

## MONITOREO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA BASADO EN SIMULACIÓN DE LINEAS DE FLUJO

Maler, S. (smaler@pluspetrol.net); Perea García, M. (mperea@pluspetrol.net); Moreno, G. (gmoreno@pluspetrol.net); Vinassa, M. (mvinassa@pluspetrol.net); Weber, G. (gweber@pluspetrol.net), Pluspetrol S.A; Batycky, R. (batycky@streamsim.com) Streamsim Technologies.

### Resumen

El siguiente artículo describe las nuevas técnicas incorporadas en el monitoreo de secundaria aplicadas en el yacimiento el Corcobo. La formación productiva es la formación Centenario cuyos reservorios principales, compuestos por arenas no consolidadas con buena continuidad lateral, se encuentran a 650 metros de profundidad. La porosidad promedio es 30%, las permeabilidades entre 0.5 y 4 D, la temperatura de 38 °C y 35 Kg/cm<sup>2</sup> la presión original. La gravedad API del crudo es de 19° y la viscosidad en condiciones de reservorio varía desde los 160 cp hasta 400 cp.

Los pozos son estimulados mediante la técnica de CHOPS durante su terminación, tanto pozos productores como inyectores, promoviendo altas tasas de producción de arena. Este movimiento de arena incrementa los índices de inyectividad / productividad. Sin embargo, las heterogeneidades causadas en la matriz porosa, sumado a la alta viscosidad del petróleo, presenta un desafío en el monitoreo de la recuperación secundaria.

El seguimiento de secundaria depende mucho de la adquisición de datos de producción e inyección en campo. Históricamente el seguimiento se basó en el gerenciamiento de parámetros tales como el Processing Factor (PF) y el Voidage Replaced Radio (VRR), que dependen en gran medida de variables del modelo estático (alocación basada en volumen poral). Esta hipótesis ha tenido buenos resultados, sobre todo en la etapa temprana del desarrollo, donde los contrastes de respuesta entre pozos de una misma malla son evidentes y la limitación de caudales son consecuencia de esas diferencias.

En la medida que el campo alcanza su madurez todos los pozos de la malla poseen elevados cortes de agua. En esta etapa es necesario incorporar algún análisis dinámico que nos revele el comportamiento de las líneas de flujo, y así promover los cambios de caudales necesarios en pozos productores e inyectores.

Para ello se construyó un modelo 3D de simulación de líneas de flujo, incorporando más de 1100 pozos entre inyectores y productores, mapas de porosidad, espesor, saturación, etc. Este modelo permite identificar las líneas de flujo, y los factores de alocación por pozo (WAF) que pasan a ser dinámicos debido a la resolución de ecuaciones de flujo.

Mediante esta metodología, se logra optimizar las líneas de flujo entre inyectores y productores, potenciando aquellas más eficientes y corrigiendo las otras. De esta manera se logra obtener un paquete de propuestas de optimizaciones tendientes a incrementar la recuperación en base a la eficiencia histórica del Pattern.

## Introducción

El yacimiento El Corcobo Norte (ECN) y sus aledaños, Jagüel Casa de Piedra (JCP), Cerro Huanul Sur (CoHS), Puesto Pinto (PP), El Renegado (ER) y Gobernador Ayala Este (GAE) se encuentran en las áreas JCP, CNQ-7/A, GA y GAI, ubicadas al norte del Río Colorado en las provincias de Mendoza y La Pampa (Figura 1).

La exploración en estas áreas comenzó en 1964, siendo el pozo Jagüel Casa de Piedra (JCP).x-3, perforado por YPF en 1984, el primero en evidenciar la presencia de hidrocarburos pesados en condiciones de subpresión y en reservorios no consolidados, proclives a producir arena. La magra producción resultante y la escasa dimensión de la acumulación definida por otros 3 pozos de avanzada (JCP.a-4, a-5 improductivos y a-6 que ensayó petróleo y agua) llevaron a que esta región de borde de cuenca quedara fuera del interés exploratorio de aquel momento (Cevallos *et al.* 2011).

El hallazgo de petróleo del pozo JCP.x-3 circunscripto a un pequeño cierre estructural, fue la base de una intensa campaña de exploración iniciada en 2004 donde los objetivos eran someros, obteniendo en la primera etapa exploratoria resultados económicos. Se descubrieron trampas estratigráficas que superan los 500 MMBbls de petróleo original in situ (POIS).

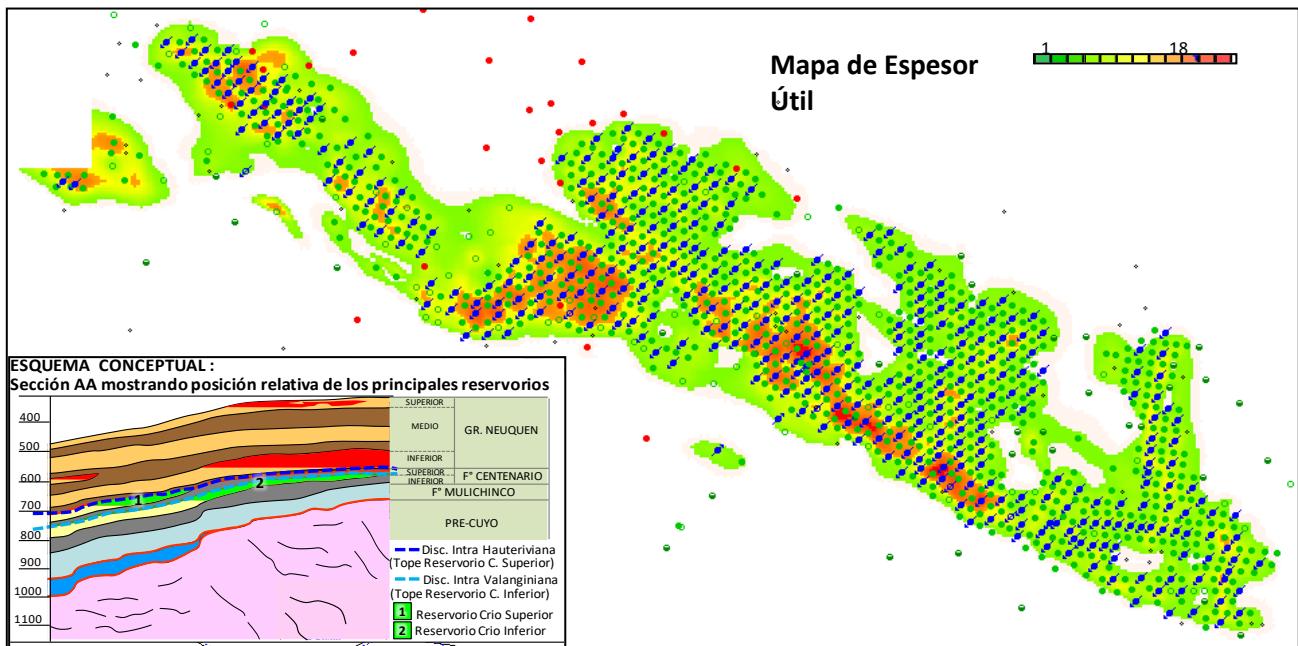
La estrategia de trabajo empleada desde el inicio de la explotación surgió a partir del estudio de las etapas de exploración y desarrollo de campos análogos del oeste de Canadá. Se tomó la decisión de probar aquellas tecnologías que habían demostrado ser exitosas comercialmente. De esta manera, además de las técnicas CHOPS e inyección de agua, se realizó un piloto de inyección continua de vapor, 4 pilotos de inyección cíclica de vapor, 1 piloto de perforación horizontal, y 1 piloto de inyección de polímeros.

La técnica de producción empleada principalmente es “CHOPS, Cold Heavy Oil Production with Sand” (producción de petróleo pesado en frío con arena). Esta técnica consiste en promover la producción de arena a través de ensayos a alto caudal y a la presión dinámica más baja posible durante la terminación, tanto en pozos inyectores como productores (Dusseault 2006). La producción de arena da lugar a la formación de cavernas y/o “wormholes” en la zona de punzados que generan estimulación, condición necesaria para alcanzar las producciones iniciales observadas.

