

METODOLOGÍA PARA ADMINISTRAR UN PROYECTO DE SECUNDARIA MADURO, CASO TRÉBOL NOROESTE

Christian Tesone, YPF, christian.tesone@ypf.com
Claudia Ayllon, YPF, claudia.i.ayllon@ypf.com
Soledad González, YPF, soledad.gonzalez@ypf.com
Jessica Jones, YPF, jessica.jones@ypf.com
Mariana Mendoza, YPF, mpmendozam@ypf.com
Marianela Capobianco, YPF, marianela.capobianco@ypf.com
Esther Medina, YPF, esther.medinamunoz@ypf.com
Pedro Stoeff, YPF, pedro.stoeff@ypf.com

Sinopsis

Este paper describe la aplicación práctica de herramientas de monitoreo y seguimiento tradicionales en un campo maduro para identificar oportunidades de incrementar el recuperable último de petróleo por secundaria.

La aplicación de esta metodología fue puesta en práctica por un equipo multidisciplinario del Yacimiento El Trébol (CGSJ), enfocando el análisis inicial en el desvío observado entre las reservas cuantificadas inicialmente y la performance real del proyecto, que está acercándose al límite técnico-económico luego de 77 años desde el inicio de producción y de 20 años de recuperación secundaria.

Las técnicas aplicadas siguen un enfoque metodológico recomendado por expertos en la industria, en el que se analiza el proyecto desde un nivel macro (nivel bloque), acercando el foco a los patterns, y luego al pozo. Siguiendo esta metodología se identificaron zonas no barridas para perforar pozos infill, reparaciones, conversiones y reemplazos de pozos que han sido abandonados.

La metodología consiste en monitorear mediante gráficos de diagnóstico y mapas la eficiencia volumétrica, el factor de recobro y su contraste entre bloques, el corte de agua, gráficos ABC, entre otros. Mediante el uso, comparación y análisis de estas herramientas se definen acciones que tendrán asociadas una mejora en la producción del proyecto.

Introducción

El proyecto está ubicado al Noroeste del yacimiento El Trébol, en el Flanco Norte del Golfo San Jorge a una distancia de 50 Km al Noroeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia en Chubut, Argentina.

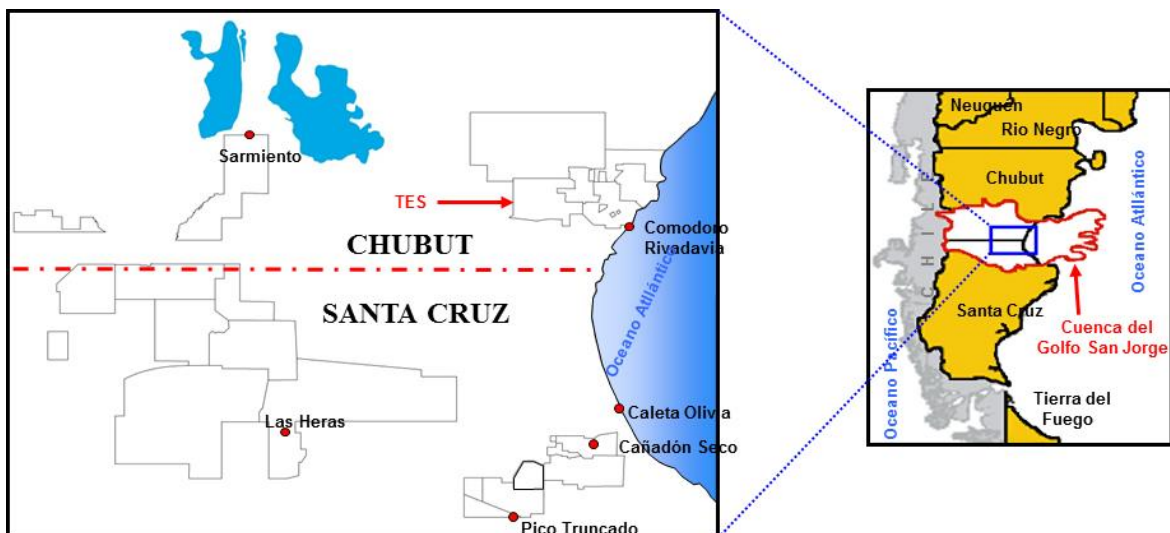


Figura 1. Ubicación del proyecto

El primer pozo se perforó en el año 1939. El mecanismo de drenaje al inicio del desarrollo del bloque fue expansión de gas disuelto.

