

UN PROYECTO MADURO CON POTENCIAL

Mariana Mendoza¹, Soledad González², Luciano Genini³

1: YPF S.A. mpmendoza@ypf.com

2: YPF S.A. soledad.gonzalez@ypf.com

3: YPF S.A. luciano.genini@ypf.com

Palabras clave: recuperación secundaria, optimización de producción, perforación *infill*

ABSTRACT

In one of Chubut's main secondary recovery project, with great impact on production and reserves in El Trébol field, Proved Developed on Production Reserves suffered a strong discount. A multidisciplinary team was formed that made a diagnosis based on Monitoring and Surveillance techniques and proposed a short, medium and long term development plan.

The first phase consisted in an immediate action plan to reverse the project's strong decline rate and shield reserves, with low associated investment. In a second phase, actions were planned at a well-pattern level and 40 infill wells were drilled. In the third phase, the previous results were analyzed and the static model was revisited, a new calculation of OOIP was made. In this last phase, 34 more wells were drilled, which enabled an increase in recovery factors of the main blocks in the project.

These actions not only avoided the loss of production, but also allowed an increase in EUR, an incorporation of reserves, and a future development plan for the field was defined. Instantaneous flow rate of oil increased by 33% at its maximum peak.

Pushing the recovery factor in an asset in which development began in 1938 was not challenge free, it took several years of sustained commitment and multidisciplinary team work. In this paper workflow and results will be presented.

INTRODUCCIÓN

El Yacimiento El Trébol, concesión operada por YPF con un 100% de participación, se encuentra ubicado en el denominado Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge (provincia de Chubut, Argentina), distante 35 km hacia el oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia.

El Proyecto de Recuperación Secundaria (PRS) Trébol Bloque III Integral está emplazado en una zona de alto rendimiento unitario. El desarrollo de Trébol Bloque III comenzó en 1938. Hasta 1978 la zona acumuló 4.45 Mm³ de producción primaria. El pico máximo de producción se observó en 1980 (1120 m³/d).

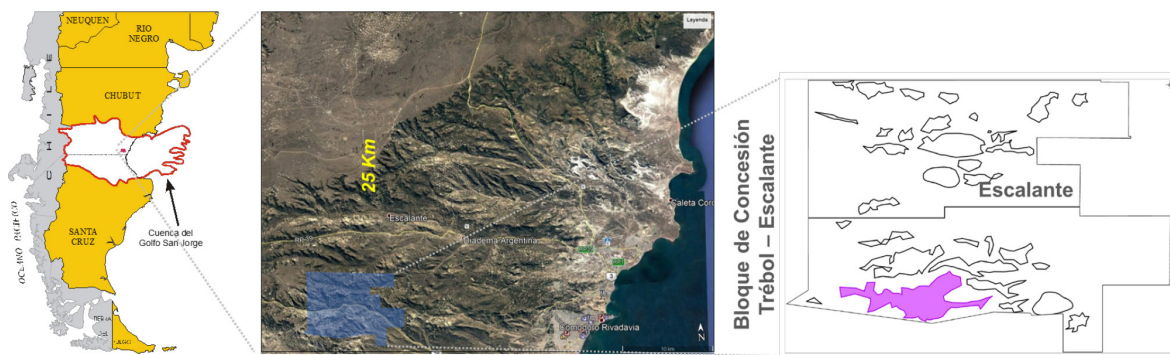


Figura 1. Ubicación Zona de estudio.

Los principales reservorios del área son las arenas pertenecientes a la Formación El Trébol y sección superior de la Formación Comodoro Rivadavia.

El inicio de la inyección fue en la sección superior de la Formación El Trébol, comenzó en abril de 1977 con un esquema de inyección de líneas alternas, con la implementación del proyecto Trébol Bloque IV. La inyección masiva en el resto del bloque y con objetivo en la totalidad de los reservorios de la Formación El Trébol comenzó en el año 1984, con la implementación del proyecto Trébol Bloque III. Entre los años 2000 y 2002 se realizó una ampliación areal y vertical del proyecto, abarcando reservorios del techo de la Fm. Comodoro Rivadavia. Actualmente el proyecto Trébol Bloque III Integral tiene una producción de 368 m³/d, 99% de secundaria, lo que representa un 62% de la producción de secundaria y un 45% de la producción total del área de reserva El Trébol. (datos a Marzo 2021).

Las reservas de este proyecto según el cierre Q3 2021 representaban el 49% de las comprobadas totales y el 15% de las reservas probables de El Trébol.

A continuación, se presenta un gráfico que resume en hitos la historia del proyecto.

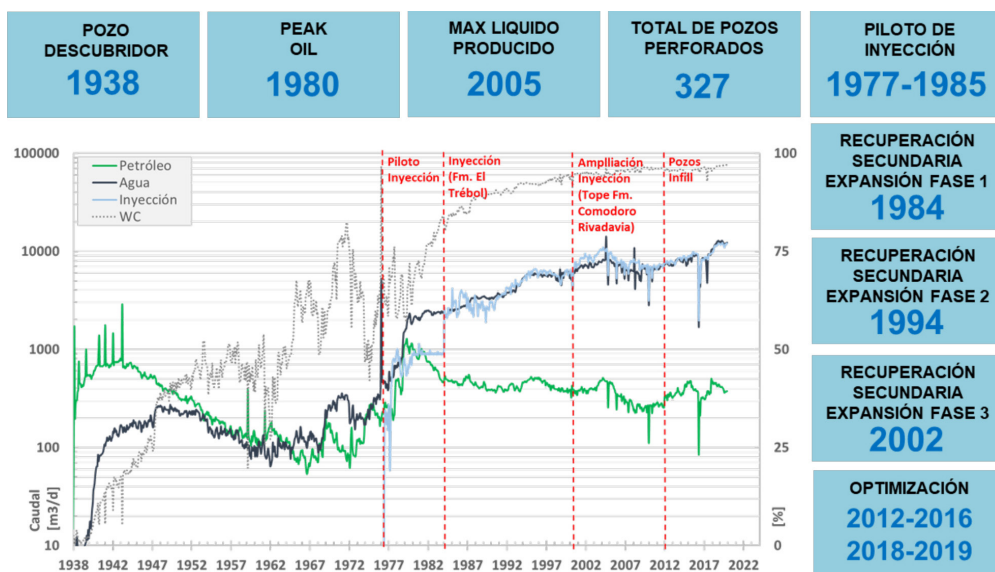


Figura 2. Hitos del proyecto.

La necesidad de la revisión de este proyecto nace desde la conformación de un equipo de Monitoreo y Seguimiento en 2010, al encontrarse con un fuerte descuento de reservas y con serios problemas de mantenimiento de la inyección.

El trabajo consistió en tres fases en términos de tiempo y de inversión: una primera fase entre 2010 y 2011 con un plan de acción inmediato con impacto en la producción y poca inversión para revertir la fuerte declinación del proyecto y blindar reservas, una segunda fase desde 2012 a 2016, donde se plantearon acciones a nivel *pozo-pattern* y una tercera fase desde 2018 a 2019, donde el objetivo fue recalcular el OOIP, y empujar el factor de recobro en los principales bloques del proyecto.

Al finalizar la implementación de las tres fases, que implicó entre otras acciones, la perforación de 74 pozos *infill*, el incremento de producción a EUR será del 13%.

La aplicación de esta metodología fue puesta en práctica por un equipo multidisciplinario del Yacimiento El Trébol (CGSJ). En este trabajo se mostrará la metodología, resultados y desafíos.

CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS

El estudio geológico se realizó integrando las disciplinas de geofísica, petrofísica e ingeniería de reservorios, con el fin de consolidar un modelado estático y dinámico robusto. Los principales reservorios del Proyecto Trébol Bloque III son las areniscas pertenecientes a la Formación El Trébol (Complejo II) y Formación Comodoro Rivadavia (Complejo III), y en mucha menor proporción en la Formación Mina El Carmen (Complejo IV).

Estos reservorios responden a un esquema ambiental de características continentales de origen fluvial con espesores reducidos variables de 2 a 12 metros y con buena continuidad lateral, las características principales de estas unidades litológicas son las siguientes:

Formación El Trébol: Esta unidad está caracterizada por dos ciclos, uno superior conocido como Complejo I que litológicamente está constituido por areniscas finas a gruesas, la parte intermedia está constituida por arcilitas y limoarcilitas, constituyéndose así un sello regional. El intervalo arenoso inferior es conocido como Complejo II y está constituido principalmente por areniscas con buenas propiedades petrofísicas. El intervalo inferior (Complejo II) es de mucha importancia ya que en el yacimiento El Trébol tiene acumuladas importantes.

Formación Comodoro Rivadavia: Litológicamente se caracteriza por la predominancia de niveles clásticos gruesos, conglomerados, areniscas de grano grueso-medio a fino con muy buena porosidad, intercalan arcilitas y limo arcilitas; hacia la parte basal de esta unidad aumenta la cantidad de material piroclástico (tobas arenosas y limoarcilitas tobáceas).