## Propiedades del reservorio

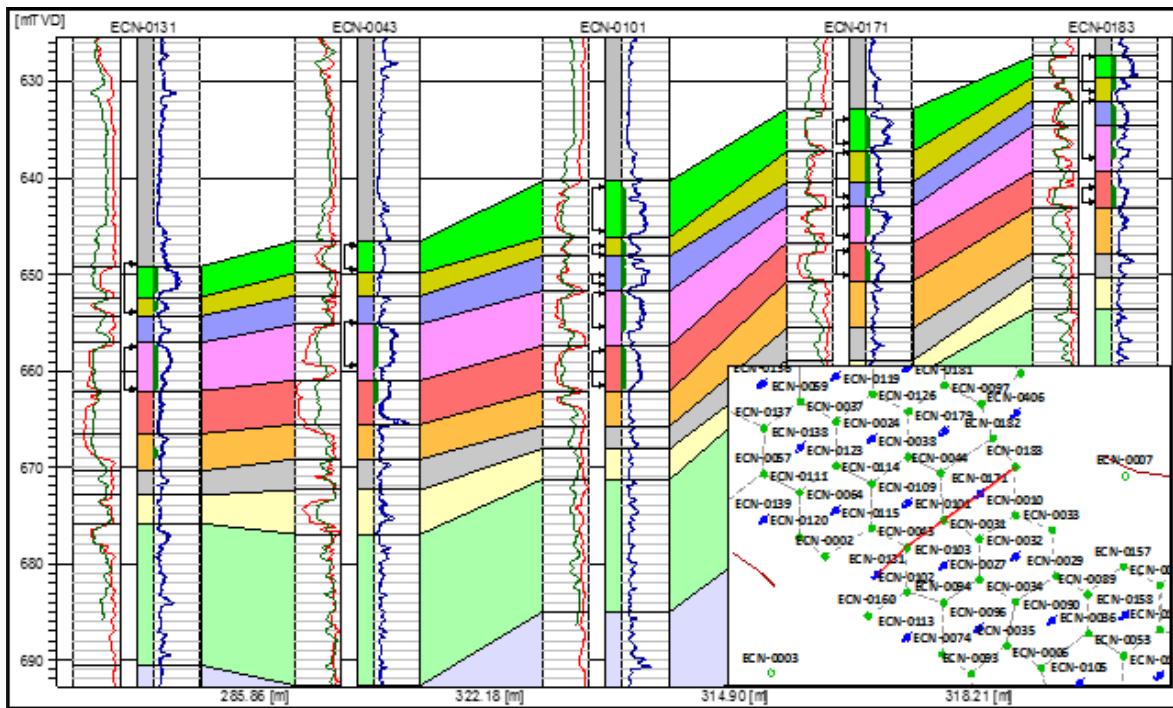
### *Geología y fluidos del reservorio*

Los reservorios principales son las areniscas no consolidadas de la Fm. Centenario, con más del 70% de las reservas en el Mb. Inferior y el resto en el Mb. Superior. Los reservorios de mejor calidad tanto del miembro Superior como Inferior, corresponden a depósitos de canales fluviales de planicie costera, la profundidad promedio de los reservorios es 650 m (Fig. 1). La porosidad promedio es 30% y la permeabilidad varía entre 0.5 y 4 Darcy. El espesor útil promedio es de 8 m, siendo el mayor espesor de 18 m. El crudo tiene una gravedad API de 19° y viscosidad in situ entre 160 y 400 cP. La presión original es de 35 kg/cm<sup>2</sup> (sub-hidrostática).



**Fig. 1 – Disposición de los principales reservorios**

Existe buena continuidad lateral de las distintas capas del reservorio dado el ambiente depositacional descripto anteriormente. La figura siguiente (Fig. 2) muestra en un corte estructural la disposición típica de los reservorios correspondientes al Mb. Inferior de la Formación Centenario.

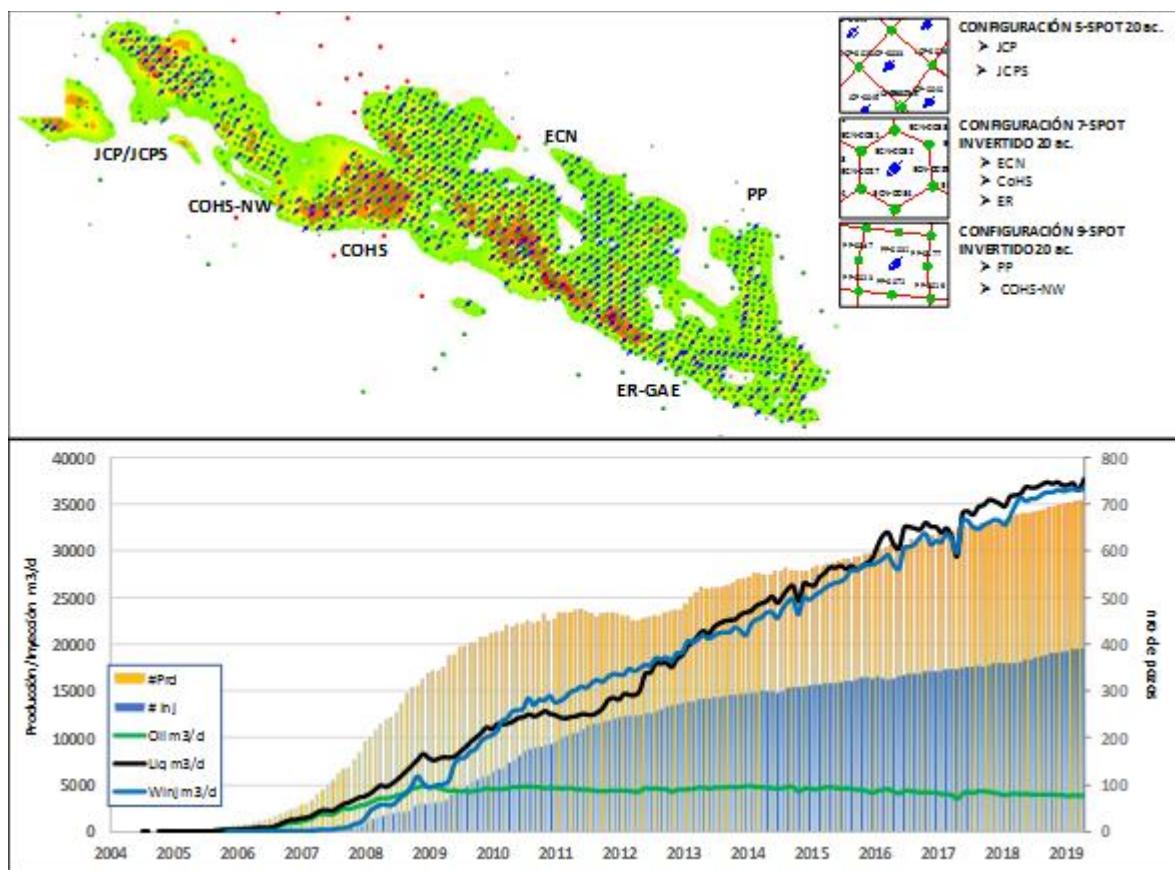


**Fig. 2: Continuidad del reservorio. Correlación de capas en Mb. Inferior de la Formación Centenario**  
**Mecanismos de producción**

*CHOPS e implementación de Recuperación Secundaria. Respuestas observadas.*

Como se mencionó anteriormente, el yacimiento se opera utilizando la técnica CHOPS, que permite obtener altos caudales de producción debido a la estimulación que genera la producción de arena. Sin embargo la alta producción supone una rápida depletación del reservorio en las primeras etapas de explotación, motivo por el cual se utiliza la inyección de agua (Recuperación Secundaria) para mantenimiento de presión.

La configuración de pozos predominantemente empleada para Recuperación Secundaria es 7-spot invertido con un espaciamiento de 20 ac. Los yacimientos ECN, ER y CoHS están desarrollados casi exclusivamente con esta configuración, mientras que el yacimiento JCP utiliza un esquema 5-spot a 40 ac, y en el yacimiento PP actualmente se usa 9-spot invertido, que se migra a un arreglo Line Drive, con los inyectores ubicados en el eje de los canales arenosos. El siguiente gráfico (Fig. 3) ejemplifica estas configuraciones y muestra además la historia de producción de todos los yacimientos en estudio en conjunto. La producción en Mayo de 2019 fue de 3843 m<sup>3</sup>/d de petróleo con 708 pozos productores activos. La inyección ascendió a 36647 m<sup>3</sup>/d distribuida en 392 pozos.