El proyecto de recuperación secundaria fue implementado en septiembre de 1996. El estudio original proponía inyectar 2000 m³/d en 16 reservorios pertenecientes a las Formaciones El Trébol (C II) y Tope de la Formación Comodoro Rivadavia (C III), con 23 inyectores y 48 productores para recuperar 462 Km³ de reservas.

Actualmente el proyecto lleva acumulado por medio de recuperación secundaria 1.215 Mm³. Debido al desvío mayor de 100% entre las reservas estimadas y las desarrolladas, se planteó una revisión del potencial de secundaria del bloque.

Durante la implementación, se agregaron 10 reservorios que fueron desestimados en la volumetría original y 5 inyectores adicionales, y se duplicó el caudal de inyección. El OOIP involucrado en la secundaria cambió de 5.2 Mm³ a 8.9 Mm³.

Modelo Geológico del Proyecto Trébol Noroeste

Se trata de un hemigraben delimitado por dos grandes fallas normales de rumbo OSO-ENE y buzamiento sur. La falla ubicada al norte muestra rechazos de entre 25 y 40 m y la del sur de hasta 90 m.

El modelo estructural se completa con 3 fallas subordinadas: una de rumbo N-S con rechazos de 10 a 20 m, y dos con rumbo OSO-NNE y buzamiento sur, con un rechazo de entre 15 y 25 m.

Estas fallas alcanzaron la Formación D129 (roca madre) y fueron las vías de migración y posterior entrapamiento del hidrocarburo.

Este conjunto de fallas definen 4 altos estructurales donde se concentra la mayor cantidad de reservorios mineralizados.

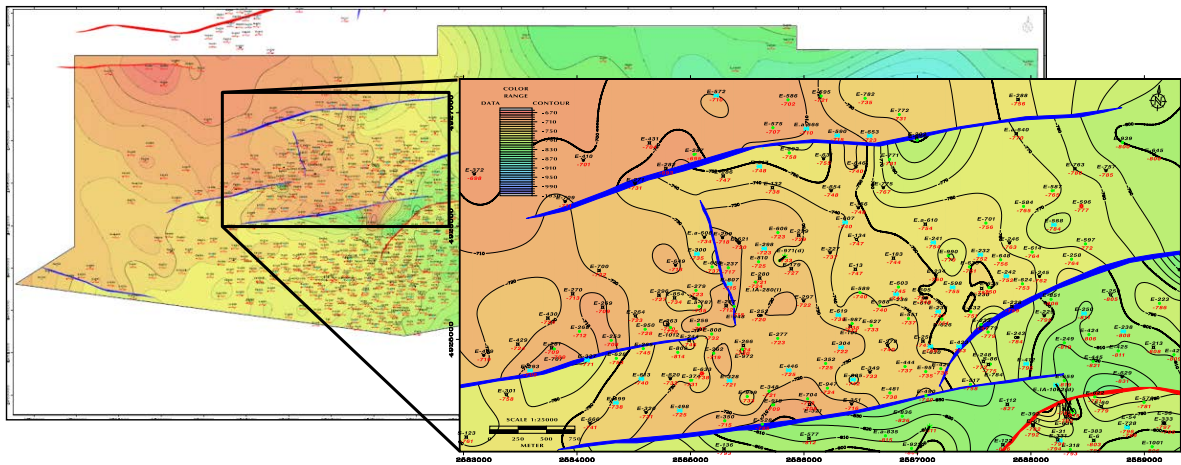


Figura 2. Mapa estructural al tope de C II

En el siguiente mapa de espesor útil totalizador del C II y tope del C III, se puede observar la distribución de las áreas mineralizadas, coincidiendo con los altos estructurales. La isolínea azul corresponde al valor de 10 m de Hu, concentrándose el mayor espesor en el C II.