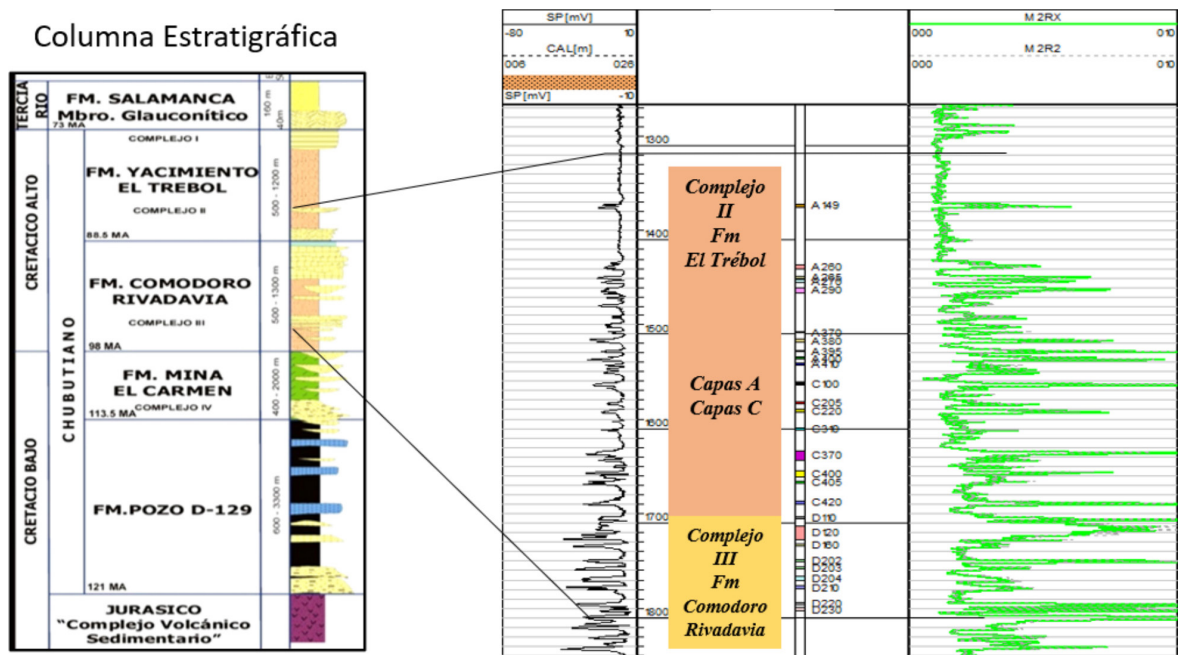


Figura 3. Columna Estratigráfica Flanco Norte CGSJ.

Modelo Estructural y entrapamiento

La sísmica 3D registrada contribuyó a definir las estructuraciones que funcionaron como vía de mineralización para la zona en estudio. La migración se produjo en sentido vertical siguiendo las fallas regionales, resultando en un entrapamiento en el que participaron factores estratigráficos, y principalmente estructurales. La roca sello se encuentra principalmente en la sección media y basal de la Formación el Trébol, constituida por litologías de grano fino descriptas como fangolitas y en menor proporción arcillitas limolitas o lutitas.

La secuencia estratigráfica de interés del proyecto, conformada por los reservorios que se encuentran en la sección inferior de la Fm. Trébol, nombradas capas A y C y en el tope de la Fm. Comodoro Rivadavia, Capas D) se desarrolla en un ámbito estructural definido por tres fallas principales (Figura 3): La falla principal Falla 1 (azul en fig. 4 y 5) con buzamiento hacia el Sur y rumbo O-E conforma el principal límite Norte del proyecto, el cual se desarrolla al sur de esta. La Falla 2 (verde en fig. 4 y 5) con buzamiento hacia el Norte y rumbo curvo SO-ENE delimita el sector NE (o Polígono 8). El proyecto no se extiende al N de esta falla.

Por último, la Falla 3 (amarillo en fig. 4 y 5) con buzamiento hacia el Norte y rumbo O-E es el principal factor de entrapamiento de reservorios en el SE del proyecto.

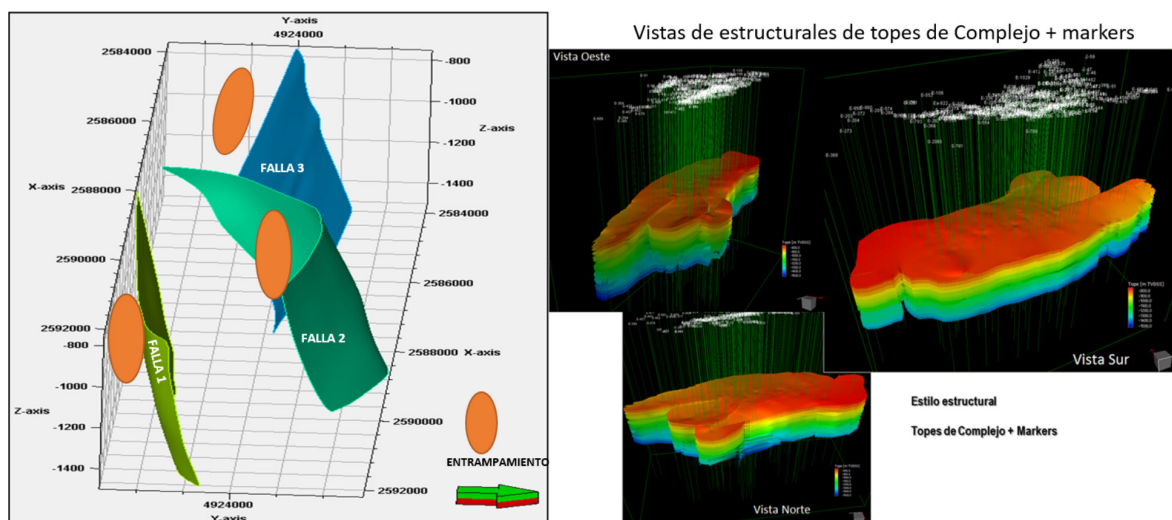


Figura 4. Esquema Estructural.

Con respecto a la trampa, existen 3 áreas con marcada tendencia a generar entrapamiento estructural, una al sur de la Falla 1, favorecida además por una zona elevada en la zona central del proyecto, ver Figura 5. Otra al Sur de la Falla 2 (Zona NE) y otra al sur de la Falla 3 (Zona SE). Este entrapamiento estructural es acompañado por entrapamiento estratigráfico relacionado a los bordes de reservorio, con un rumbo general N-S.

Los reservorios reflejan esta estructuración en los contactos de agua-petróleo determinados.

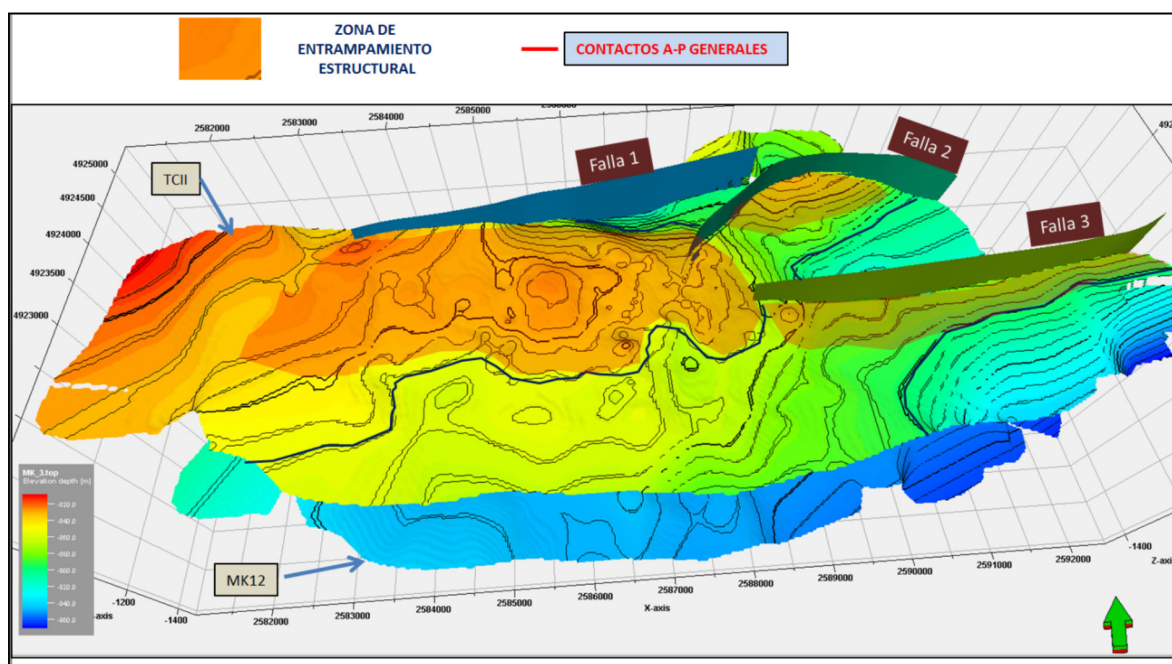


Figura 5. Ubicación zonas de entrapamiento de hidrocarburos.