**Fig. 3:** Configuraciones de mallado para Recuperación Secundaria. Historia de producción de todas las áreas en conjunto.

La respuesta de la producción se obtuvo luego de alrededor de 6 meses de iniciada la inyección, periodo típico de respuesta en los yacimientos en estudio. En la historia del Corcobo pueden identificarse las etapas típicas de respuesta a la Recuperación Secundaria (Baker 2001). La exitosa respuesta obtenida comprueba que la relación de movilidades  $M$  del reservorio es apropiada para aplicación de Recuperación Secundaria, a pesar de la alta viscosidad del crudo del reservorio.

## *Problemas de Eficiencia Volumétrica (EVOL)*

### *Canalizaciones*

Si bien el reservorio tiene propiedades petrofísicas relativamente homogéneas, la aplicación de la técnica de producción de arena genera heterogeneidades dado que el espacio creado por la arena que va siendo producida genera zonas de muy alta conductividad. Estas regiones, denominadas agujeros de gusano (“wormholes”), que mejoran progresivamente la productividad del pozo, en ciertos casos pueden generar una conexión franca con el pozo inyector. Cuando esto sucede, el agua viaja directamente por esos wormholes hacia el productor, dando lugar a lo que se conoce como canalización de agua. Las canalizaciones por wormholes atentan directamente contra la obtención de un alto Factor de Recuperación (FR) debido a que actúan directamente en detrimento de la Eficiencia Volumétrica (EVOL) de barrido.

Existen distintos estudios que intentan describir la formación de los wormholes. La teoría más ampliamente aceptada tiene fundamentos en la Geomecánica, y se basa en la redistribución de esfuerzos entre las zonas que aportan material al pozo y las que se mantienen quasi inalteradas soportando el peso de la columna litostática (Wang *et al.* 2006). Sin embargo, aún no existen métodos para describir la geometría de la zona alterada por los wormholes a nivel yacimiento.

En los yacimientos de la Formación Centenario se ha documentado ampliamente la ocurrencia de estos canales. En muchos casos se ha podido caracterizar los mismos a través de Ensayos de Trazadores y Ensayos de Interferencia (EI) (Aguero *et al.* 2015).

### *Problemas de Eficiencia Areal (EA) de barrido.*

Si bien el tipo de canalizaciones por wormhole repentinas recién descriptas son frecuentes, existen otro tipo de problemas asociados a digitación viscosa (*viscous fingering*), que igualmente atentan contra la *EVOL* de la Recuperación Secundaria.

Diversos factores hacen que en una malla determinada algunos productores experimenten la irrupción de agua antes que otros. En estos pozos el  $W_{cut}$  aumenta notablemente y se desarrolla una preferencia del agua inyectada a dirigirse hacia esos sectores con alta  $S_w$ , perjudicando la distribución uniforme del frente de agua. Se ha encontrado en estos yacimientos que si en los pozos con elevado  $W_{cut}$  se permite la extracción a bajas  $p_{wf}$ , la situación empeora hasta alcanzar un estado en el cual el inyector solo aporta hacia esos pozos, dejando sin soporte al resto de los productores de la malla. Los resultados de esta situación, sin llegar a ser tan drásticos como en el caso de las canalizaciones, implican la acuatación temprana de pozos y retrasa la respuesta de los otros productores

## **Gerenciamiento del VRR y PF**

### *Limitación de caudales de inyección y producción*

La aparición de las primeras canalizaciones por wormholes obligó a buscar un modo de evitar, o cuando menos, reducir la ocurrencia de las mismas. Teniendo en cuenta que el volumen alterado en el reservorio es función directa del volumen de arena producido, y que la taza de producción de arena depende de la velocidad de movimiento de los fluidos en el reservorio, se decidió probar una estrategia orientada a minimizar esas velocidades de flujo. En primer lugar se definió un caudal de inyección ( $q_{wi}$ ) máximo por malla, y posteriormente se aplicó el mismo criterio a los pozos productores, fijando caudales de producción máximos.

Para definir el límite superior de  $q_{wi}$  en cada malla se utilizaron dos parámetros:

- Factor de Procesamiento (PF por sus siglas en inglés) del pozo inyector:

$$PF_i = \frac{q_{wi} [\text{m}^3/\text{d}] \times 365 [\text{d}]}{PV_{malla} [\text{m}^3]}$$

que representa la cantidad de volúmenes porales de la malla inundados por el agua de inyección en el periodo de un año.

- Relación de Remplazo de Volúmenes (VRR por sus siglas en inglés, *Voidage to Replacement Ratio*):

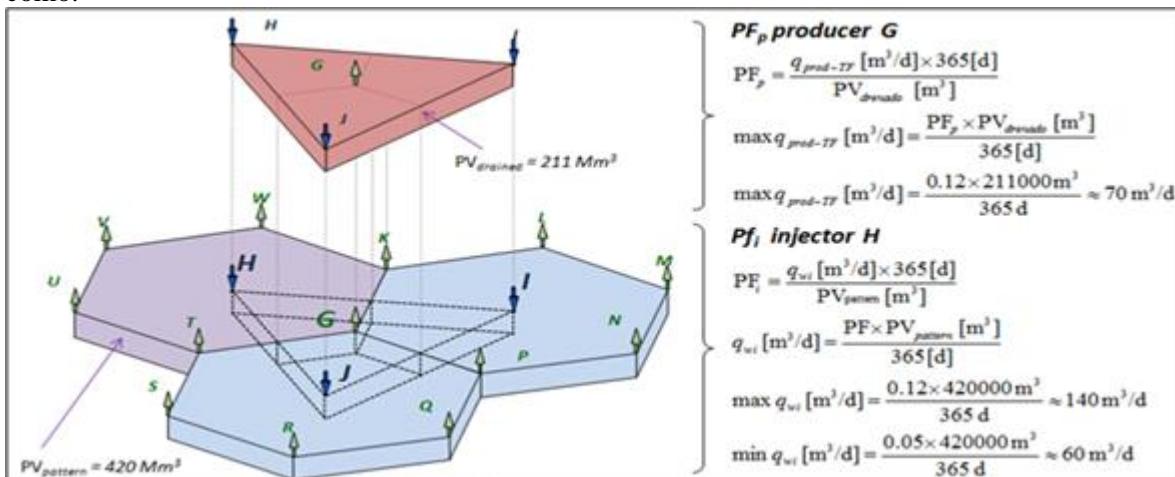
$$VRR = \frac{\text{Fluid in}}{\text{Fluid out}} = \frac{q_{wi}}{q_o + q_w + q_g + q_s}$$

que representa la relación entre el volumen de fluido que ingresa a un determinado volumen poral (por ejemplo una malla de inyección) y el fluido que egresa del mismo volumen, en un cierto periodo de tiempo.

El volumen que egresa del volumen poral inyectado, considera la hipótesis de alocación ponderada por volumen poral. Es decir la producción total de un pozo productor, esta asociada a los distintos inyectores que posea y su ponderación es volumétrica. En el gráfico (Fig.4) se observa el volumen poral total asociado a pozos inyectores y pozos productores. Esta discretización de volúmenes es la que se utiliza tanto para la definición del PF por pozo, como también del VRR de las mallas.

Se definió que el valor máximo de  $q_{wi}$  por inyector sería aquel caudal que corresponda a un PF de 12%, partiendo de la hipótesis de que las velocidades de flujo generadas por este  $q_{wi}$  reducirían la erosión y arrastre de arena. La observación posterior de que al aplicar este límite la acuatización del campo se vio desacelerada, fue de a poco consolidando el 12% de PF como valor correcto para calcular el máximo de  $q_{wi}$ .

