvas J (Figura 7 y Figura 10).

Debido a las escalas utilizadas en las grillas, los valores de laboratorio no necesariamente son los mismos que los utilizados en el cálculo. En este sentido, proporcionar rangos probabilísticos para estas variables en el ajuste resulta una práctica altamente aconsejable.

Otras variables que resultaron de impacto fueron los diferentes contactos agua-petróleo-gas cuyo tratamiento estadístico de rangos es análogo al anterior (Figura 12 y Figura 13).

Con esta selección de variables a iterar se avanzó en el ajuste asistido del campo, utilizando procesos de sensibilidad, incertidumbre y optimización. Ver paper: “optimización de la producción con simulación numérica a través del ajuste asistido y análisis probabilístico mediante el uso de *workflow*, caso de estudio Chachahuén sur, Cuenca Neuquina, argentina”. (2)

Pronósticos

Una vez alcanzado el ajuste de los datos históricos, se procedió a establecer los escenarios de inyección a futuro.

Como se comentó anteriormente, el inconveniente principal de este proyecto es la capacidad de las instalaciones y la disponibilidad de agua a alta presión, además de algunos pozos inyectoros que se han dañado a través del tiempo. Por lo cual, este modelo sirvió para redefinir caudales de inyección analizando distintas tasas por pozo.

En un primer paso, se definieron varios escenarios con diferentes caudales de inyección. En la Figura 16 se muestra como ejemplo el análisis de un pattern. En este se puede ver que a mayor caudal de inyección más alto es el ápice de producción, pero luego del *breakthrough*, la declinación del caudal de petróleo es más abrupta incrementando desfavorablemente el corte de agua, recuperando menor volumen que a caudales más bajos. Salvo el pozo P3 cuya influencia con este inyección es la más baja, como lo muestra el mapa de presiones de la capa.

Para definir cuál debía ser el ritmo al cual se tenía que inyectar, contemplando no sólo la mejor eficiencia de barrido posible de alcanzar sino también la capacidad de las instalaciones de producción, se llevó a cabo un análisis de evaluación de ritmos de inyección versus factores de recobro con simulación numérica en el modelo previamente ajustado.

Antes de detallar el análisis realizado es necesario introducir la definición de los conceptos de eficiencias de barrido areal/vertical, volúmenes porales contactados y ritmos de inyección.

Dado la historia de inyección, fue necesario prestar especial atención en cómo se iban a definir los volúmenes porales contactados entre inyectoros y productores.

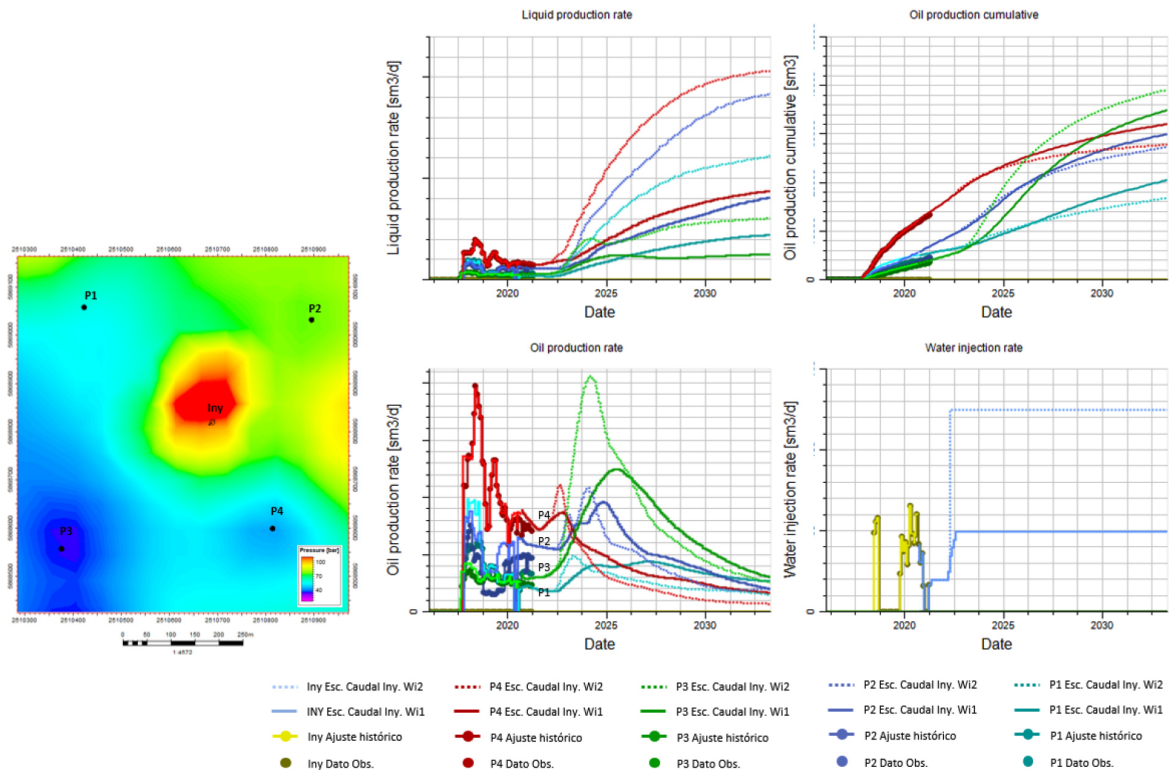


Figura 16. *Pattern* testado a diferentes caudales/ritmos de inyección.

Eficiencia de Barrido

La recuperación de petróleo debido a la inyección de agua puede determinarse en cualquier tiempo en la vida del proyecto si se conocen los siguientes factores:

- Volumen de petróleo in situ al comienzo de la secundaria N.
- Eficiencia de barrido areal EA.
- Eficiencia de barrido vertical EV.
- Eficiencia de desplazamiento ED.

Y se define con la siguiente expresión matemática:

$$ND = N * ED * EA * EV$$

La determinación del petróleo al inicio de la inyección (N) depende de varios factores que se basan en la información geológica, saturaciones de fluidos, y análisis PVT. En este caso, al haber utilizado simulación numérica, el petróleo al momento del inicio de la recuperación secundaria se estima directamente con el modelo.

Colectivamente, las eficiencias de barrido areal (EA) y vertical (EV) determinan la eficiencia de barrido volumétrico, lo cual representa la fracción del volumen del yacimiento que es contactada por el fluido inyectado.

La eficiencia de barrido areal (EA) se define como la fracción del área horizontal donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria:

$$EA = (\text{área horizontal invadida}) / (\text{área horizontal total inundable})$$

En modelos teóricos pseudo-conceptuales, la eficiencia areal se define según la Figura 17. A, en esta se muestra la posición del frente de invasión en sucesivos periodos hasta la ruptura, para un arreglo de 5 pozos (según Smith y Cobb) (3)(4).