Modelo Estratigráfico

La sección estratigráfica de interés se dividió en 5 secuencias principales, definidas por distintos *markers* identificados en perfiles eléctricos (12 *markers* total). Se trata de depósitos fluviales de facies pelíticas y arenosas. Los reservorios presentan buena continuidad areal con espesores totales máximos que van de 7 a 10 m, espesor total promedio de 3 m, y espesor útil de 2,6 m.

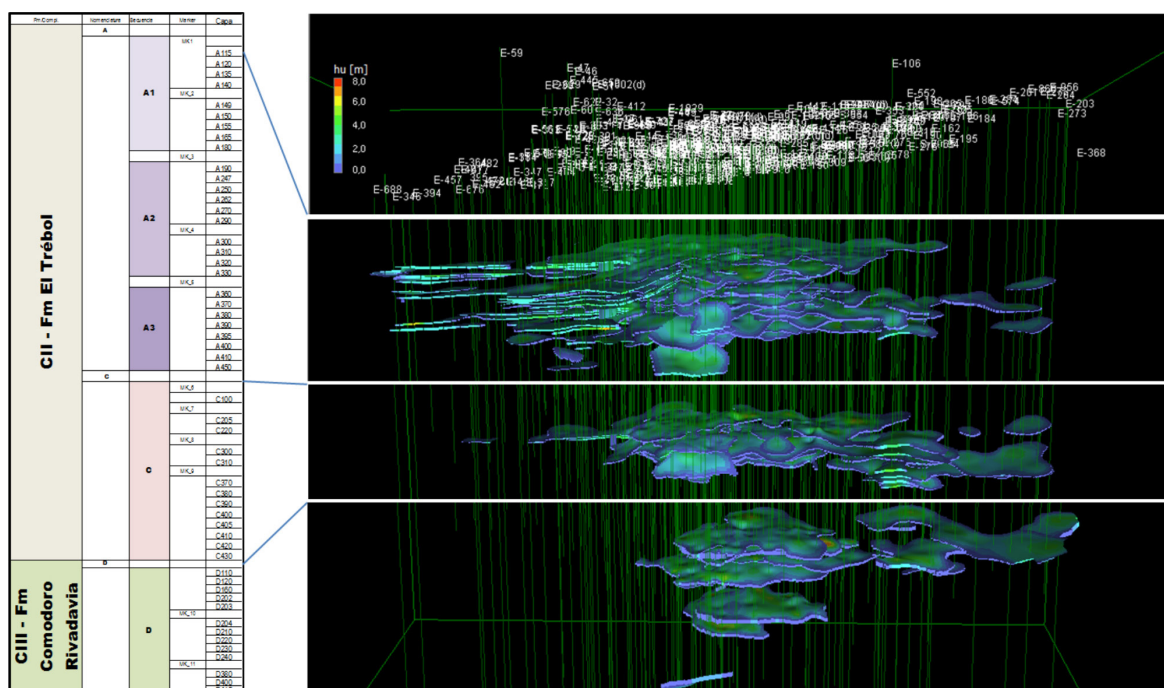


Figura 6. Secuencia Estratigráfica y Espesores Útiles.

La Formación El Trébol involucra 39 de los 52 reservorios considerados en el estudio. A continuación, se describen las principales características sedimentarias, y se detallan datos de espesores totales y espesores útiles promedio por capa de cada secuencia de interés:

Formacion	Secuencia	HT [m] prom capa	HU [m] prom capa	Ancho [km] prom capa	Rumbo	Cantidad de reservorios correlacionados	Contribución al OIIP[%]	Principales Reservorios
El Trébol	A1	2,6	2,3	1380	N-S	9	31	A115-A120-A149-A165
	A2	27	2,3	1460	NO-SE	10	11	A250-A262-A320-A330
	A3	3,2	2,9	1530	ONO-ESE	8	26	A370-A380-A395-A400
	C	3,1	2,9	1620	ONO-ESE/O-E	12	19	C100-C205-C220-C370
Comodoro Rivadavia	D	3,9	3,1	1780	O-E	13	13	D110-D120-D220-D470

Tabla 1. Características de los reservorios.

A continuación, se muestra un ejemplo de los niveles de correlación realizado en una sección O-E del yacimiento a nivel Secuencias>Markers>Capas:

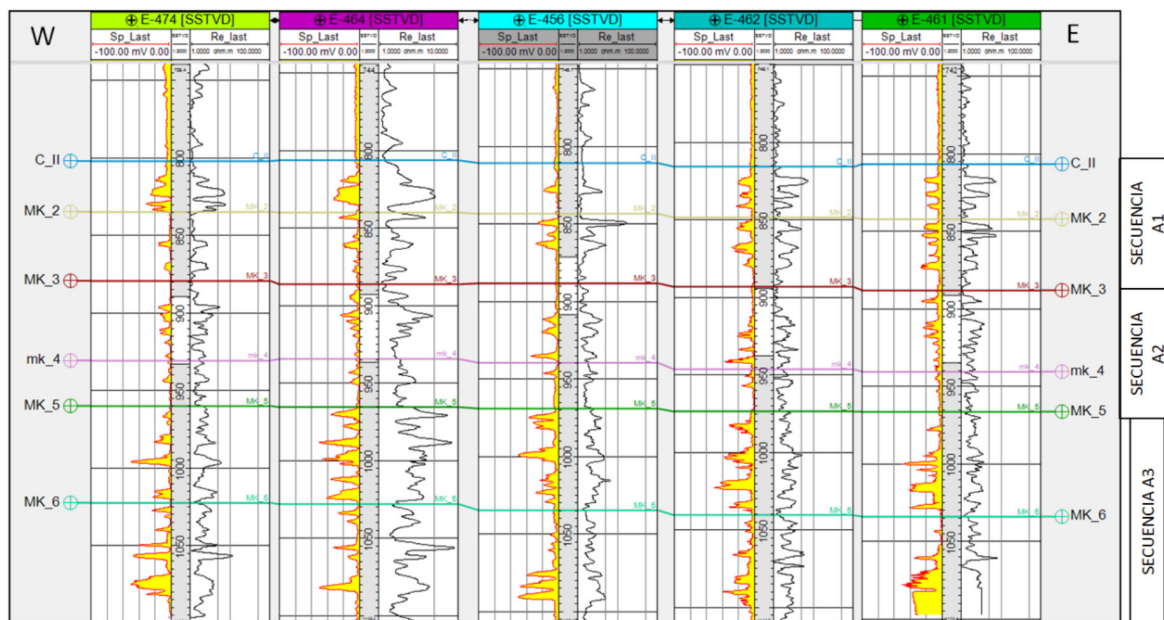
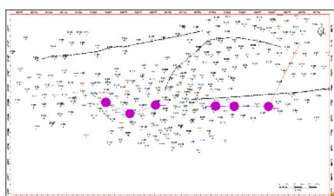


Figura 7. Correlación Secuencias/Markers – Sección O-E Típica Capas A.

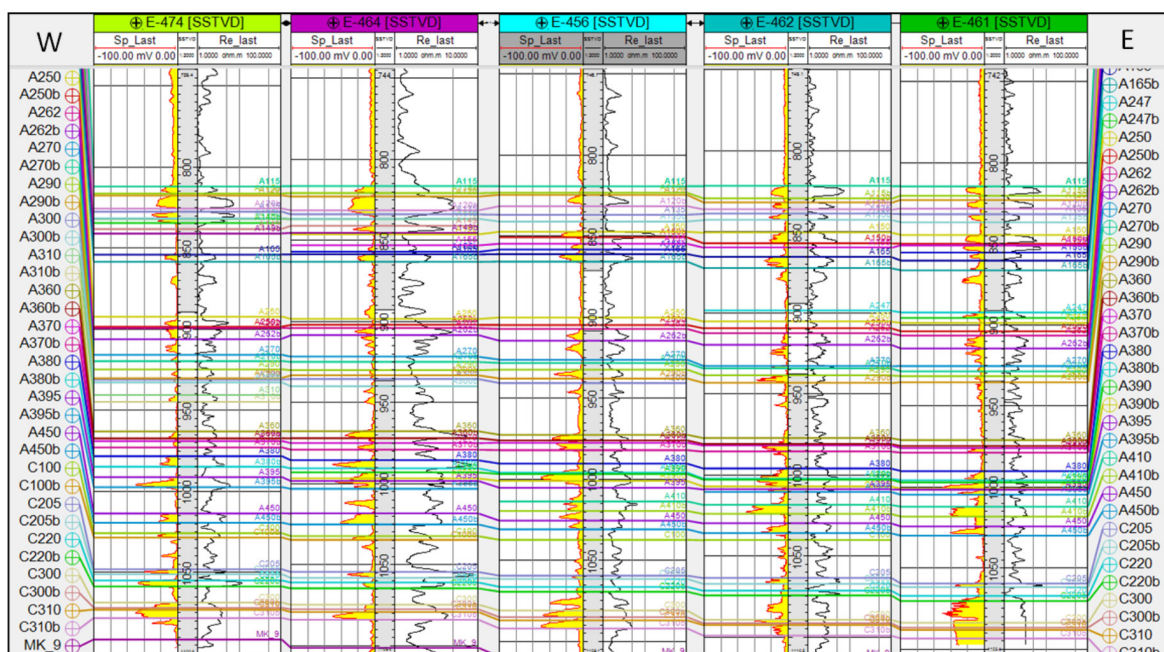


Figura 8. Correlación Detalle por Capa – Sección O-E Típica Capas A.