Dado que para evitar la depletación es necesario mantener un balance entre inyección y producción, si se limita la entrada de fluidos a un determinado volumen poral, también debe limitarse la extracción si es que se pretende mantener la energía del reservorio. Por lo tanto, la limitación en el  $q_{wi}$  implicaba también una limitación en el caudal de producción, por lo que se definieron restricciones en la producción de ciertos pozos. El límite máximo de producción en un pozo productor determinado se tomó como aquel caudal que representa un Factor de Procesamiento también de 12%, definiéndolo como:



**Fig. 4:** Cálculo de las variables PF y VRR. Delimitación de las áreas y volúmenes porales afectados para alocación de producción.

- Factor de Procesamiento del pozo productor:

$$PF_p = \frac{q_{prod-total} [m^3/d] \times 365[d]}{PV_{drenado} [m^3]}$$

que representa la cantidad de volúmenes porales (correspondientes a su área de drenaje) producidos por un pozo en un periodo de un año.

El cálculo del  $PF_p$  también puede emplearse para determinar el caudal máximo al que un productor debe operar para evitar generar desbalances en la distribución areal de la inyección. Solo se aplica la restricción en los pozos que ya han sufrido la irrupción del frente de agua en aquellas mallas que muestran claras diferencias entre la producción de sus pozos (mallas con baja  $E_A$ ).

Si bien esta estrategia surgió en respuesta al problema de canalizaciones, la filosofía detrás de este modo de operación, en el que se mantiene un control riguroso tanto de las cantidades inyectadas como de las producidas, es el de alcanzar la distribución uniforme del agua en todas las mallas del yacimiento. Esto resulta fundamental para la obtención de un FR alto en este tipo de reservorios, dadas sus características de mojabilidad, y en el que se tienen altos contrastes de viscosidad entre fluido desplazante y desplazado.

Actualmente el corte de agua promedio del yacimiento ronda el 90%, si bien esta metodología ha permitido incrementar los factores de recobro de las mallas, discriminar cuales son las conexiones mas fuertes entre pares inyectores y productores se torna más complejo cuando avanza la madurez del yacimiento. Además de ello se asume que las relaciones entre inyectores y productores son meramente volumétricas, cuando la evidencia nos ha demostrado que efectivamente no lo son.

### Monitoreo basado en líneas de flujo

La característica de las líneas de flujo para monitoreo es que permite cuantificar las relaciones entre pozos inyectores y productores a través del tiempo, teniendo en cuenta los cambios dinámicos producidos en el reservorio debido a alteraciones en los caudales, como a la perforación de nuevos pozos, conversiones, etc (Batycky *et al.* 2008, 2018 a ,2018 b).

En el monitoreo se define un pattern con su inyector y los productores asociados, determinado por las líneas de flujo. De esta manera las mallas se vuelven dinámicas, es decir que pueden cambiar en cada timestep, debido a los cambios mencionados anteriormente.

Aquí ya se parte de una diferencia importante dado que las mallas cambian en el tiempo, a diferencia del análisis previo donde se suponían fijas y asociadas al primer distanciamiento únicamente.

Las líneas de flujo nacen en “fuentes”, pozos inyectores o límites, hacia los pozos productores utilizando los caudales históricos medidos, resolviendo las ecuaciones de presión de manera discreta para la grilla y la ecuación de Darcy, para obtener el campo de velocidades. El cálculo de la presión para cada celda es idéntico al primer paso de un sistema IMPES (implicit pressure explicit saturation) excepto por el cálculo de la saturación dado que en el monitoreo por líneas de flujo no existe el cálculo para el transporte de componentes (agua, petróleo y gas). Como alternativa las saturaciones se actualizan resolviendo el balance de materiales sobre un volumen de control que está definido por un manojo de líneas de flujo entre inyector y productor (Batycky *et al.* 2018a). El monitoreo por líneas de flujo, no es el método convencional de simulación por líneas de flujo, dado que no es posible realizar pronósticos bajo este esquema. Esto es debido a que la metodología usa los datos de caudales de manera explícita para determinar las líneas de flujo existentes en el reservorio y como se relacionan entre sí.

De esta manera el proceso permite:

- Obtener las mallas a cada timestep relacionando cada pozo inyector con los pozos productores, dadas las propiedades petrofísicas/geológicas, caudales históricos y coordenadas de pozos.
- Obtener métricas de las mallas como eficiencia a la inyección, inyección-petróleo remanente, etc.
- Obtener los denominados WAF (Well allocation factor) como factor de alocación dinámico. Los mismos se definen como la sumatoria de los caudales de cada línea de flujo correspondiente a un mismo par inyector-productor sobre el caudal total del pozo.
- Promover cambios en los caudales objetivos de manera de mejorar la eficiencia de barrido y reducir la circulación de agua

Este proceso permite entender de manera cuantitativa el estado actual de la recuperación secundaria. Aplicando los caudales recomendados por el modelo de optimización de líneas de flujo (FloodOpt) y repitiendo el proceso con un cronograma de actualización, se puede mantener permanentemente el campo optimizado. Esto repercute en una mayor recuperación de petróleo por cada unidad de volumen de agua inyectada.

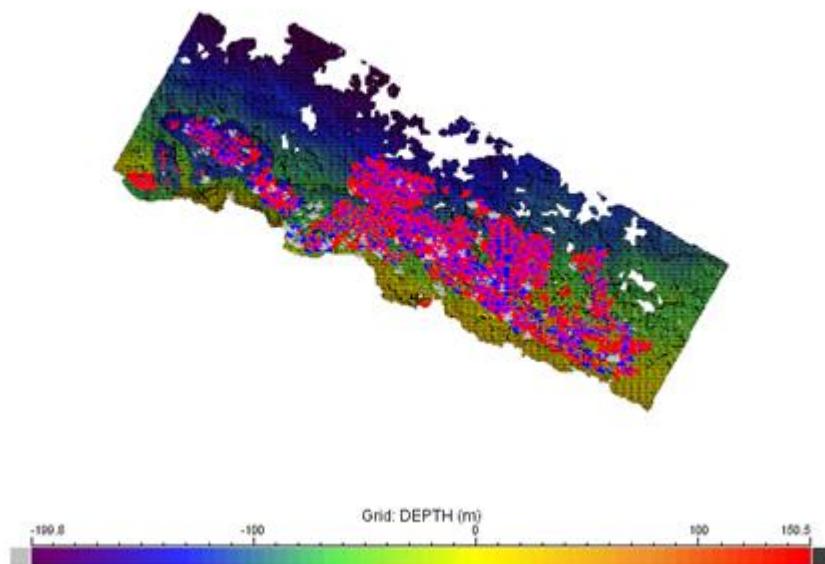
La recomendación de caudales de inyección y producción va a estar definida por una función objetivo, en donde los “WAF” se verán modificados en función a su eficiencia de barrido. Aquellos grupos de líneas de flujo más eficientes se incrementarán en caudal y aquellos menos eficientes se verán disminuidos, como resultado se obtendrá el caudal objetivo por pozo. (Thiele *et al.* 2006)

### Construcción del modelo

El armado del modelo 3D de monitoreo para el yacimiento el Corcobo se realizó para el total de pozos del campo (Fig 5)

Se construyó un modelo de cerca de 4 millones de celdas, se incorporaron mapas 2D de topes, espesores permeables, porosidad, saturación de agua y permeabilidad. Se incorporaron más de 1500 pozos, la historia de producción e inyección y datos PVT.