La eficiencia de barrido vertical (EV) se define de modo similar:

$$EV = (\text{área vertical invadida}) / (\text{área vertical total inundable})$$

La Figura 17 B permite definirla y muestra la posición del frente de invasión en sucesivos estratos de diferentes permeabilidades hasta la ruptura, para un arreglo de 5 pozos (según Lake) (3)(4).

Estas eficiencias se relacionan con factores que son incontrolables, entre ellos las propiedades de las rocas (porosidad, permeabilidad, conductividad, entre otros), las propiedades del sistema roca fluido (ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares) las cuales tienen influencia sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y la velocidad del movimiento de los fluidos.

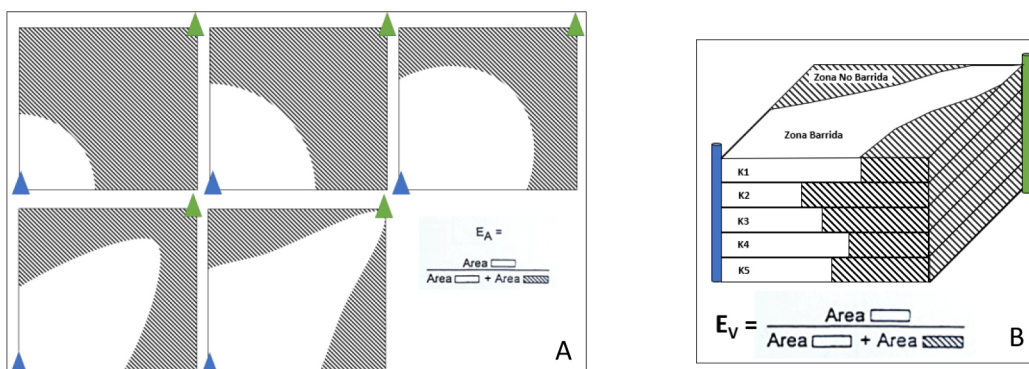


Figura 17. A) Eficiencias de barrido areal (según Smith y Cobb). B) Eficiencias de barrido vertical (según Lake).

También existen otros factores que se pueden modificar, los cuales se relacionan con localización de pozos (patterns y distanciamientos), con las densidades y viscosidades de los fluidos (utilizando modificadores de viscosidad en el agua de inyección para modificar la relación de movilidad), y las tasas de inyección de los fluidos inyectados y por lo tanto el tiempo. Así se habla

de eficiencia areal al momento de la ruptura y de eficiencia después de la ruptura, relacionándola con un determinado volumen de fluidos inyectados.

La eficiencia de barrido vertical está influenciada por las fuerzas viscosas, capilares y gravitacionales. Las primeras resultan del gradiente de presión, y, por lo tanto, son proporcionales a la tasa de flujo.

Cuando la permeabilidad no es uniforme, el agua inyectada se mueve preferentemente en las zonas de más alta permeabilidad. En una roca preferencialmente mojada por agua, las fuerzas capilares hacen que se produzca imbibición en las zonas adyacentes menos permeables del reservorio, mientras que las fuerzas de gravedad, siempre presentes, actúan para llevar al agua inyectada hacia el fondo del yacimiento.

Finalmente, la fracción de la saturación de petróleo desplazada de la porción del yacimiento contactada por el fluido inyectado es la eficiencia de desplazamiento, ED.

De acuerdo con esta teoría, se han desarrollado ensayos empíricos y procesos analíticos intentando definir estas eficiencias para estimar el petróleo a recuperar, así como también técnicas que utilizan las capacidades computacionales más actuales (Figura 18 y Figura 19). En este sentido se abre el debate acerca de cómo deben estimarse estos volúmenes contactables, con qué método, en qué condiciones de producción & presión y si es de impacto tener modelado el reservorio con simulación numérica.

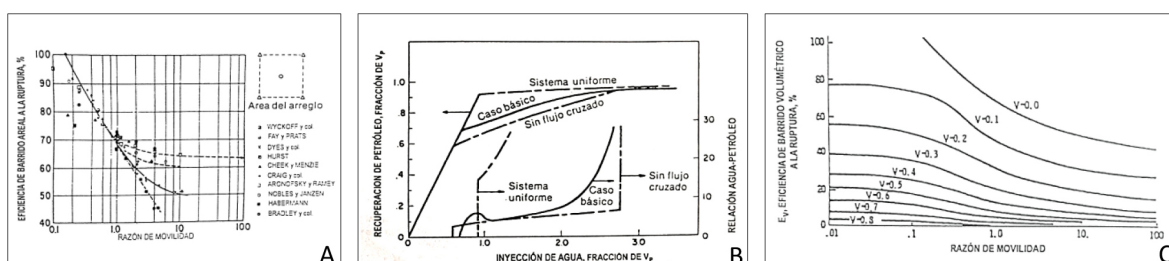


Figura 18. A) Efecto de la razón de movilidad en la eficiencia areal a la ruptura, para un arreglo de 5 pozos. Análisis experimentales de varios autores (3). B) Efecto del flujo cruzado y de la heterogeneidad del reservorio (según Craig) (3). C) Eficiencia de barrido volumétrico a la ruptura, para un arreglo de 5 pozos sin saturación de gas inicial (según Craig) (3).

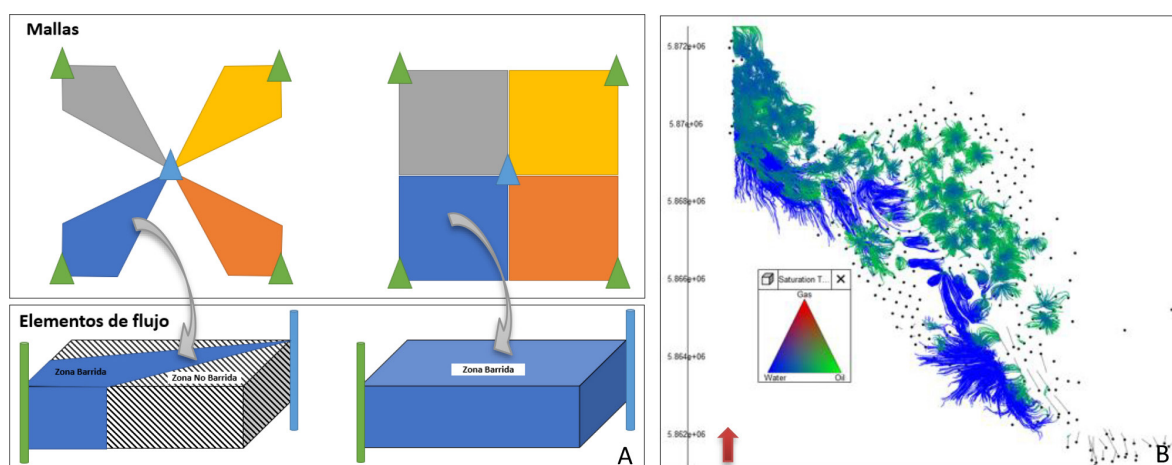


Figura 19. A) métodos de mallas y mapas (2D). Volumen poral contactable, mallas abiertas y cerradas y elementos de flujo respectivos. B) Líneas de flujo de simuladores numéricos (esquema en este caso de estudio).