Características petrofísicas

Debido a que el comienzo del desarrollo data de la década del 40, se tienen sucesivas estimaciones de las propiedades petrofísicas de la zona. El proyecto Bloque III cuenta con 333 pozos de los cuales se seleccionaron 260 pozos para el estudio. Se realizó la interpretación petrofísica en 83 pozos que presentan algún tipo de perfil de porosidad, ya sea densidad (en su mayoría) o acústico. Como perfiles especiales se cuenta con 2 pozos con resonancia magnética. El proyecto cuenta con testigos de una corona a los cuales se le realizaron estudios; dada la escasa información de datos de roca, adicionalmente se utilizaron muestras de roca de proyectos vecinos para las mismas formaciones.

Se utilizó el modelo de Saturación de Archie modificado por tratarse de arenas limpias y se definieron sus parámetros, se calcularon saturaciones de agua (S_w) en el orden del 23.5%-45%. Los parámetros establecidos para el cálculo de saturación de agua son los siguientes:

m: 1.7 -1.92; n: 2; a = 0.81; R_w : 0.1 – 0.15

Para la evaluación de las saturaciones iniciales utilizadas en el cálculo del OOIP se tuvo en cuenta la temporalidad de los datos adquiridos y su coherencia con la producción y ensayos de los primeros pozos perforados en cada secuencia. Las menores saturaciones, cercanas a la irreducible, se observan para la secuencia inferior de la Formación El Trébol, y permiten explicar la producción con bajo corte de agua de los primeros años.

CONSIDERACIONES INGENIERÍA DE RESERVORIOS

Mecanismo de Producción

En las primeras etapas del desarrollo se pusieron en producción los reservorios de la secuencia inferior de El Trébol, arenas que produjeron con bajo corte de agua. El principal mecanismo de producción primaria, de acuerdo con esta producción observada, fue por expansión de gas disuelto.

En años posteriores se alcanzó el tope de la Fm. Comodoro Rivadavia, cuya producción se caracteriza por una mayor producción de líquido constante e incrementos más repentinos del corte de agua, donde el mecanismo de producción primario es empuje por agua, lo que se verificó con un BM. El factor de recobro estimado para estos reservorios es de 28.5%, casi en su totalidad de primaria, ya que no se inyectó un volumen significativo en estos reservorios.

Estrategia de inyección

La primera experiencia en inyección de agua en El Trébol comenzó en abril de 1977, con un proyecto piloto llamado Trébol Bloque IV en el noreste del proyecto. El esquema de inyección

era irregular y el caudal de inyección $980 \text{ m}^3/\text{d}$, los reservorios objetivo pertenecían a la Fm. El Trébol, actualmente bajo inyección: A120, A135, A140, A149/150 y A165 (secuencia A1). En 1984 se masificó la secundaria, ampliando tanto areal como verticalmente, incluyendo arenas de las secuencias A2, A3 y C, hasta la base de Fm El Trébol. En el 2002 se implementó una ampliación que incluyó reservorios del tope de la Fm. Comodoro Rivadavia (Capas D). en sus inicios la inyección fue simple y se realizaron varios pilotos de inyección dual y selectiva. Desde la década del '80 se extendió el uso de instalaciones selectivas. En la actualidad la inyección se realiza en un 100% mediante instalaciones selectivas, lo que ayuda tanto al diseño como al seguimiento de los caudales inyectados, por capa y por pozo. Actualmente se tienen 60 inyectores activos.

Evolución de la presión

El desarrollo por primaria comenzó en el año 1938, con el pozo S-87. El desarrollo del bloque se centró en la producción de las capas de la secuencia A1. El valor de presión inicial medido fue de 110 kg/cm^2 . Durante la extracción por primaria, no se disponen de datos de presión por capa excepto para algunos pozos en la zona noreste del proyecto. En el estudio original se menciona la medición de la presión con amerada en 4 pozos (E-79, E-84, E-87, E-90). Se define que para estos reservorios se alcanzó una presión de 20-10 [kg/cm^2] al límite económico.

Mediciones de *fall off* determinaron datos de presión post inyección en el año 1982 en la zona del Bloque IV.

El agua inyectada en los reservorios originó un incremento de presión de 20-40 [kg/cm^2] y se alcanzaron presiones entre 50 y 60 kg/cm^2 .

La presión actual de los reservorios se encuentra en el orden de estos valores o inclusive por debajo, y es resultado de la elevada depletación durante la explotación primaria, el desarrollo inicial de la secuencia superior y la historia de inyección/producción. Para obtener las presiones actuales se analizaron 27 pozos perforados entre 2003 y 2015, donde se puede observar un grado diferente de depletación por secuencia. En general, para los reservorios de interés, el 90% de los datos muestra que se encuentran depletados con respecto de la presión original.

La admisión de las capas de interés para este proyecto se produce a caudales aceptables con una presión de inyección que representa entre un 80% y 90% de la presión de fractura, del orden de 70 kg/cm^2 en boca.

Estrategia de producción

Un pozo típico del proyecto tiene entre 4 y 15 arenas mineralizadas, la cantidad de arenas y el espesor útil disminuyen hacia los límites del Bloque. La producción es en conjunto, con

un alto porcentaje de pozos con sistema de extracción por BES. Actualmente hay 128 pozos en producción efectiva de petróleo.

DIAGNÓSTICO

La abrupta caída de producción que se evidenció desde 2005 ocasionó fuertes descuentos de reservas en el año 2007. El proyecto se encontraba con un seguimiento que se encaraba por separado desde los diferentes sectores y se habían tomado varias iniciativas para revertir la declinación, sin éxito.

En el año 2010 se conformó un equipo multidisciplinario de monitoreo y seguimiento (ingeniería de reservorios, geología, ingeniería de producción y supervisión de producción) y se realizó un diagnóstico de la situación del proyecto de manera integral. Las mermas se debían principalmente a tres factores:

- Salida del total de pozos productores por antigüedad de los mismos. A febrero de 2010 un 33% de los pozos se encontraban parados en reserva de recuperación secundaria (RRS). Desde 2005 a 2010 habían salido del total 13 pozos productores.
- Inyección defectuosa por antigüedad de las instalaciones de inyección, relleno dentro de las selectivas, capas con baja admisión y pérdidas. En febrero del 2010 un 60% de los inyectores se encontraban con inyección defectuosa y 6 pozos se encontraban parados.
- Pozos subexplotados – desbalance de mallas.

A partir del diagnóstico realizado se planteó un plan con acciones de corto, mediano y largo plazo.

FASE 1

Las acciones de corto plazo, de baja inversión con alto impacto en producción, se ejecutaron en el período 2010/2011 tendientes a mejorar la inyección y producción de los pozos activos y reactivar pozos con equipo de *pulling*. Se logró cambiar la tendencia, correr el límite económico e incorporar nuevamente reservas PD por comportamiento de producción en 2010 y 2011.

A continuación, se muestran indicadores que reflejan el impacto de las primeras acciones tomadas:

- Di 2007 al 2009: 0.02 M.n.
- Di Optimizada 2011: 0.00495 M.n.
- Balance de fluidos: 0.96 en promedio
- Factor de recobro a EUR: 31%, con respecto al volumen Estudio Integral 2002.
- Horizonte de económico 2009: año 2023

- Horizonte de económico optimizada: año 2039
- Reservas limitadas por el fin de concesión.