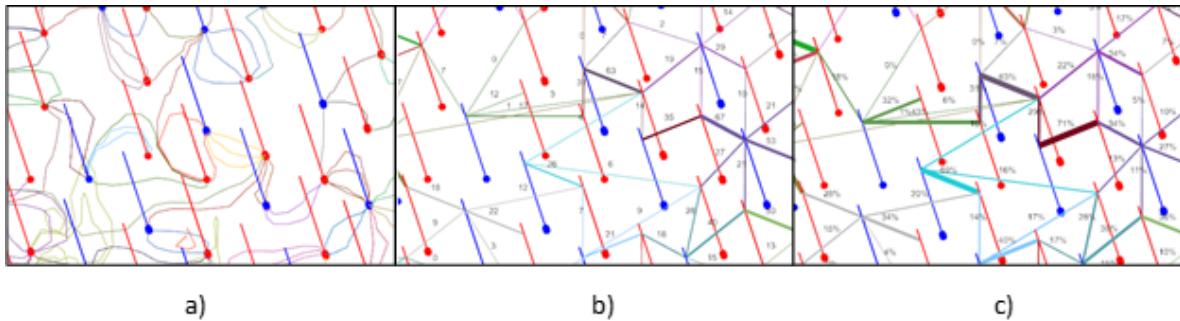
Time 5301.0 days (2019/05/01 - 2019/06/01) - run1.3ds1



**Fig. 5:** Modelo de líneas de flujo para el Yacimiento Corcobo

Dado que la actividad de perforación en el yacimiento es intensiva, se planteó un plan de actualización trimestral de la producción y los pozos nuevos perforados, incorporando también una actualización en todos los mapas. Toda esta información es suficiente para obtener los denominados FP maps (Flux Pattern maps) que representan las conexiones en el reservorio (Fig 6) sin la necesidad de ningún tipo de ajuste histórico. Esto es debido a que el modelo honra los datos de producción históricos e implícitamente resuelve las líneas de flujo en el reservorio.

Los mapas de flujo (FP maps) representan el total de líneas de flujo entre inyector y productor, en términos de fluido total, dentro de los mismos mapas puede evidenciarse además el % de alocación entre pozos, este factor se denomina WAF. Este factor es el que en la metodología por VRR se estimaba como un proporcional del volumen poral, ahora el mismo es reemplazado por el cálculo de ecuaciones de flujo que lo representan de manera dinámica.



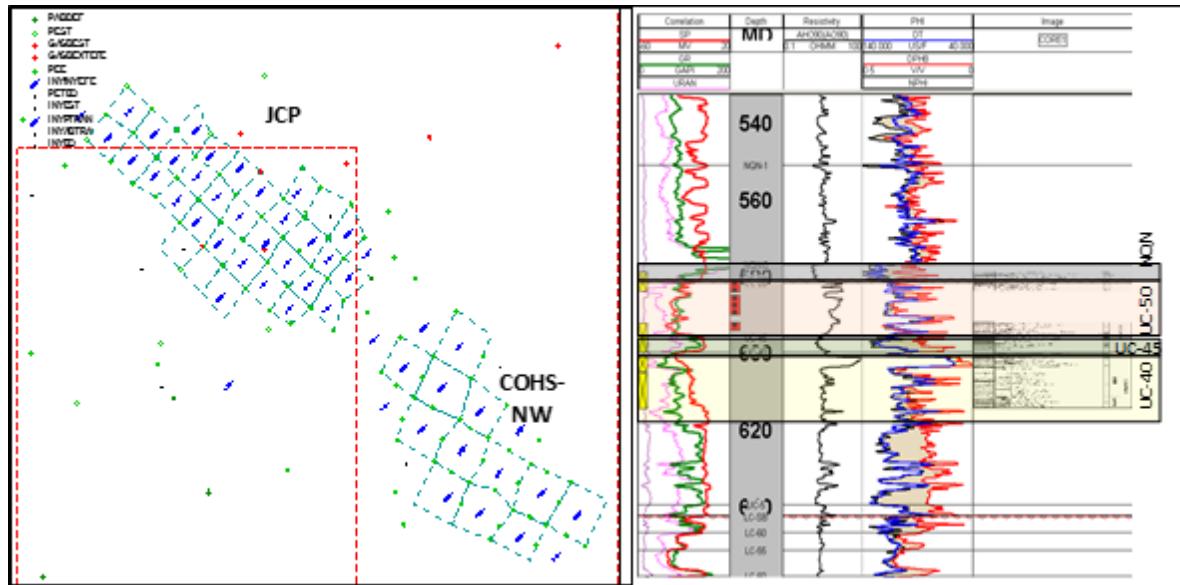
**Fig. 6:** a) Líneas de flujo calculadas para cada par inyector productor. b) FP maps ilustra el caudal total de líquido que circula entre inyectores y productores, representa la sumatoria de todas las líneas de flujo involucradas. c) WAF, factor de alocación centrado en pozo inyector.

Se realizó el cálculo para todo el yacimiento y buscó optimizar todos los pozos. La manera de asignación de los caudales objetivo proviene de la definición de una función de “peso” que propone multiplicar o dividir por un factor las líneas de flujo y consecuentemente esto altera el caudal objetivo

de los pozos.

Para la implementación de las recomendaciones se seleccionó solamente una porción del yacimiento, que corresponden a las zona de JCP y CoHS-NW. Ambos grupos de pozos pertenecen a la formación Centenario Superior, la cual consta de 3 grandes capas principales para estas zonas (Fig 7), pero totalizan un total de 6 layers en el modelo 3D.

El objetivo de esta implementación es incrementar la producción de petróleo, acompañado en un cambio favorable en el RAP-NP, que este asociado a una mejor eficiencia de barrido. Operativamente en el campo se le dá prioridad al muestreo y monitoreo de estas variables durante su implementación piloto.



**Fig. 7:** Las zonas JCP y CoHS-NW poseen hasta 3 grandes unidades de flujo pertenecientes a la formación Centenario Superior

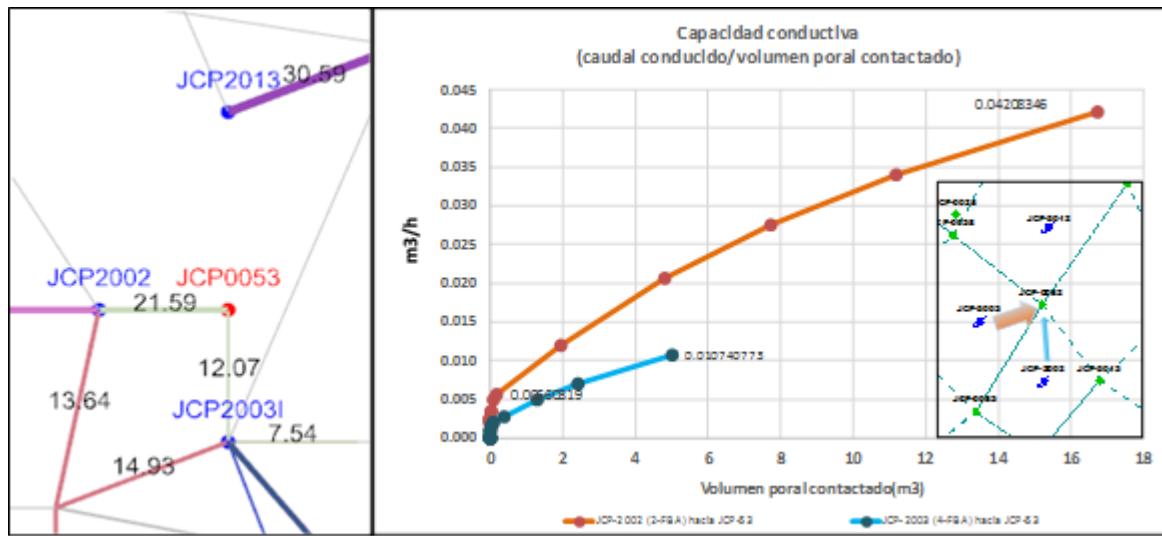
## Aplicación

Sobre las zonas seleccionadas se separó el análisis en dos. Un análisis para el grupo JCP y otro para COHS-NW. La razón principal es debido a que el grupo JCP centraliza la producción e inyección en una planta dedicada mientras que COHS- NW no.

### *JCP*

La zona de JCP es la de mayor historia en todo el yacimiento, ya que allí se comenzó con el desarrollo de recuperación secundaria y por ende es de las zonas con mayores volúmenes porales inyectados.