Con este propósito, se puede optar por modelos capacitivo-resistivo modelando matemáticamente las productividades entre inyectores y productores que no contemplan ecuaciones de flujo y conservación de la masa, o un modelo 2D en conjunto con la definición de mallas teóricas y elementos de flujos, métodos que en general no consideran efectos de presión ni contemplan la heterogeneidad en un volumen sino en un plano por capa y un espesor promedio constante o de mapa 2D, (Figura 18 A).

En el camino de la simplificación, generalmente se utilizan escenarios estáticos para el cálculo que no contemplan la interacción de los caudales de inyección y de producción en distintas condiciones de presión tanto de superficie como de subsuelo. Pudiendo ser esto un análisis incompleto cuando las tasas de inyección presentan grandes variaciones en el tiempo por motivos ajenos al reservorio como es el caso de estudio de este campo. También es usual utilizar las áreas definidas por las líneas de flujo, pero estas contemplan únicamente una situación puntual de presiones y producciones dejando de lado la historia. Además, en el ejercicio llevado a cabo en este campo resultó un método deficiente para la zona de pozos horizontales en el halo de petróleo que rodeaba al casquete de gas, bloque IV (Figura 18 B).

Mas allá de las metodologías usualmente utilizadas para poder establecerla y posteriormente mejorarla, la maximización de la eficiencia de barrido, dado los factores que no se pueden controlar (como la anisotropía de las arenas), depende de los caudales de inyección para las condiciones dadas del reservorio en el cual se opera.

Para poder establecer un caudal óptimo por pozo se busca estandarizar una metodología del cálculo tal que tenga en cuenta las heterogeneidades del reservorio y que permita vincular el caudal por pozo a variables que atañan a cada pozo. Para esto se optará en establecer los caudales de inyección en función del ritmo de inyección:

$$RI = \frac{Qia}{VPc} \quad \Rightarrow \quad Qid = \frac{RI * VPc}{365}$$

- RI: Ritmo de inyección en VPc/años
- VPc: Volumen Poral contactado en m³
- Qia: Caudal de inyección anual en m³/años.
- Qid: Caudal de inyección diario en m³/día.

De esta manera, los caudales de inyección de cada pozo estarán en función de este ritmo de inyección y de sus respectivos volúmenes porales contactados.

En la bibliografía se puede encontrar las relaciones de eficiencia y de factor de recobro en términos del agua inyectada normalizada a los volúmenes porales contactados. Estas eficiencias además dependen de la movilidad de cada sistema como se vio en apartados anteriores.

Movilidad

El caso actual de estudio posee un petróleo de alrededor de 25° API, con una viscosidad de aproximadamente 30 cP y una presión original de aproximadamente 35 kg/cm². El modelo estático

contempla tres arenas reservorio caracterizadas (Sr, Sh y St), las cuales poseen distintas propiedades petrofísicas entre sí y por ciclo. Debido a esto, se tienen distintas movilidades en el modelo.

$$M = \frac{k_{rw}}{\mu_w} \times \frac{\mu_o}{k_{ro}}$$

- M : Movilidad.
- k_{rw} : Permeabilidad relativa al agua a la S_{or} máxima.
- μ_w : Viscosidad del agua.
- k_{ro} : Permeabilidad relativa al petróleo a la S_{wirr} máxima.
- μ_o : Viscosidad del petróleo.

MOVILIDAD			
Ciclo	Facies		
	St	Sr	Sh
3a	5.1	4.8	5.4
2b	5.1	4.8	3.6
2a	5.1	3.6	4.2
1c	5.1	4.8	5.4

Como se observa en la tabla, las movilidades en el modelo varían entre 3,6 y 5,4. Con esto aumenta aún más la necesidad de analizar los distintos caudales de inyección a efectos de establecer cuál sería el óptimo dependiendo de la zona a inyectar.

VOLUMENES PORALES CONTACTADOS POR LA INYECCIÓN

En este caso de estudio, debido a que la inyección ha resultado errática tanto en caudal como en la distribución areal, poder definir cómo estimar los volúmenes efectivamente contactados por la inyección histórica y estimar los posibles volúmenes a contactar a futuro con una inyección optimizada en caudales y distribución areal y vertical fue el objeto de estudio de este desarrollo.

Poder contar con un modelo geo-celular y un ajuste histórico aceptable por pozo y por bloque simplificó la búsqueda de la estimación de la saturación de hidrocarburo al principio de la inundación y para el inicio del pronóstico.

Si bien en el enfoque teórico óptimo se busca plasmar patterns lo más uniformemente posible, al momento de la implementación en el campo existen limitaciones a nivel de superficie que impiden lograr esta configuración deseada. En este campo se tienen patterns five spot, seven spot y nine spot, con distanciamientos variables, pero en general no mayores a 350 metros.

A continuación, se muestran algunas zonas con muy mala distribución de presión.

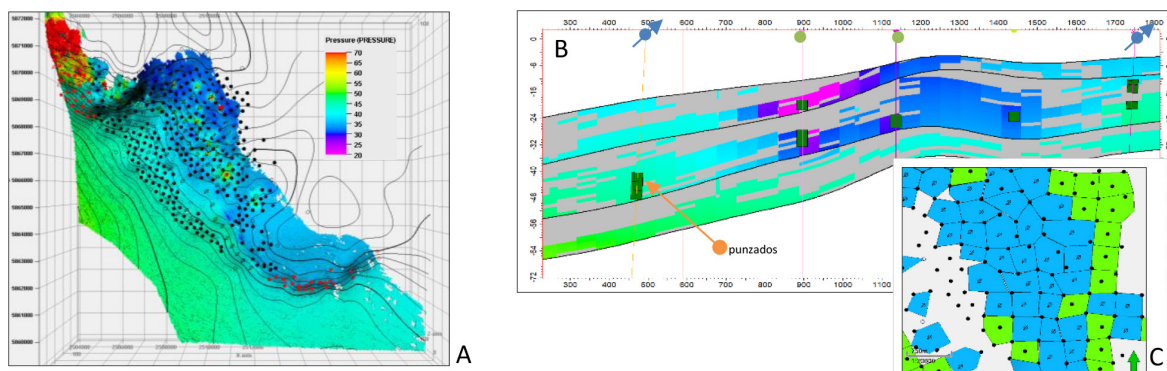


Figura 20. A) Grilla con la distribución de presión al fin del ajuste histórico, ciclo 2. B) Corte entre pozos inyectores y productores con la grilla de presiones al fin del ajuste histórico. C) Patterns de diferentes configuraciones

Las zonas de baja presión evidenciarían zonas no barridas, que puede ser debido a que no son alcanzadas por la inyección de agua a causa de los arreglos de patterns con los que se cuenta o a la falta de inyección en sí, evidenciando de esta manera una pobre eficiencia de desplazamiento. Por otro lado, pueden quedar zonas poco barridas en la vertical debido a completaciones e instalaciones de los pozos o al contraste de permeabilidades entre las diferentes capas. Estos casos dan origen a mermas en las eficiencias verticales (Figura 20).