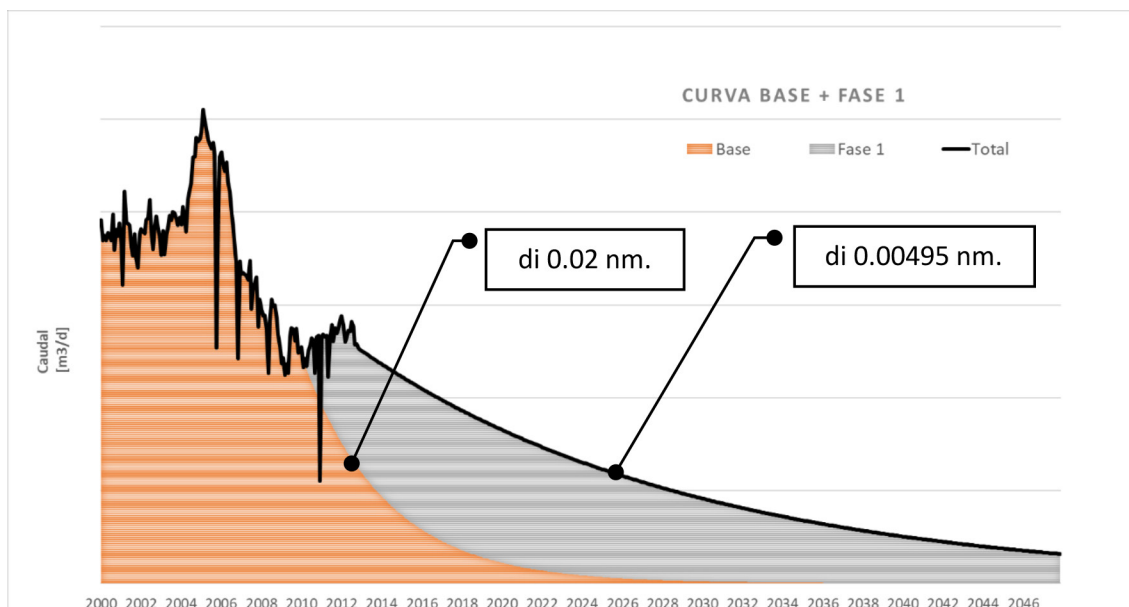


Gráfico 1. Impacto Fase 1.

En 2011, con la tasa de declinación estabilizada, se comenzó a ejecutar el plan de acción a mediano plazo, que fue evolucionando en función de los resultados obtenidos.

FASE 2

En una primera instancia, el objetivo estuvo puesto en restituir el volumen poral contactable perdido por razones mecánicas de acuerdo con lo diagnosticado en la FASE 1. La actividad consistió en:

- reactivación y reparación de pozos inyectoros
- reactivación y reparación de pozos productores
- perforación de pozos reemplazos

Las coordenadas de fondo de los primeros pozos reemplazos perforados tuvieron que desplazarse debido a la topografía, la existencia de una ruta provincial y para garantizar la no colisión con los existentes. No se encontraron capas nuevas, verificándose el modelo existente. Se comprobó que existían acumulaciones interesantes de petróleo de zonas no barridas lo que reorientó el proyecto a intentar reducir el distanciamiento entre pozos.

- perforación de 25 pozos productores *infill*.
- perforación de 8 pozos inyectores *infill*.



A continuación, los resultados de manera gráfica:

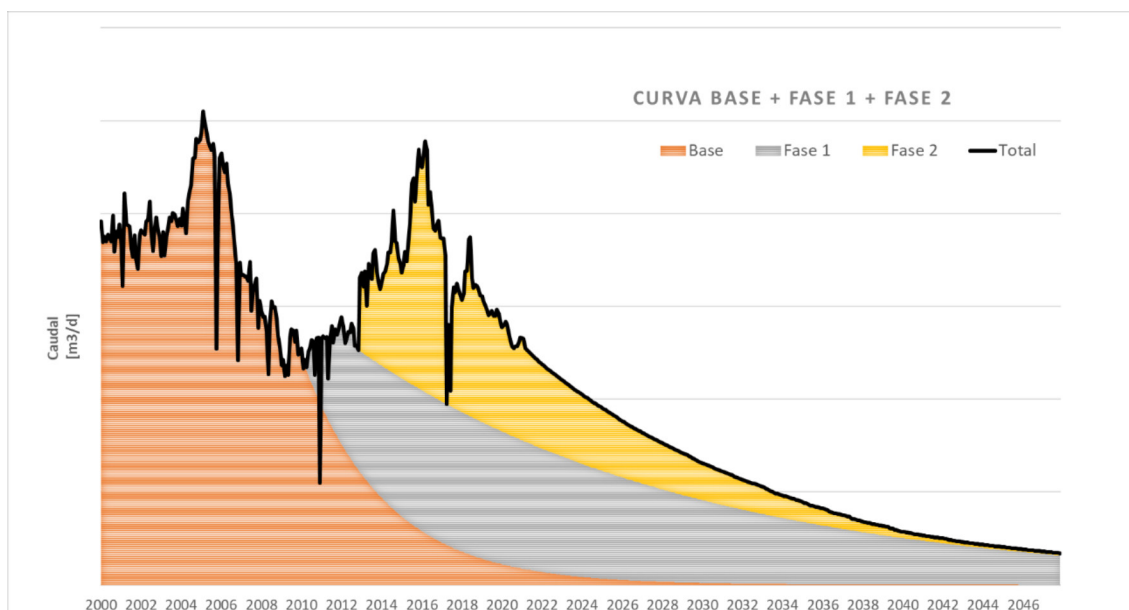


Gráfico 2. Impacto Fase 2.

Los resultados de los 40 pozos en 4 campañas de perforación (2012 a 2016) condujeron a una reevaluación del modelo existente.

FASE 3

El OOIP del estudio original databa de 1983. En 2002 un factor de recobro de 56% obligó a una reevaluación de los fluidos in place, lo que significó un incremento de 3.4 veces el volumen inicial calculado. En 2018, quince años después, fue necesaria una nueva revisión, que implicó incrementar 5.2 veces el volumen original como se muestra en la Figura 9. El estudio geológico se realizó integrando las disciplinas de geofísica, petrofísica, ingeniería de reservorios, con el fin de consolidar un modelado estático y dinámico integrado. Se analizó información geológica y petrofísica, tales como mapas estructurales, perfiles de pozo, espesores de arena, distribución de arena, porosidad, volumen poral, y proximidad a los contactos. Si bien no se incluyeron más reservorios, se remapearon arenas, se recalcularon los espesores útiles en función de los *lowest known oil* (LKO) y se modificaron las saturaciones iniciales basadas en un análisis de los cortes de agua observados en la secuencia superior de la Formación El Trébol e historia de producción.

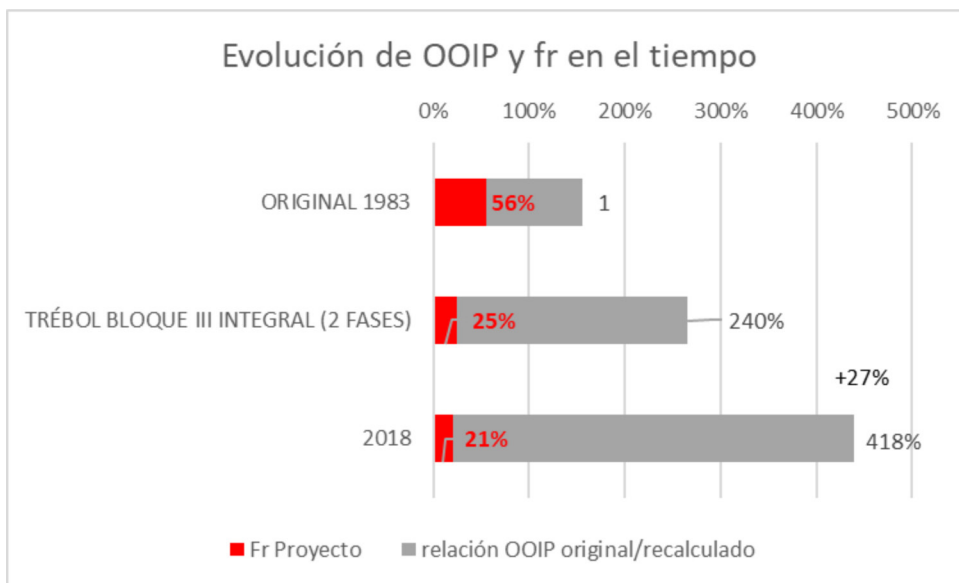


Gráfico 3. Evolución de OOIP y RF en el tiempo.

En 2018, con esta nueva visión del OOIP y de lo recuperado, se visualizó una producción incremental, con el objetivo de llevar el FR al límite técnico-económico del bloque mediante una combinación la optimización de secundaria e implementación futura de terciaria. Debido a la madurez de las diferentes estrategias se puso el foco en la secundaria, mientras que se conceptualizaba la terciaria para el bloque. A la fecha se encuentra en marcha un Piloto de inyección de polímeros en la zona.