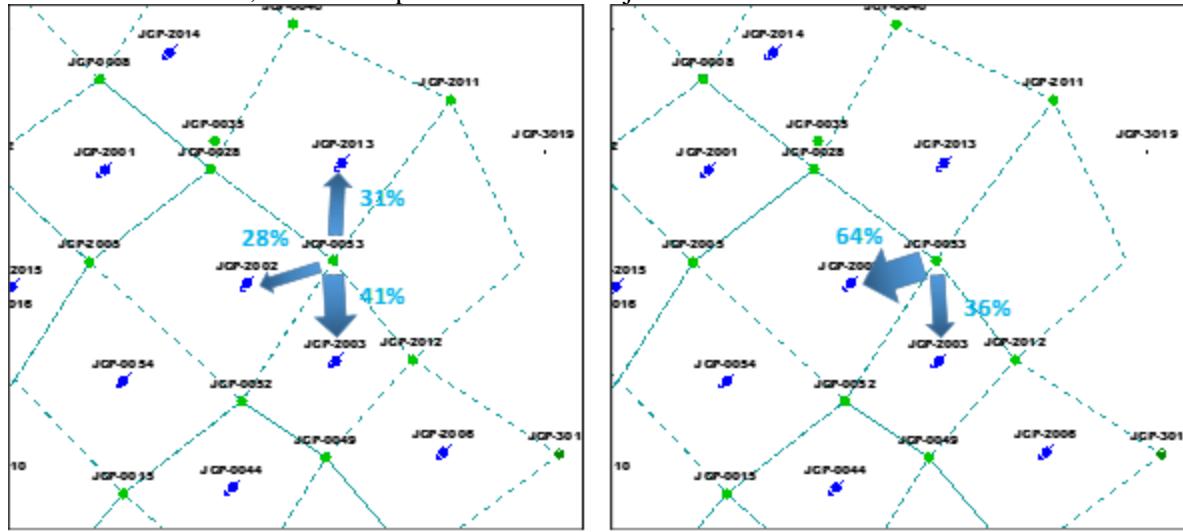
Como parte del seguimiento histórico se han realizado campañas de mediciones de trazadores areales, para definir las conexiones en los pozos productores canalizados. Para corroborar los cálculos realizados por el modelo se buscó poder ajustar de alguna forma estas conexiones que se han evidenciado históricamente. A modo de ejemplo del trabajo realizado, en la zona de JCP se contaba con una última medición de trazador de fines del año 2015. La medición correspondiente al pozo JCP0053, canalizado, en la malla de los inyectores JCP2002, JCP2003, JCP2013. A la fecha del muestreo, la respuesta física evidenciada en el reservorio para el pozo JCP0053, coincide con lo calculado por el modelo para dicho timestep. Se representa tanto los pozos de los que se tiene arriba como así también la magnitud de las conexiones en términos relativos.



**Fig. 8:** A la izquierda se observa el FP maps para la fecha de muestreo del trazador, calculado por el modelo centrado en el productor. En la derecha se observa la acumulada de las mediciones físicas de trazadores realizados en el pozo JCP053.

En el grafico (Fig 8) se ven los resultados de FP maps para del modelo para el timestep de muestreo de trazadores, donde además se observa la acumulada medida de trazador en el pozo con sus respectivos inyectores desde los que se identifican arriba.

También es notorio el impacto que tiene el cambio de factores de alocación estáticos, como es realizado en el gerenciamiento de los VRR (ponderando por volumen poral) frente a factores de alocación dinámicos, calculados por las líneas de flujo.



**Fig. 9:** Factores de alocación (WAF) calculados por ponderación de volumen poral (izquierda) y por líneas de flujo para la fecha de trazado (derecha).

En el grafico (Fig 9) se ven los factores de alocación resultantes por un método y otro para la fecha de muestreo de trazadores. Dado que para el seguimiento histórico los factores de alocación (WAF)

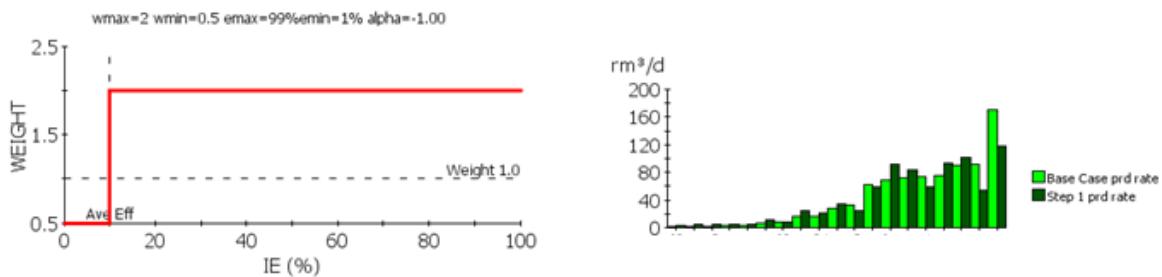
son estáticos, los que aquí se observan son constantes en el tiempo. Los factores obtenidos a partir de líneas de flujo son dinámicos y resultaron ser evidentemente más representativos de los fenómenos reales en el reservorio. Claramente los cambios propuestos en los caudales recomendados posteriores, frente a estas dos hipótesis, traerán aparejados resultados completamente distintos entre un caso y otro.

Dadas las conexiones calculadas a cada timestep, y tomando al último de ellos se pasó a realizar las nuevas recomendaciones en JCP. Al momento de la optimización la capacidad de planta en JCP se encontraba cercano a su nivel máximo por lo que la optimización para el grupo de pozos se ve limitada en el caudal máximo de producción de líquido e inyección. De manera que la optimización surge mayormente de la redistribución de las líneas de flujo.

Esta restricción de caudal máximo es fijada dentro del modelo para el grupo de pozos. A su vez y debido a que el caudal máximo de pozo viene restringido por los PF máximos que se consideran para evitar la canalización de pozos, se ingresa también una restricción de caudal máximo por pozo.

Finalmente se asigna una función de peso que afecta las líneas de flujo entre inyectores y productores según su eficiencia actual y es la que regula los nuevos caudales propuestos por pozo (Fig 10).

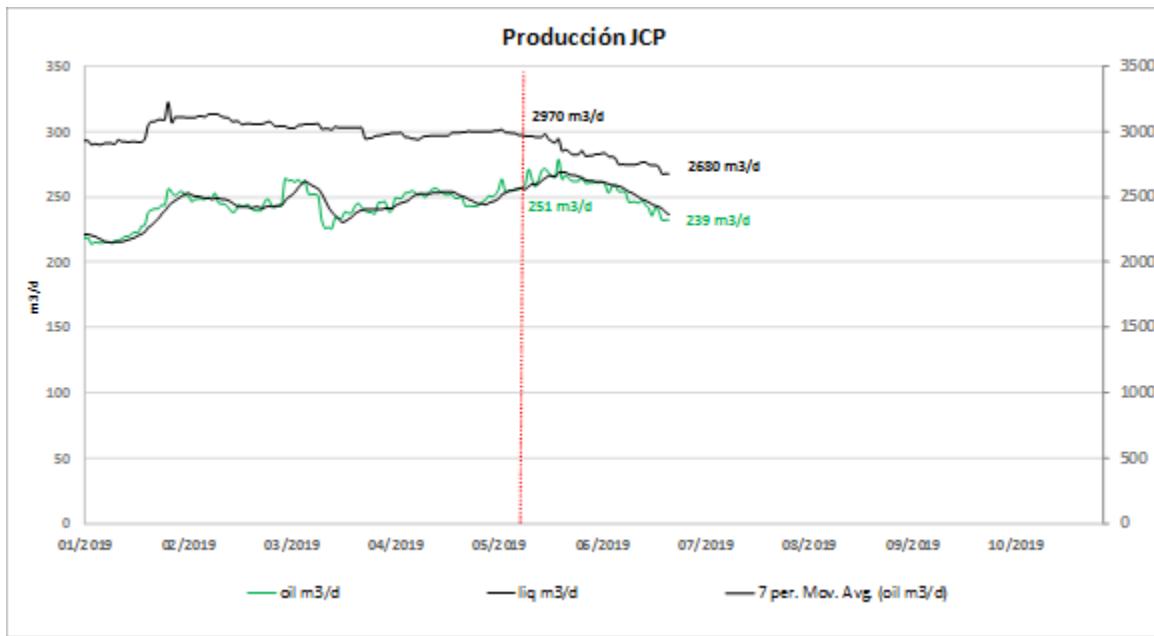
Distintas estrategias fueron probadas, desde más conservadoras hasta más agresivas para definir la función peso y se compararon las salidas de unas con otras de manera de obtener el mayor caudal de petróleo a futuro.



**Fig. 10:** Función de peso (izquierda) que modifica las líneas de flujo según su eficiencia (IE%) multiplicándola por un factor (weight). En la derecha el cambio de caudales propuesto comparado con el caso base.