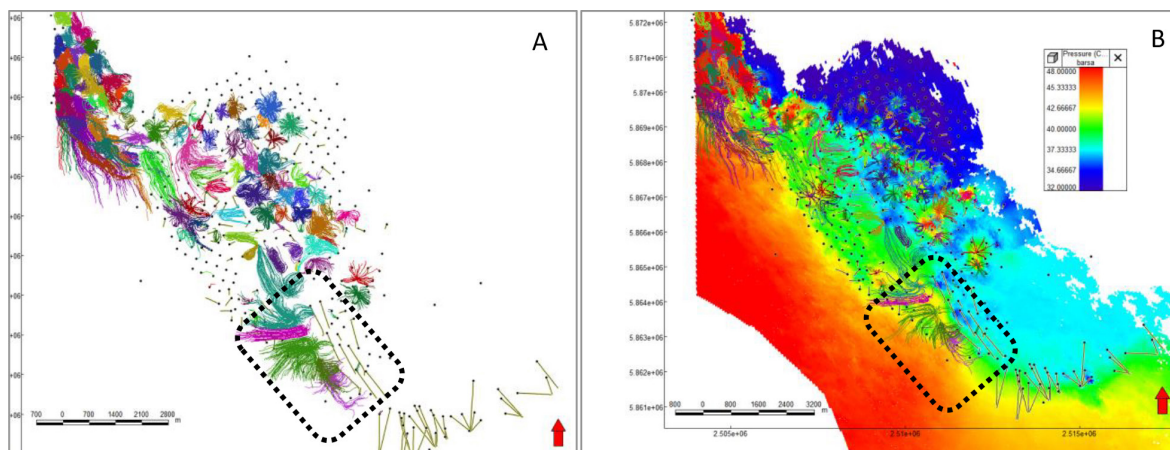


Figura 21. A) Líneas de flujo, saliendo de los inyectores, al fin del ajuste histórico 12-2020. B) Grilla de presión superpuesta con las líneas de flujo en el modelo dinámico.

Si bien las líneas de flujo son un método acertado para estimar la conexión entre inyectores y productores, y contribuyen para estimar las áreas de influencia de la inyección, en los casos de tener pozos horizontales se verificó que no se regían exactamente de acuerdo con el comportamiento de la presión. Según se observa en el gráfico de abajo las líneas de flujo en los pozos ubicados en la periferia del halo de petróleo que rodea al casquete de gas, en la zona sur, en lugar de contactar los pozos productores estructura arriba que se encuentran con menor presión, se dirigen hacia la zona de agua (zona de mayor presión) (Figura 21, A y B). Con las prácticas usuales utilizadas, no es posible identificar la contribución individual histórica de cada inyector en cuanto al volumen poral contactado. Esto, sumado a la historia errática de inyección hizo necesaria la búsqueda de un método que contemplara la evolución histórica de la presión la cual revela como está evolucionando el desplazamiento y barrido de los fluidos en el reservorio.

Metodología adoptada – TRACER en modelo numérico

Debido a que las respuestas de la inyección debían contemplar su historia y diferenciar la influencia y contribución por pozo inyector, se decidió trabajar mediante la utilización de trazadores inocuos colocados por pozo inyector en el modelo dinámico previamente ajustado. Se resalta que para este análisis el modelo debe tener un grado de ajuste satisfactorio no solo a

nivel yacimiento, sino que también a nivel pozo. En este sentido, el presente trabajo es derivado del ajuste realizado a nivel pozo con la ayuda de algoritmos evolutivos. Ver paper: “optimización de la producción con simulación numérica a través del ajuste asistido y análisis probabilístico mediante el uso de *workflow*, caso de estudio Chachahuen sur, Cuenca Neuquina, Argentina” (2).

De esta manera, se logró cuantificar la influencia y la zona invadida por el agua de cada pozo inyector. En este procedimiento se parte inyectando en cada pozo inyector el trazador inocuo, uno por pozo y se reportan las concentraciones a la fecha que uno desee hacer el análisis. A continuación, se muestran tres fechas con los avances de la inyección respectivamente, una es al final del ajuste histórico, 12-2020, otra es al 2024 fecha a la que se observa el *breakthrough* en general en el campo con la inyección total implementada incluyendo las conversiones de todos los pozos (a diferentes caudales de inyección); y por último al final de la simulación 2041.

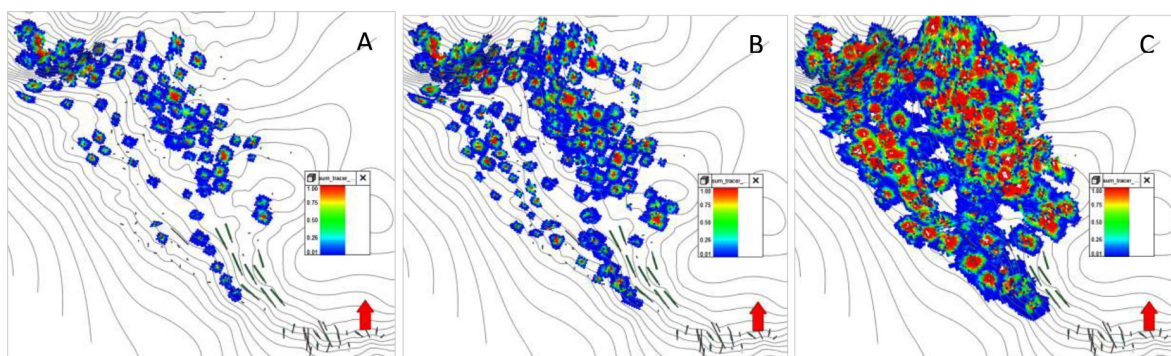


Figura 22. Concentración de trazadores A) al fin del ajuste histórico 12-2020. B) al 2024 fecha a la que se observa el *breakthrough* en general en el campo con la inyección total implementada incluyendo optimizaciones de caudal y conversiones de pozos. C) y por último al final de la simulación 2041.

Comparando el análisis del tracer llevado a cabo con las líneas de flujo en el caso de los pozos horizontales, se ve que el tracer difunde más homogéneamente que las líneas de flujo en el reservorio, aunque igualmente tiende a irse estructura abajo, pesando más las fuerzas gravitacionales que las viscosas.