Para la propuesta de optimización de la secundaria, se usó la metodología proyecto-bloque-pattern-pozo, propuesta en el paper *Waterflooding Surveillance and Monitoring, Putting Principles into*

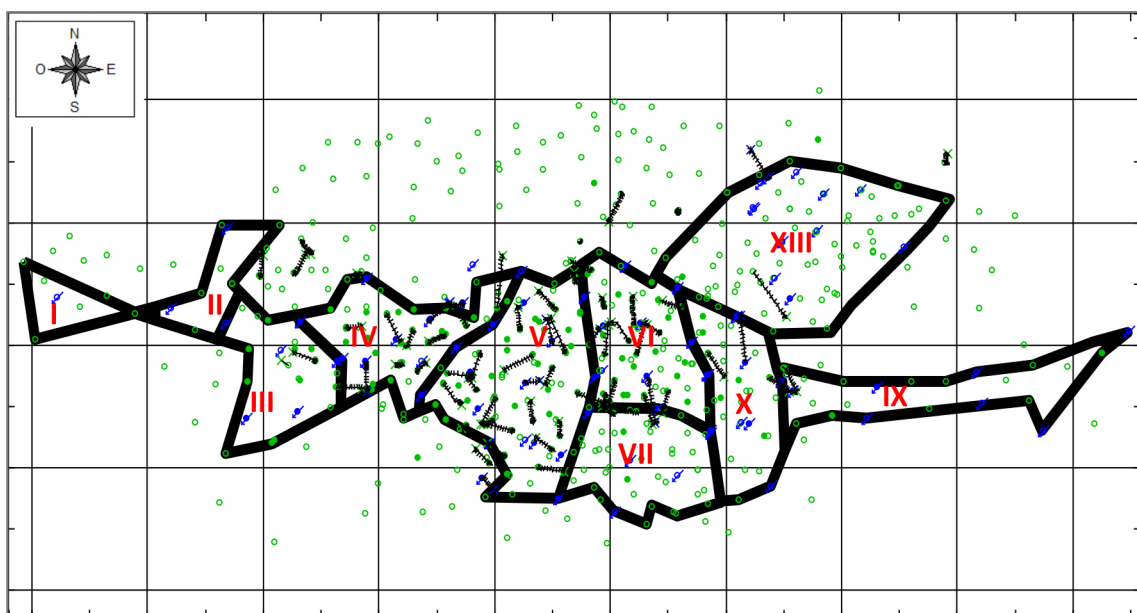


Figura 11. Bloques en los que se dividió el PRS.

Practice1. El proyecto se dividió en 10 bloques y se calculó el OOIP por Bloque. Los bloques IV, V y VI concentran el 53% del OOIP total, debido a un mayor apilamiento de arenas con espesor útil. Se mostrarán los resultados de las acciones de la Fase 3 en los bloques IV y V.

Para tener una idea del potencial futuro de todo el bloque se realizó un mallado usando un distanciamiento entre pozos de 150 m, en el bloque podrían perforarse 191 pozos interespaciados. En base a un análisis estadístico de 25 pozos ejecutados en la fase anterior, se identificó que existe una correlación entre la EUR y el espesor útil bajo inyección, como se observa en el siguiente gráfico:

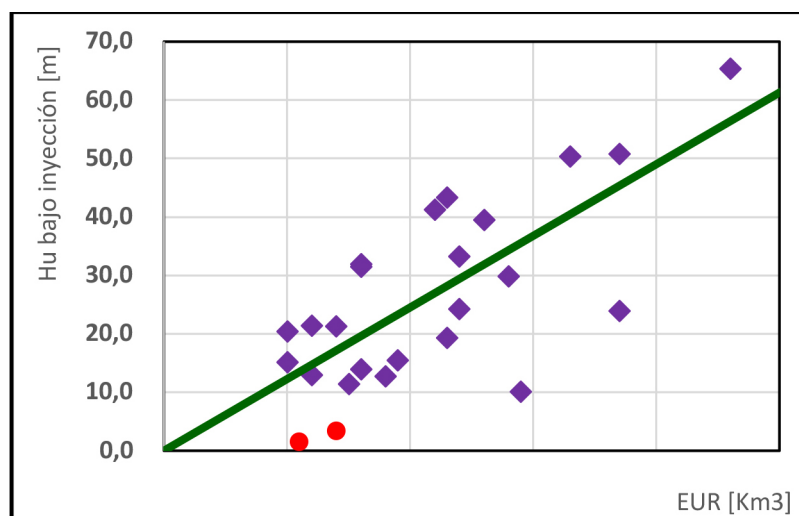


Figura 12. Correlación EUR vs. Espesor útil bajo inyección.

Esta información se utilizó para categorizar y evaluar económicamente las propuestas de la tercera Fase.

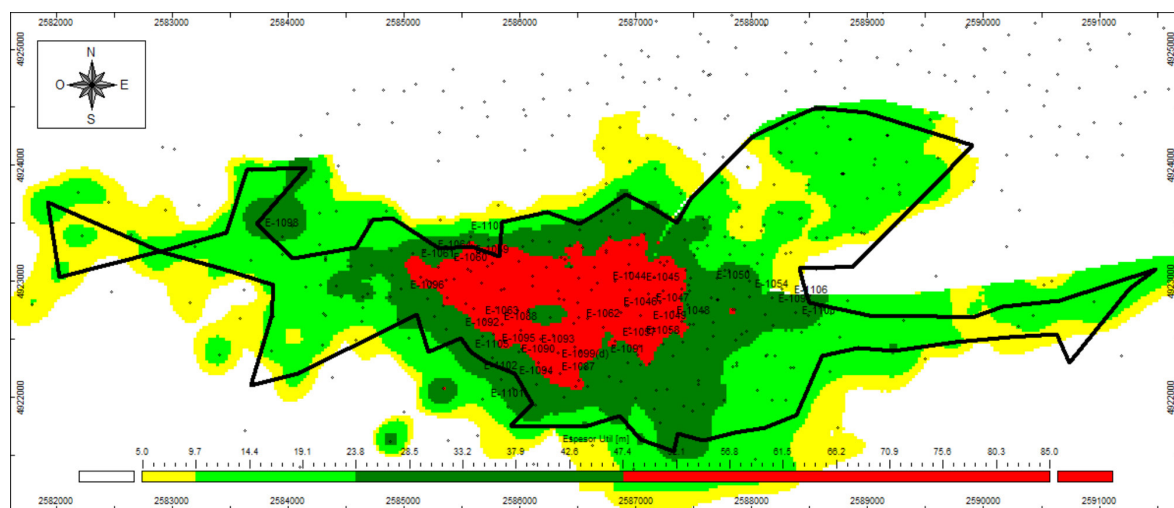


Figura 13. Mapa semáforo y actividad de perforación propuesta 2018-2019.

En esta tercera etapa se trabajó con dos condiciones de borde: limitaciones para ubicar locaciones en campo, y limitaciones de capacidad de planta. Las acciones que pasaron el filtro técnico-económico para la Fase 3 fueron: la perforación de 28 pozos productores, 7 pozos inyectores, la reparación de 2 pozos inyectores activos y la conversión de 4 pozos para cerrar mallas (Figura 14).

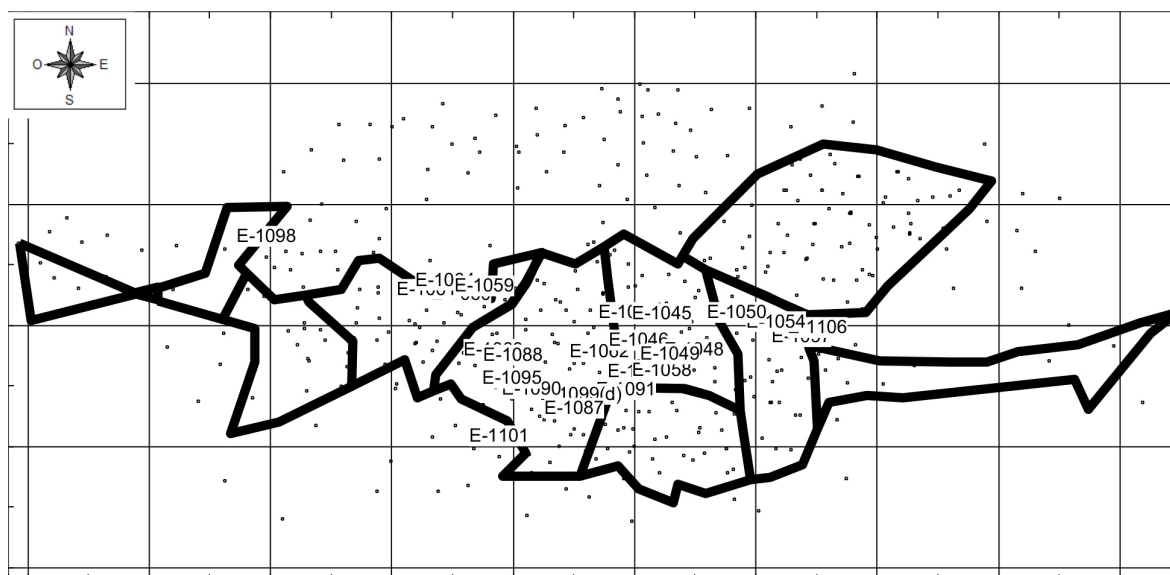


Figura 14. Ubicación de los pozos en el escenario seleccionado.