Los cambios se empezaron a realizar con fecha del 13 de Mayo del 2019 para un grupo de 34 pozos productores y 21 pozos inyectores en la zona. Muchos de los caudales recomendados por el modelo, no son posibles de llevar a la práctica de manera instantánea por diversas cuestiones:

- La inyección en algunos pozos puede estar limitada por la presión disponible en superficie.
- La producción bruta no podrá incrementarse dado que la presión dinámica de fondo se encuentra en el mínimo admisible, requerirá de tiempo para re direccionar las líneas de flujo y así obtener respuesta buscada.
- El cambio propuesto es tan grande, que lo que se plantea realizar son cambios graduales en un mayor tiempo hasta alcanzar los nuevos recomendados.



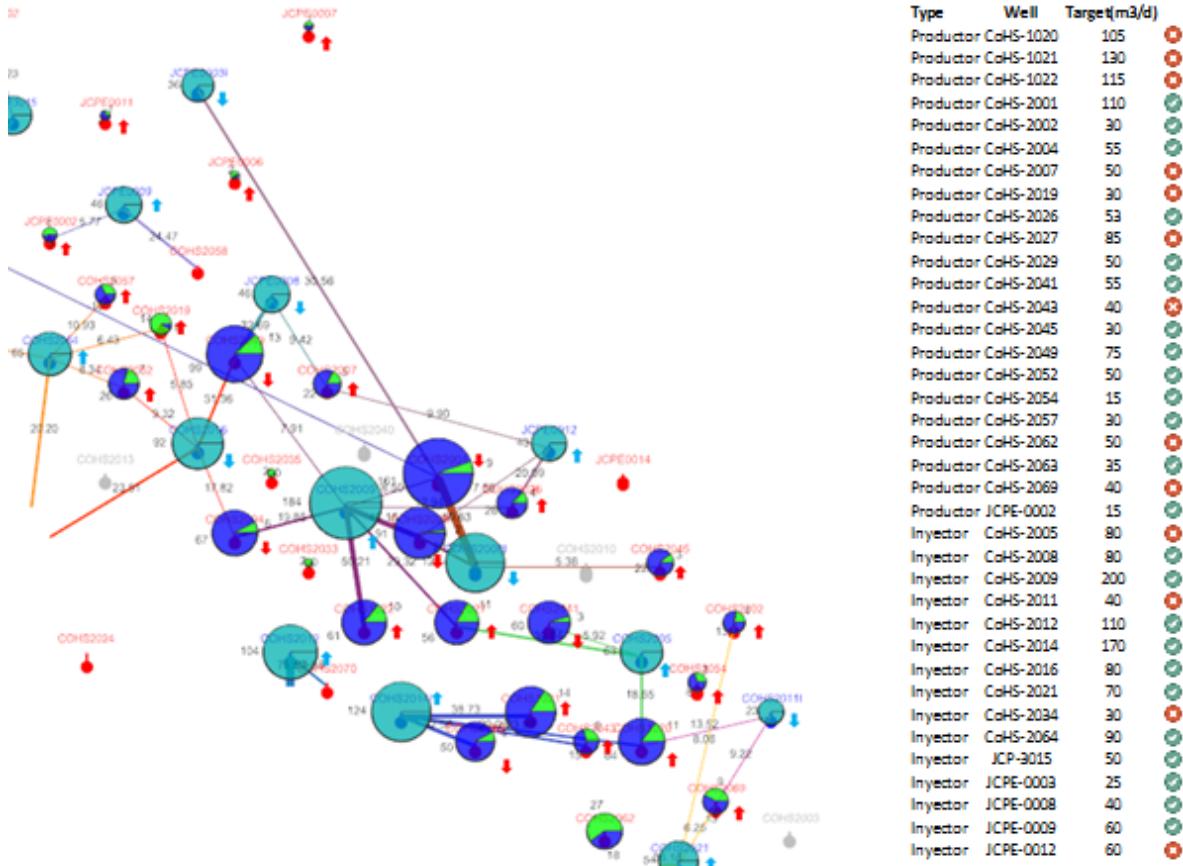
**Fig. 11:** Producción en la zona JCP antes y después de los cambios implementados

Al mes de realizados los cambios se produjo un corte de energía que afecto a la zona. A la fecha no se evidencian grandes cambios en la producción de petróleo (Fig 11), si se nota una disminución de la producción de líquido en los pozos, sin embargo el declive en la producción a raíz de los cortes producidos hacen prematuro el análisis en esta zona en particular. Tendencias tales como mediciones de WOR son poco sensibles al momento debido al poco tiempo que llevan los cambios.

#### CoHS-NW

En el caso de COHS, no existe una restricción para el grupo de pozos, pero si para cada pozo individual asociado a la velocidad de los fluidos (Processing Factor). En esta zona existen conexiones importantes evidenciadas a lo largo de la historia a través de trazadores.

La zona totaliza 28 pozos productores y 15 pozos inyectores, en donde los cambios en el campo aún se están llevando a cabo. Al igual que para el caso de JCP existen limitaciones en la implementación de los caudales debido a cuestiones operativas como las definidas anteriormente. Si bien los resultados son muy prematuros, si se evidencia un cambio de tendencia tanto en la producción de petróleo como en su relación con la producción de líquido.

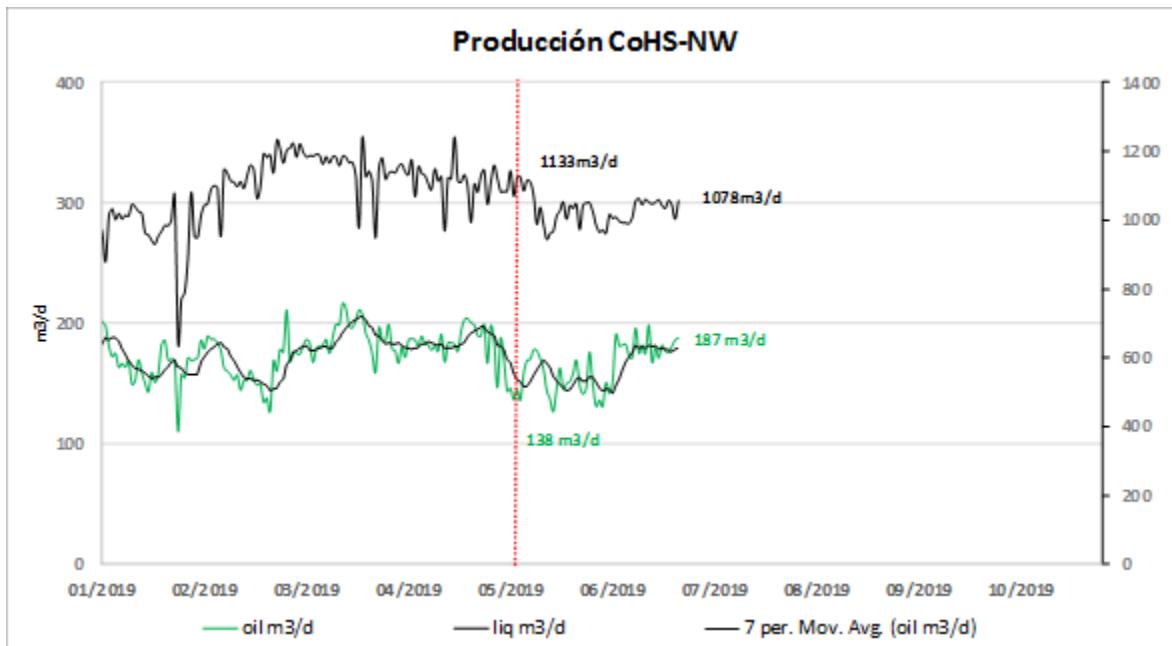


**Fig. 11:** FP map para la zona CoHS-NW y su mapa de burbujas, con los aumentos/reducciones de caudal según el optimizador de flujo (izquierda). Lista de pozos inyectores y productores con los caudales de líquido objetivo y la especificación de cuales fueron alcanzados a la fecha (derecha).