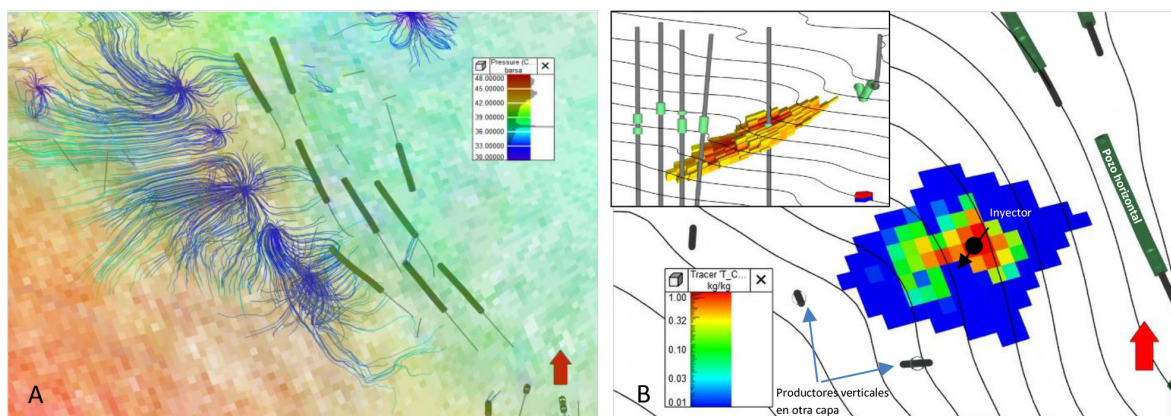


Figura 23. A) Grilla con la distribución líneas de flujo desde los inyectores, superpuesta con la grilla de presiones fin de ajuste histórico. B) Grilla con la distribución del trazador alrededor del pozo inyector analizado. Vista en planta y en perspectiva 3D mostrando buzamiento del ciclo y la difusión del trazador.

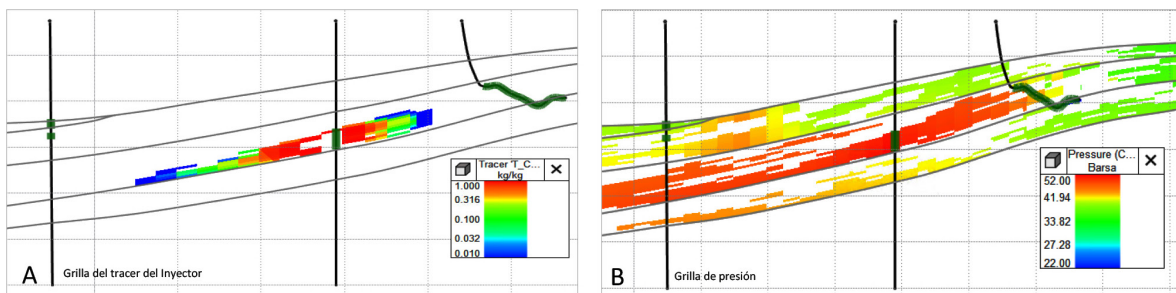


Figura 24. A) Corte grillas de tracer a fin de ajuste histórico. B) Corte grilla presiones a fin de ajuste histórico

Como se observa en las figuras 22 A, B y C, el volumen poral contactado (VPc) de un inyector depende de su acumulación de inyección. Por esto es fundamental establecer el momento en el cual se realizará el reporte de VPc. Según la teoría el volumen poral contactado debe adoptarse al *breakthrough* y, a efectos de tener un punto de referencia con el desarrollo de todas las ecuaciones analíticas, se adopta este criterio.

Los *breakthrough* de cada malla, considerando las heterogeneidades del yacimiento y las deficiencias de inyección, así como el cronograma de conversión (histórico y futuro), no sucederán en un mismo tiempo. Por este motivo, se deberían realizar varios reportes a diferentes fechas para establecer un VPc por malla. Debido a la falta de tiempo para realizar este análisis en detalle, la determinación de la fecha para realizar el reporte del avance de los trazadores y estimar con estos los VPc de cada malla se adoptó la fecha en la que el campo alcanza el *breakthrough*. Para esto, se analiza la proyección de diversos casos de pronósticos variando solamente los caudales

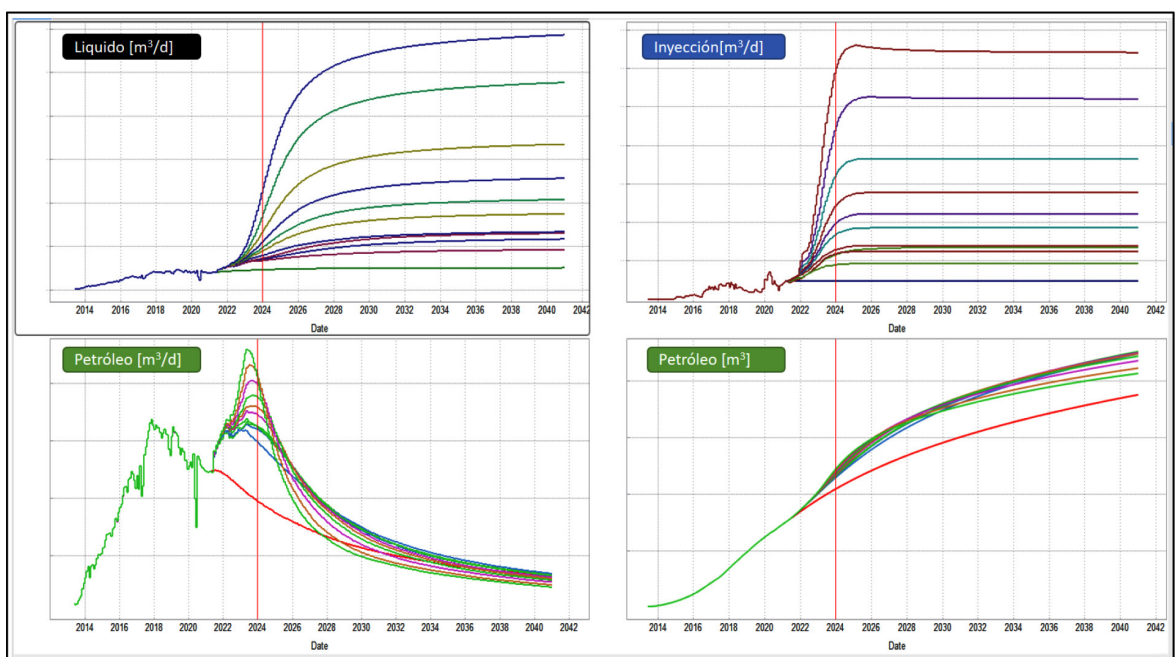


Figura 25. Gráficos de producción de líquido, agua inyectada y petróleo producido en metros cúbicos diarios. Gráfico de acumulación de petróleo en metros cúbicos. Distintos casos de pronósticos.

de inyección por pozo, manteniendo la configuración de las mallas y número de pozos; con esto se estima que el *breakthrough* del yacimiento ocurrirá a principios de 2024, según se observa en la Figura 25. A esta fecha el campo se encontraría con todas las conversiones realizadas. Por esta razón, se determina esta fecha para realizar el reporte global.