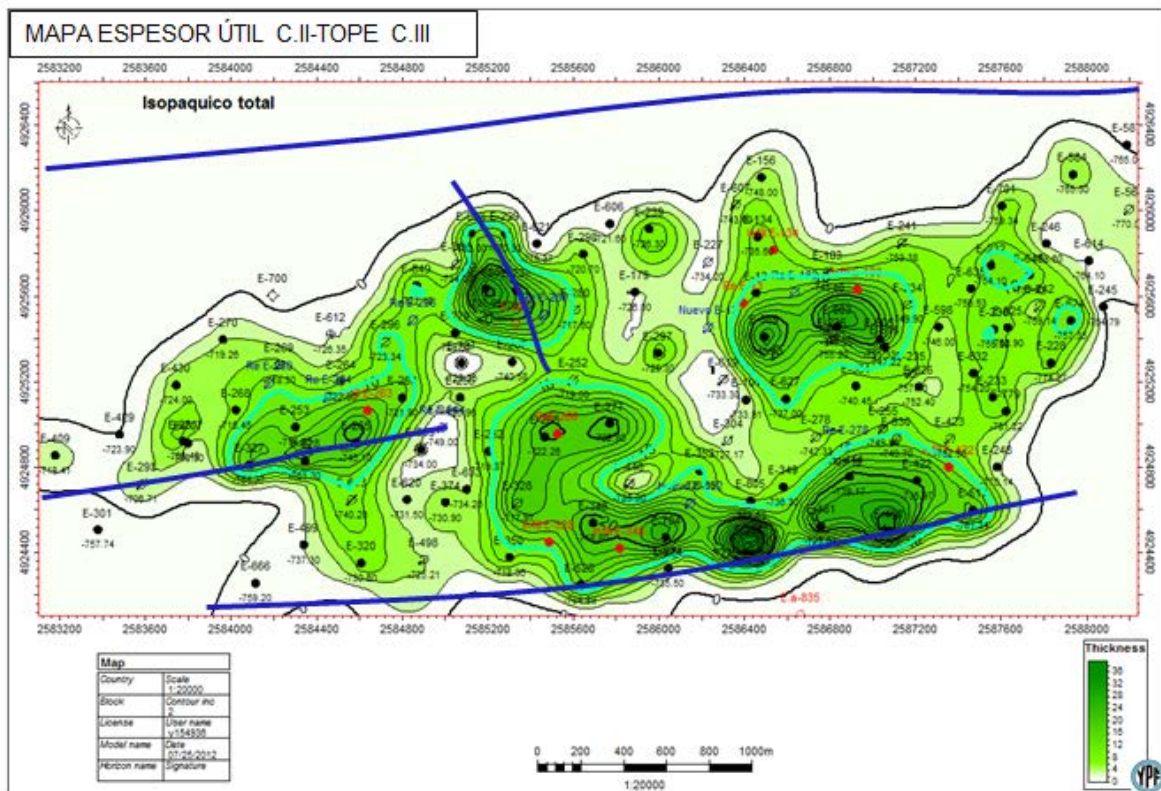


Figura 3. Mapa de espesor útil C II

Se subdividió la columna en 8 unidades (7 del C II y 1 del C III), de acuerdo al espesor total de los cuerpos arenosos, tendencia y correlación, que a su vez se encuentran separadas por eventos pelíticos de gran continuidad areal, fácilmente correlacionables, los cuales, probablemente, han actuado de sellos verticales.