Los 34 pozos se perforaron en dos campañas, 2018 y 2019, y en todos ellos se comprobó petróleo en los reservorios de interés. El impacto en producción se observa en el siguiente gráfico:

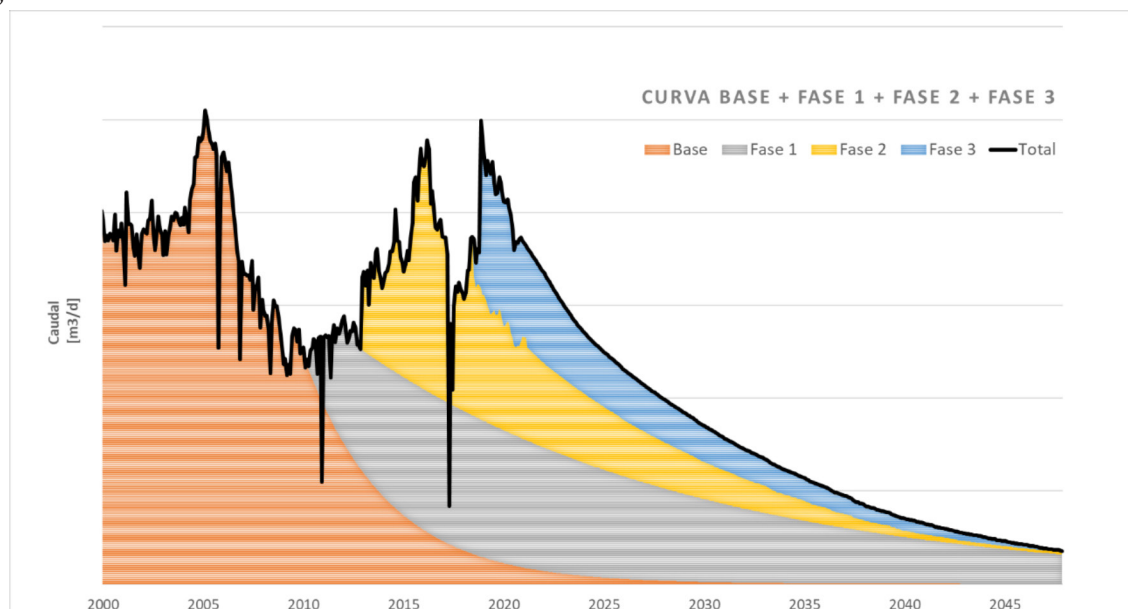


Gráfico 4. Impacto Fases 1, 2 y 3.

A continuación, se presentan los resultados en los polígonos IV, V y VI del proyecto, donde se realizaron la mayor cantidad de acciones durante las fases 2 y 3. La serie roja punteada presenta el caso base, y la serie verde continua la producción real y la punteada el pronóstico de producción.

En los gráficos 5 a 8 se muestra la producción incremental del Bloque IV. En este Bloque se perforaron 14 pozos, 11 productores y 3 inyectores. El factor de recobro mejoró de 15.8% a 19.3%.

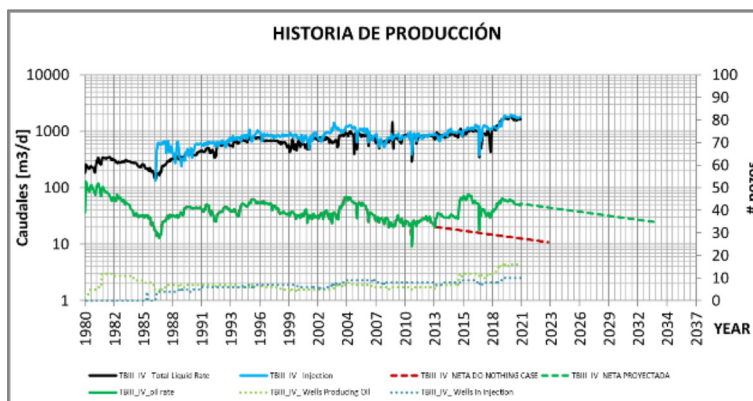


Gráfico 5. Bloque IV: Incremento de neta.

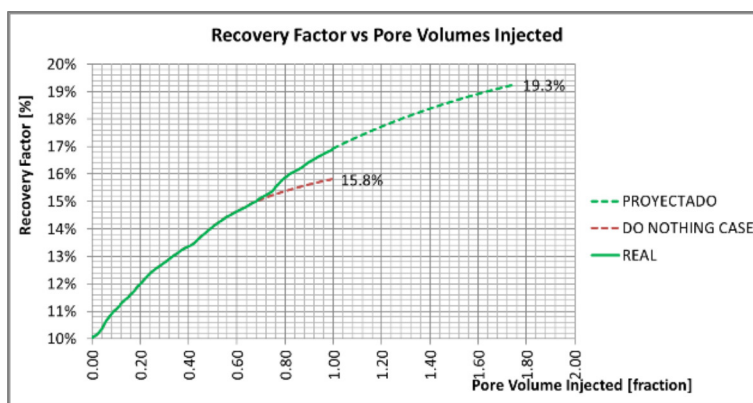


Gráfico 6. Bloque IV: Incremento del factor de recobro.

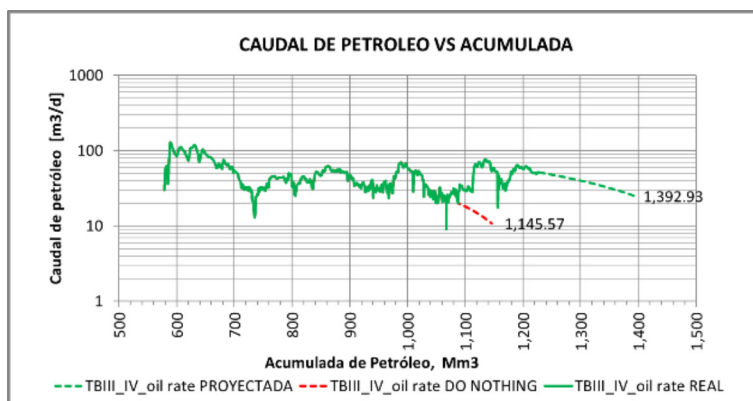


Gráfico 7. Bloque IV: Incremento de acumulada.

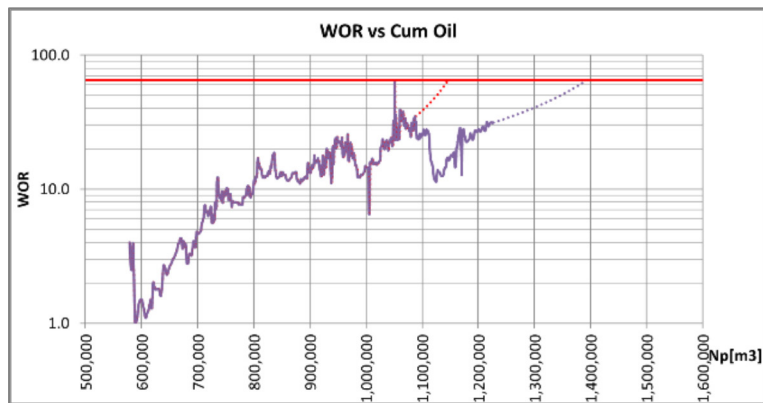


Gráfico 8. Bloque IV: Evolución del WOR.

En los gráficos 9 a 12 se muestran los resultados de la actividad realizada sobre el polígono V, el de mayor OOIP del proyecto. En este bloque se perforaron 30 pozos, de los cuales 5 son inyectoras, entre 2012-2019. El incremental permitió llevar el factor de recobro de 15.3% a 19.3%.

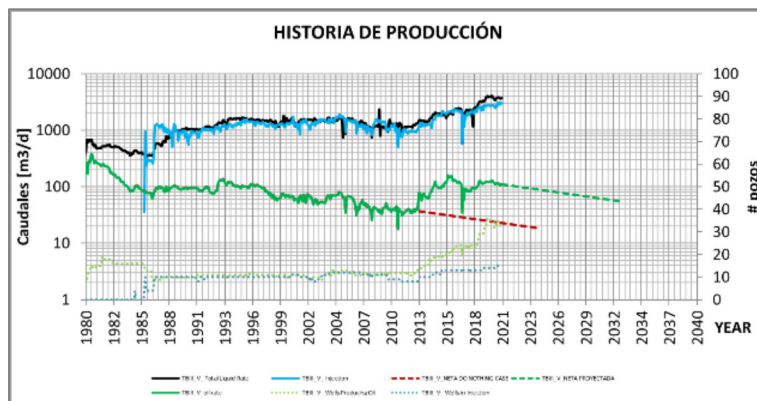


Gráfico 9. Bloque V: Incremento de neta.