Respecto a la concentración de cada trazador en la grilla, esta varía entre 1 (en el punto de inyección) y 0 (grilla no contactada por el trazador). En este ejercicio se observó que los valores de concentración cercanos a cero difundían mucho en la grilla, por esta razón se utilizó un valor de corte levemente mayor a cero. En este caso se determinó utilizar un *cut off* de trazador de 0.001 ya que se observó que a la fecha que se estableció realizar el reporte (2024) el trazador de cada pozo inyector contacta a sus pozos productores asociados de la primera línea. Se resalta que independientemente del valor seleccionado de corte lo más importante es adoptar un criterio de corte único para todos los pozos.

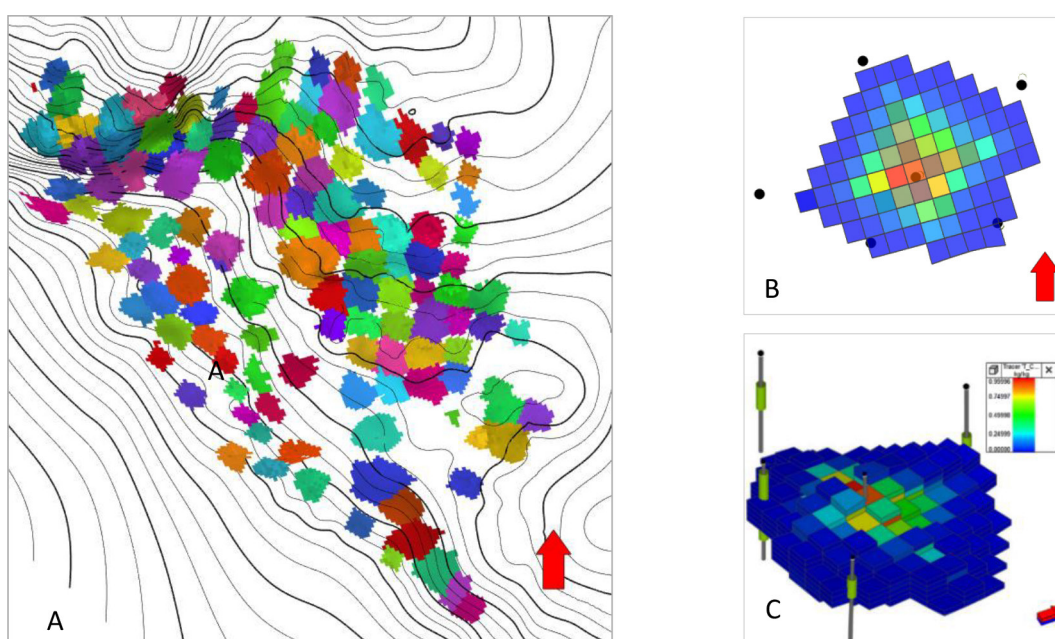


Figura 26. A) Grilla con los volúmenes porales contactados por pozo inyector en el momento del *breakthrough* del yacimiento. B) Grilla con la distribución de trazador de un inyector. Vista en planta. C) Grilla con la distribución de trazador de un inyector. Perspectiva 3D

Calculando los volúmenes de esta manera, se tienen en cuenta todas las heterogeneidades plasmadas en el modelo estático y capturadas en el modelo dinámico, así como la historia de inyección y producción de todos los pozos, y las relaciones de movilidad derivadas del cálculo de la simulación dinámica.

Análisis de casos

Con los volúmenes porales contactados por pozo calculados previamente, se procedió a realizar el cálculo a diferentes ritmos de inyección en busca de un óptimo.

- RI: 0,40 ➤ RI: 0,20 ➤ RI: 0,12 ➤ RI: 0,075
- RI: 0,30 ➤ RI: 0,15 ➤ RI: 0,10 ➤ RI: 0,05

En la Figura 27, se observan los resultados de estos casos en el gráfico de Factor de recobro vs la acumulada del agua inyectada en términos de los volúmenes porales contactados previamente definidos. Los valores del factor de recobro, fueron reportados a partir de la grilla de simulación por diferencia entre el OOIPC (*Original Oil In Place Contactado*) y el OIPC (*Oil In Place Contactado*) dentro del VPC (*Volumen Poral Contactado*).

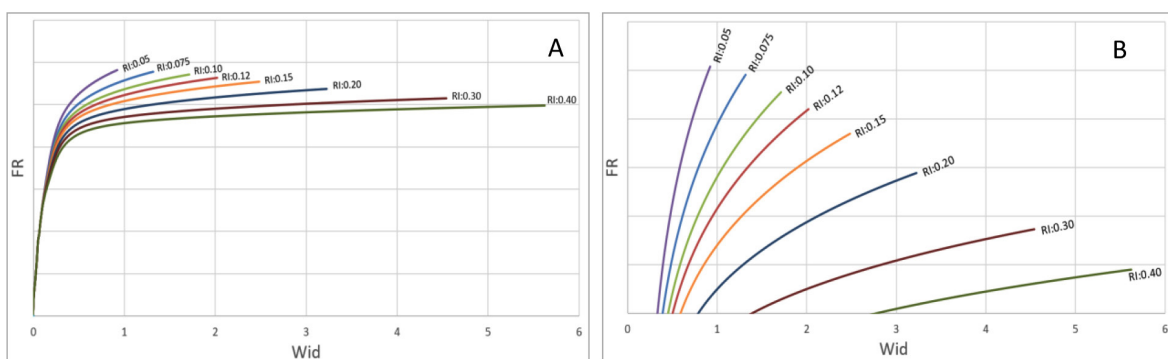


Figura 27. A) Gráfico del factor de recobro en función del agua inyectada por volumen poral contactado para distintos casos de ritmos de inyección. B) Ampliación Figura 27 A).

Como se observa en la Figura 27, a menor ritmo de inyección, mayor es la eficacia del agua inyectada en el yacimiento. En el gráfico ampliado siguiente, se observa que para este caso de análisis con el VPC seleccionado, en general a mayor RI menor será el FR final obtenido.

Al graficar estos valores en función del tiempo se observa que al ir incrementado los ritmos de inyección los factores de recobro son mayores a fechas tempranas, sin embargo, los factores de recobro finales serán menores. En la Figura siguiente se visualiza dicho efecto.