El tiempo fijado para la evaluación de la respuesta fue de 6 meses. Esto es debido a que históricamente la respuesta a la inyección secundaria, el proceso de fillup, lleva ese periodo de tiempo. De hecho varios de los cambios propuestos aun no son posibles de alcanzar debido a la baja presión dinámica de los pozos que aun no responden a los cambios de inyección y producción.

La fecha de comienzo de la implementación de los cambios en el yacimiento fue el 8/5/2019. El caudal de líquido y de petróleo era de 1133 y 138 m³/d para el grupo de pozos. Luego de poco más de un mes la producción de petróleo se logró recuperar hasta valores de 187 m³/d, con una producción de líquido disminuyendo a 1078 m³/d (Fig. 12). Si bien la producción medida diaria para el grupo de pozos posee variaciones importantes, se evidencia un cambio de tendencia. El tiempo es aun prematuro para sacar conclusiones en relación al periodo fijado para evaluar los cambios y además casi el 40% de los cambios propuestos en productores aún no se han podido alcanzar. A pesar de esto lo destacables es que a diferencia de los casos previos, el aumento de la producción, viene acompañado de una disminución abrupta en la producción de líquido.

**Fig. 12:** Producción en la zona CoHS-NW antes y después de los cambios implementados



En la mayoría de los casos, los pozos productores que no llegan al caudal objetivo es debido a que tienen baja presión dinámica actualmente. De mantenerse los caudales en el resto de los pozos y su corte de agua, es de esperar que en la medida que estos pozos vean respuesta por el re direccionamiento de las líneas de flujo, incremente tanto la producción de petróleo como la de líquido para este grupo de pozos. Pero dado que los pozos a incrementar su caudal son aquellos cuyas conexiones son más eficientes el corte de agua de la zona se vería reducido.

## Aplicaciones

### *Operaciones y usos de la herramienta*

La planificación de la puesta en marcha del piloto implicó la constante revisión de los pozos, si bien en el campo continuamente se realiza el seguimiento de pozos en donde se proponen cambios en los regímenes de las bombas. A raíz de la implementación de la nueva metodología se les hace un seguimiento más riguroso al menos hasta identificar haber llegado a los caudales objetivo en cada pozo.

Se decidió utilizar solo una porción del yacimiento para validar la nueva metodología antes de adoptarla como herramienta para todo el campo. Además de los cambios propios del seguimiento de la recuperación secundaria, es necesario entender los cambios en las tareas operativas que conlleva trabajar bajo este esquema. Parte de las actividades que hacen al seguimiento operativo pueden mejorarse debido a esta herramienta también, dado que todos los pozos pasarían a tener caudales objetivo, y la respuesta frente a los desvíos podrían corregirse de manera operativa de forma inmediata.

A la fecha en la revisión de pozos existe un ciclo que se cierra en aproximadamente 2 semanas. Este tiempo responde al periodo entre que se realizan las recomendaciones, se llevan a cabo en el yacimiento, estos nuevos cambios son muestrados (producción de líquido, corte de agua, datos operativos del ALS,etc) y son analizados nuevamente por quien hizo la recomendación. Con la metodología actual y al tener todos los pozos productores caudales recomendados, desde la operación misma se podría actuar buscando no desviarse de los parámetros fijados, cerrando el ciclo en un periodo menor.

Además de la eficiencia de inyección actual de las mallas, calculado como el petróleo alocado

dividido el agua inyectada por malla de inyección, la herramienta nos permite observar también la eficiencia de barrido en términos del petróleo remanente (Fig. 13).

Esta información es útil ya que a raíz de esta información es posible plantear actividad para mejorar dicha eficiencia, como puede ser la perforación de pozos infill en zonas con alto petróleo remanente, o en aquellas mallas con baja admisión a la inyección y alto petróleo remanente, se puede pensar en estimular el pozo inyector para acelerar esas reservas.

**Fig. 13:** Petroleo remanente en función del agua inyectada asociada a cada malla (izquierda) Grilla de petróleo remanente (derecha)

Las zonas elegidas para la implementación contienen hasta tres capas principales dentro del Centenario Superior, pero los datos de inyección fueron cargados a nivel pozo. Una opción en caso de que se tenga historia de inyección por capa es considerar la inyección a través de la alocación por perfiles (ILT), crear un pozo inyector por capa. Estos “pseude inyectores” tendrán la historia asignada por perfiles de tránsito y la inyección histórica de pozo. En el caso del corcobo, en especial la formación centenario inferior es posible encontrar pozos con hasta 5 capas separadas. Considerar 5 “pseude inyectores” por cada pozo implicaría una complejidad mayor, de todos modos es una opción a considerar a futuro en función de los resultados de la metodología actual.

## Conclusiones

El Yacimiento Corcobo ha transitado por una larga curva de aprendizaje en términos de seguimiento. Sin embargo, las metodologías que venían siendo utilizadas a lo largo de su historia, van perdiendo cierta efectividad o legitimidad en la medida que el yacimiento va adquiriendo madurez y se considera pertinente desafiar.

- Las conexiones históricamente asumidas como proporciones de los volúmenes porales, ahora son reemplazados por ecuaciones de flujo donde se honra el modelo estático y la historia de producción. No solo nos brinda información cualitativa si no también cuantitativa asignando los valores de dichas conexiones.
- El modelo de líneas de flujo ha sido representativo de mediciones físicas tales como los trazadores. El cambio frente al esquema de seguimiento previo en términos cuantitativos para la alocación de caudales resulta considerable.
- La optimización a partir de la ponderación de las líneas de flujo más eficientes conforma un método para aumentar la producción, por el cual se dejan de lado apreciaciones subjetivas en la optimización de pozos. Esto mucho más útil es en la medida que los campos sean maduros.
- Es posible tener de manera actualizada los valores de petróleo remanente en la grilla y ponderado por malla, para proponer mejoras que promuevan un incremento en la eficiencia de barrido.
- Es importante el soporte desde la operación sobre los cambios solicitados para poder darle el seguimiento al piloto y poder arribar a los objetivos lo antes posible. Al momento se evidencian algunos datos positivos. En algunas zonas se notó el incremento en la neta aun

disminuyendo el líquido, esto es opuesto a la tendencia previa.

- Resta tiempo para evaluar los resultados concretos del piloto, mas allá del tiempo de respuesta, operativamente se cumplió solo el 60% de los cambios propuestos al momento.

## Referencias

- Cevallos, M., Vaamonde, D., Rivero, M., Rojas, C., Kim, H. J., Galarza, T., Legarreta, P. 2011. Exploracion y desarrollo del tren de petróleo pesado del Río Colorado, margen nororiental de la Cuenca Neuquina, Argentina. *VII Congreso de Exploración y desarrollo de hidrocarburos*.
- Dusseault, M. 2006. *SPE Handbook*, Vol 6, Emerging and Peripheral Technologies, p. 183-240
- Baker, R. 2001. Reservoir management for waterfloods. *Journal of Canadian Petroleum Technology* Vol.36, N° 4.
- Maini, B. 2001. Foamy oil flow. *Journal of Petroleum Technology*, SPE Distinguished Author Series, SPE 68885.
- Wang, J., Walters, D., Settari, A., Wang, R. 2006. Simulation of cold heavy oil production using an integrated modular approach with emphasis on foamy oil flow and sand production effects. *World Heavy Oil Conference*, Paper 2006-424.
- Aguero, S., Ortiz, R., Perea Garcia, M., Cremonini, A. 2015 Surveillance Techniques for Recovery Factor Optimization in a High Viscosity Unconsolidated Sand Reservoir, SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, SPE-174471-MS
- Thiele, M. R., & Batycky, R. P. (2006). Using Streamline-Derived Injection Efficiencies for Improved Waterflood Management. SPE-84080-PA
- Batycky, R. P., Thiele, M. R., Baker, R. O., & Chugh, S. 2008. Revisiting Reservoir Flood-Surveillance Methods Using Streamlines. SPE-95402-PA.
- Batycky, R. P., & Thiele, M. R. 2018a. Material Balance Applied to Dynamic Reservoir-Surveillance Patterns. SPE-185713-PA
- Batycky, R. P., & Thiele, M. R. 2018b. Reservoir Pattern Surveillance of Mature Floods Using Streamlines, third edition. San Francisco: Streamsim Technologies