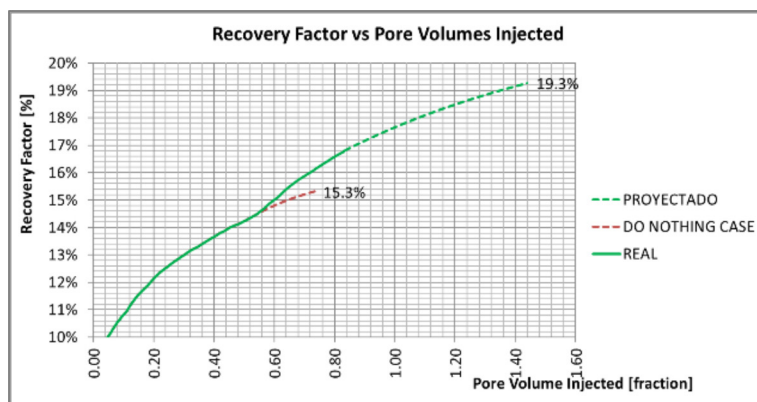


Gráfico 10. Bloque V: Incremento del factor de recobro.

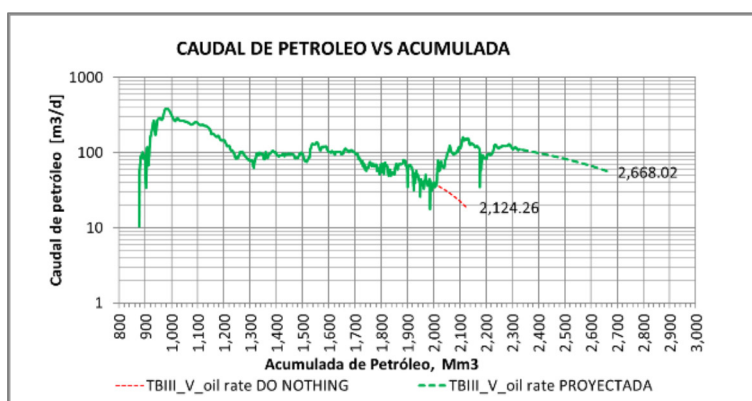


Gráfico 11. Bloque V: Incremento de acumulada.

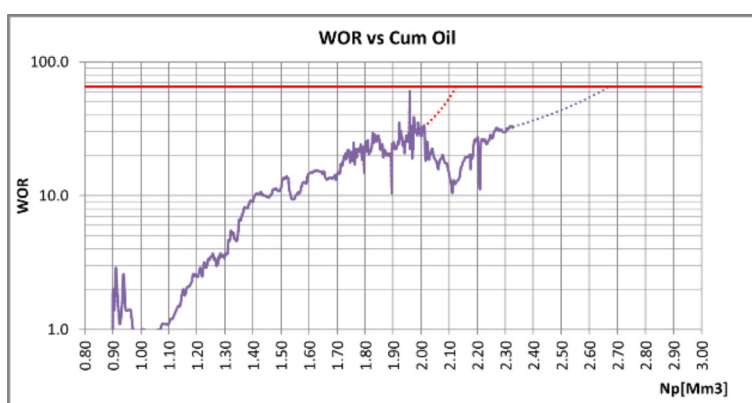


Gráfico 12. Bloque V: Evolución del WOR.

Si bien los resultados son claros y evidentes con el tiempo, el equipo tuvo como principal desafío medir altos cortes de agua, por lo que se resalta que es de suma importancia en estos proyectos maduros, contar con la tecnología adecuada para medir altos caudales con altos cortes de agua.

PRODUCCIÓN Y RESERVAS INCREMENTALES

Tomando como punto de partida el año 2009, se muestra la evolución de las reservas comprobadas totales, donde se observa una mejora sustancial en los volúmenes de reservas. El incremento en reservas del año 2013 incluye el cambio del fin de concesión además del impacto de la primera campaña de perforación. Los descuentos 2020/2021 tienen una componente asociada a la pandemia y pozos subexplotados.

Al relevar los caudales de petróleo instantáneo, se puede hacer una evolución histórica con respecto a la situación de base 2009.



Gráfico 13. Evolución de las reservas del proyecto.

NOTA: Los incrementales son relativos respecto de las reservas 2009.

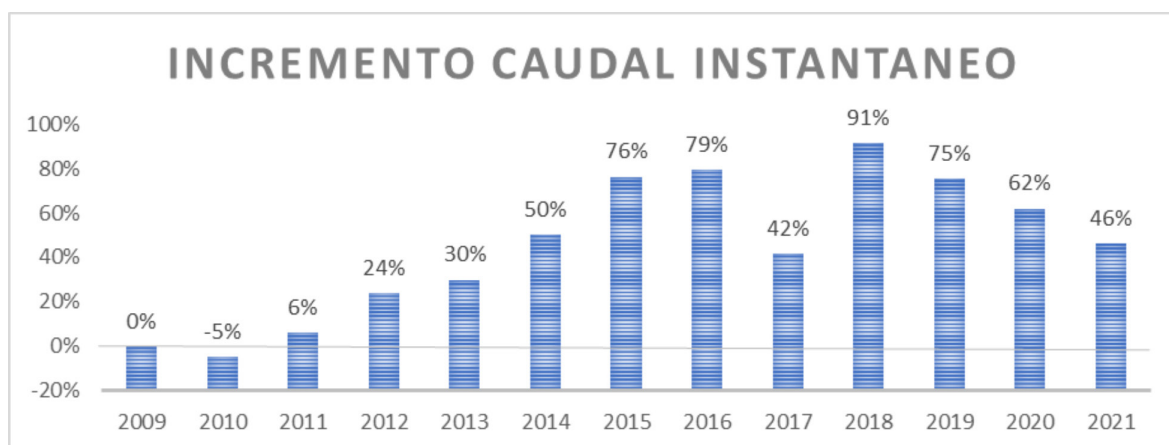


Gráfico 14. Evolución de la producción del proyecto.

NOTA: Los incrementales son relativos respecto de la producción promedio 2009.

En cuanto a la EUR, ésta se incrementó un 13%, logrando una mejora en el factor de recobro de 2.4% a nivel proyecto, con incrementos locales en los polígonos IV y V de 3.5% y 4% respectivamente.

CONCLUSIONES

Este trabajo resume cómo evolucionó el conocimiento de un activo maduro, analizando los resultados de cada fase e incorporándolas a la siguiente. Inicialmente, el monitoreo y seguimiento de este proyecto permitió revertir una tasa de declino con acciones de bajo costo y alto impacto y generó credibilidad en el equipo de trabajo. Los pozos reemplazo sirvieron para demostrar que quedaba petróleo por barrer y los pozos *infill* obligaron a un reestudio del bloque para aproximarse al verdadero OOIP.

Se perforaron un total de 74 pozos entre 2012 y 2019, productores e inyectores, las acciones realizadas, que además incluyeron conversiones de pozos y reparación de inyectores, permitieron

mejorar la EUR en más del 13%. El OOIP recalculado cambió la perspectiva del potencial asociado: pasamos de tener un activo con el 31% de factor de recobro final a uno con el 21% que habilita futuras optimizaciones.

Se resalta la importancia del cuidado de la curva base: haber podido mantener un bajo coeficiente de declinación durante los años de alta actividad, fue una de las claves para el crecimiento de la producción y reservas, esto solo puede lograrse con la consolidación de un equipo multidisciplinario de monitoreo y seguimiento.

Trébol Bloque III Integral, con una historia de producción de 84 años, aún se encuentra como área foco para el desarrollo del yacimiento El Trébol. Las nuevas tecnologías permitirán obtener factores de recobros mayores con el objeto de mover menor cantidad de bruta en un contexto de transición energética.

AGRADECIMIENTOS

A nuestro equipo de trabajo de estos años: Jessica Jones, Ivana Barría, César Zalazar, Pedro Stoeff Belkenoff, Yamila Julio, Daniela Beileiro, Hugo Garrido, Rudy Zamora, René Benavídez, Marcos Almonacid. A los que creyeron en el proyecto a lo largo de tantos años Esteban Donnet, Javier Pompei, Pablo Alonso y Patricia Pagliero. A Ganesh Thakur por darnos su apoyo. A Gastón Conci por traer a Ganesh a la misma mesa de trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- 1 M. Terrado, S. Yudono and G. Thakur. SPE 102200-
Waterflooding surveillance and monitoring. Chevron Energy Technology CO.

NOTAS

En todos los gráficos presentados se incorporaron los datos en forma cualitativa para poder reflejar el impacto obtenido en función de la actividad planificada.