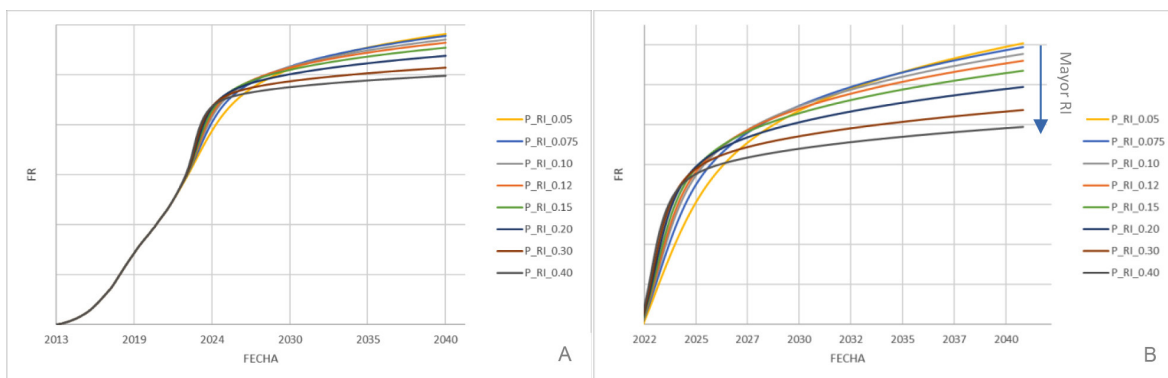


Figura 28. A) Factor de recobro en función del tiempo, para distintos ritmos de inyección en términos de volúmenes porales por año. B) Ampliación Figura 28 A).

Con este análisis resulta evidente que no se debe incrementar el ritmo de inyección indiscriminadamente en post de acelerar la recuperación de petróleo.

En el siguiente gráfico se muestran las curvas de agua inyectada, líquido producido y petróleo junto con la acumulada de petróleo, para los siguientes casos:

Base (Inyección actual del yacimiento) • RI: 0.05 • RI: 0.075 • RI: 0.10 • RI: 0.12

Se analizarán los casos hasta un RI de 0,12 VPc/año, los cuales son factibles de manejar en este campo.

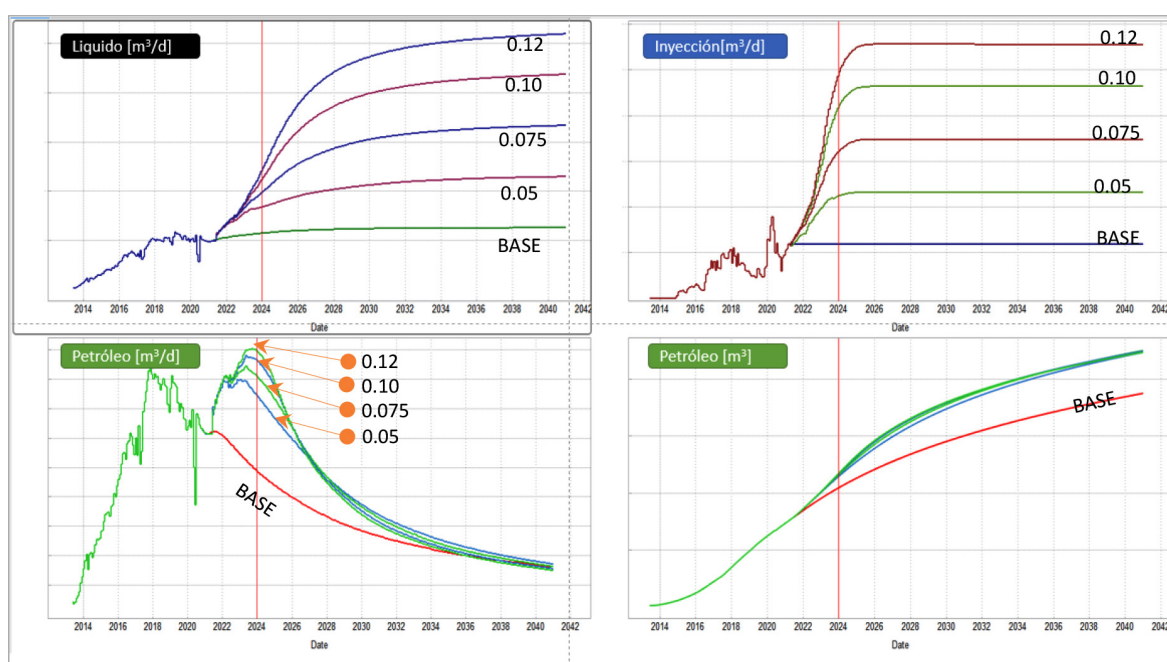


Figura 29. Gráficos de producción de líquido, agua inyectada, petróleo producido y acumulada de petróleo para los cinco escenarios futuros a diferentes ritmos de inyección, en términos de volúmenes porales por año

En estos casos, hay que contemplar que, si bien al incrementar los ritmos de inyección los ápices de petróleo son más elevados, también se incrementa la necesidad del agua de inyección y consecuentemente el líquido producido. Esto genera mayores costos en la adquisición y tratamiento del agua de inyección y en procesamiento del líquido; haciendo necesario instalaciones de mayor envergadura, con una mayor inversión asociada. También se incrementan los costos de mantenimiento y los asociados.

Realizado el análisis de sensibilidad a los caudales y ritmos de inyección, se determinó que, bajo el modelo de costos de la empresa, el escenario más eficiente es el del ritmo de inyección de 0,075 volúmenes porales por año. Este escenario posee un adecuado ápice de petróleo en el tiempo, semejante a los de mayor ritmo de inyección, pero con menores caudales totales de diseño.

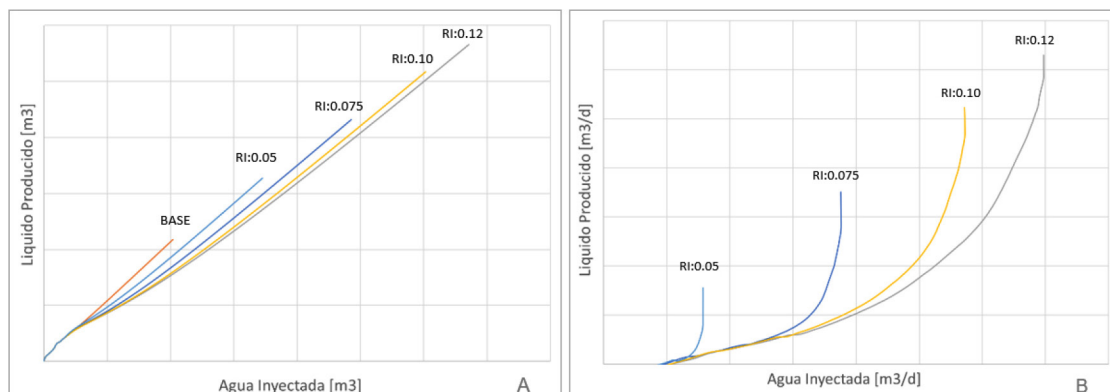


Figura 30. A) Líquido acumulado en función de la acumulada de inyección a distintos ritmos de inyección, a una misma fecha final (2041). B) Líquido producido diario en función del agua inyectada diaria para distintos ritmos de inyección.

En la Figura 30 A se observan las relaciones entre la acumulada de líquido producido y agua inyectada para cada caso. En la Figura 30 B se observa la misma relación de líquido vs agua inyectada, pero en sus respectivos valores mensuales de producción e inyección. Todos los casos fueron corridos a la misma fecha de finalización (2041)

Es importante destacar que para los casos simulados con un RI menor a 0,15 VPc/año se puede seguir incrementado el factor de recobro al incrementar los volúmenes porales inyectados acumulados, como se observa en la Figura 27, en la cual las curvas tienen pendiente positiva. Para el caso seleccionado de ritmo de inyección (0.075 VPc/año) se puede continuar aumentando el factor de recobro de continuar con la inyección más allá de la fecha fin de concesión.

En la Figura 31 se muestra un ejercicio extendiendo la fecha de la corrida de simulación unos 30 años por encima del límite de concesión. En este caso se sigue observando una pendiente positiva al finalizar el ejercicio. Es importante resaltar que, de decidir extender la vida del proyecto de secundaria por encima de la fecha fin de concesión, ya se contará con todos los costos hundidos de las instalaciones, quedando solo los costos operativos.

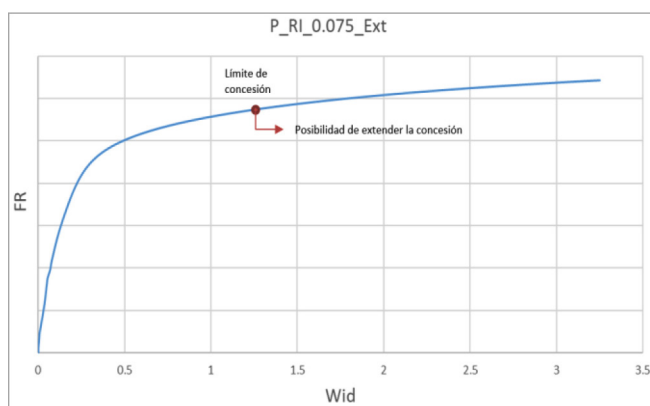


Figura 31. Gráfico del factor de recobro en función del agua inyectada por volumen poral contactado para el caso seleccionado de Ritmo de inyección 0,075 con extensión de la concesión.

CONCLUSIONES

Mediante este trabajo se logró identificar las deficiencias de desplazamiento que generaba la historia errática de inyección y proponer actividad a efectos de mejorar la misma.

Además, se pudo establecer un caudal por pozo inyector en función del ritmo de inyección óptimo del campo. Al tener relaciones de movilidades por encima de 1 (entre 3,6 y 5,4), la eficiencia de barrido es altamente sensible a los ritmos de inyección.

El ritmo de inyección seleccionado antes el *breakthrough* resultó estar muy por debajo del recomendado como buenas prácticas en los manuales de la compañía, el cual está diseñado para campos maduros (*post breakthrough*).

Si bien a mayores RI que el seleccionado de 0.075 VPc/año, los ápices de producción de petróleo serán mayores, los indicadores económicos son desfavorables considerando los costos asociados de las instalaciones requeridas de producción e inyección de estos escenarios.

Se podría extender el límite de la concesión ya que en el caso más rentable se observa pendiente positiva en el gráfico de Wid vs FR (Figura 31), lo que significa que se puede seguir incrementado el FR con la inyección de diseño como se demuestra en el análisis extendido.

Con esta metodología al utilizar Tracer, la determinación del VPc dependerá de la fecha en que se realiza el reporte del avance del trazador y de la concentración de corte del trazador que se utilice.

PUNTOS DE MEJORA

Debido a que cada trazador inyectado en el simulador genera una grilla completa en el modelo, con valores de concentración diferente de cero cercano al inyector y con ceros para el resto del modelo, la propiedad final se arma concatenando todas esas grillas (una por inyector) en una sola grilla con diferentes valores para cada inyector.

De esta manera se arma la FIPNUM-tracer en el modelo de simulación (Figura 26 A) y así luego se reporta el VP de cada FIPNUM-tracer. En este caso se agruparon las 160 grillas (160 inyectores contemplando los vecinos de DBE), en una sola.

En esta operación entre grillas sucedía que algunas grillas tenían las mismas celdas con más de un trazador (de dos o tres inyectores influenciando la misma celda). Debido a la limitación aritmética de la operación de concatenación, si alguna o varias grillas comparten una celda en particular, el valor de esta será reescrita sucesivamente, quedando la última en esta concatenación (no la máxima, sino la última). Una opción superadora por indagar a futuro sería seleccionar la concentración máxima de cada celda y asignarle el valor correspondiente de la grilla concatenada final, suponiendo que el inyector que pudo inyectar mayor concentración determinaría la mayor influencia.

REFERENCIAS CITADAS

- (1) Zavala, C y Ponce, J.J., 2011. La Formación Rayoso (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. Relatoría del XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén, Argentina.

(2) “Optimización de la producción con simulación numérica a través del ajuste asistido y análisis probabilístico mediante el uso de workflow, caso de estudio Chachahuén sur, Cuenca Neuquina, argentina”. Mariela Gamboa, YPF S.A., Nicolás
- Pena, YPF S.A., Lisandro Martínez, YPF S.A., Daniel Varas, YPF S.A., Guadalupe Oviedo, UN Cuyo, pasantía en YPF S.A. presentado AAPG’s ICE Cartagena, Colombia, 2022.

(3) Aspectos de la ingeniería de la Inyección de agua, Forrest F. Craig jr. Gerente Ingeniería petrolífera Amoco Intl. Oil Co.

(4) Integrated waterflood asset management. Ganesh C. Thakur Abduus Satter

AGRADECIMIENTOS

YPF S.A. y Socios por permitir la publicación del trabajo

Horacio del Campillo soporte técnico externo, Tnavigator, RFDyn Gabriel Restrepo, soporte externo Tnavigator, RFDyn

Silvana Gandi, Gerente Desarrollo Oeste YPF S.A.

Marcos Cerroni, Gerente Desarrollo y Operaciones Oeste YPS S.A. Fabio Pompei, Líder Estudios RDLS EPN YPF S.A.

Pablo Vázquez, Ingeniero de Reservorios y Simulación / Referente Técnico YPF S.A. Guillermo Corona, Geofísico Avanzada y Delineación YPF S.A.

Equipo de Operaciones: Pablo Martin, Ingeniero Reservorios Operativo, YPF S.A.; Mariano Fernández, Ingeniero Reservorios Operativo, YPF S.A.; Iñaki De Miguel, Geólogo Reservorios Operativo, YPF S.A.