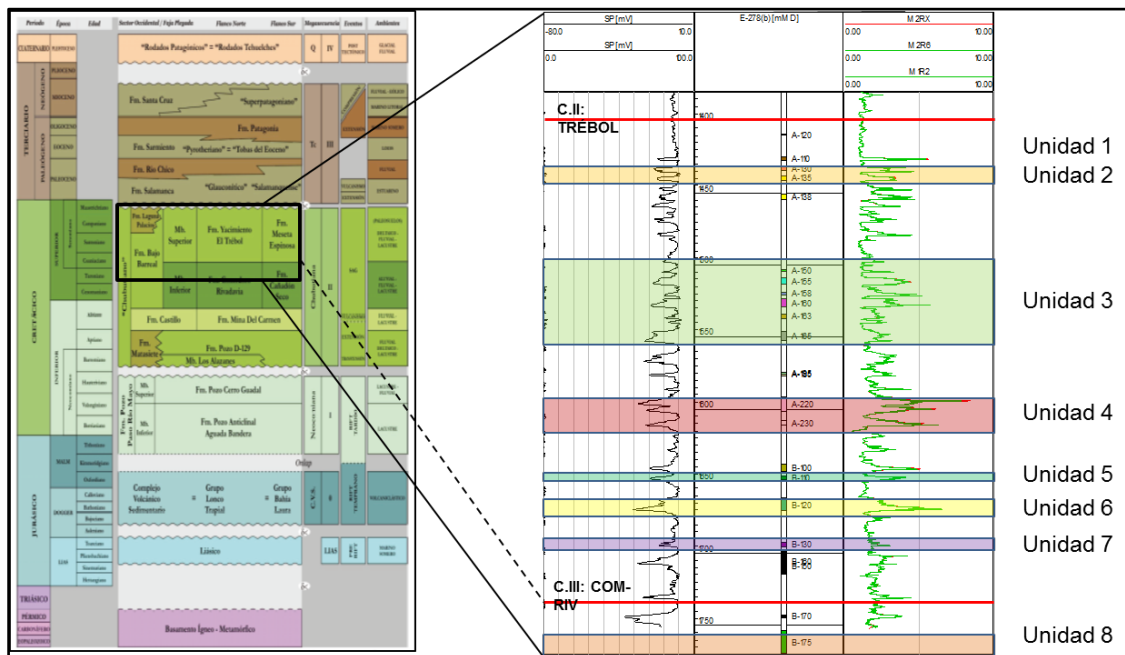


Figura 4. Columna estratigráfica

Los reservorios presentan gran continuidad areal y buena conexión hidráulica, manteniendo una orientación preferencial NE-SO. En la siguiente imagen se puede observar el mapa de espesor permeable de la capa A-135, una de las de mayor extensión en el bloque:

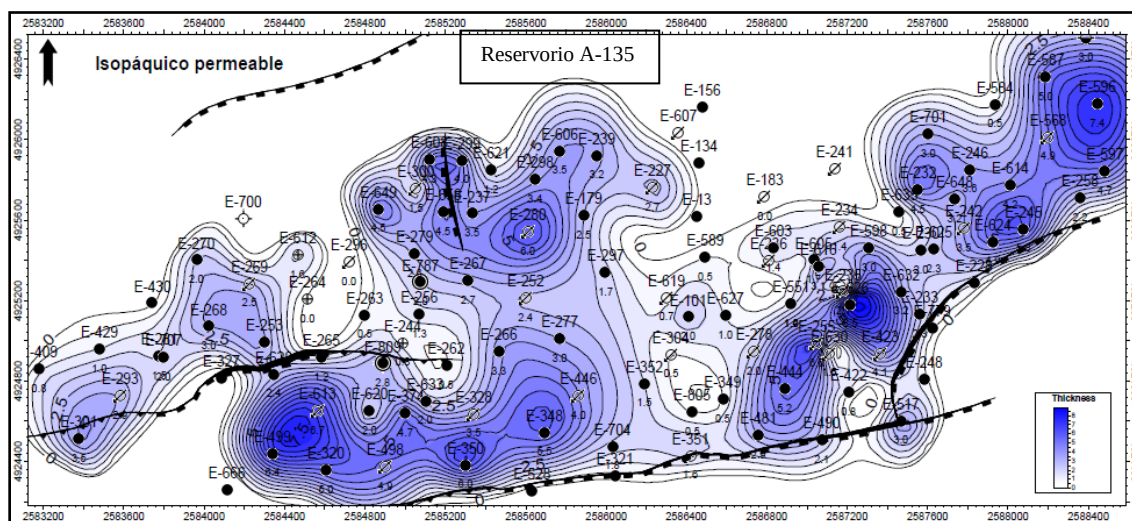


Figura 5. Mapa isopáquico permeable del reservorio A-135.

Desarrollo

Los primeros pozos del Bloque sólo alcanzaron el CII y tope del CIII. A partir de los años 90 se comenzó a desarrollar la Formación Mina El Carmen (C IV). Se producían los tres complejos simultáneamente hasta 1996 cuando se implementó la secundaria aislándose las arenas de C IV.

El proyecto tiene 78 reservorios correlacionados pertenecientes a los complejos C II, C III y C IV. El C II y tope del C III tiene 42 reservorios correlacionados. De estos 42 reservorios, 28 están bajo inyección.

La metodología utilizada para evaluar las acciones de optimización consta de cuatro niveles de análisis: Proyecto-Bloque-Pattern-Pozo. A nivel proyecto se presenta la situación actual y la caracterización en cuanto a parámetros de reservorio, mapas y la evolución de los gráficos de monitoreo y diagnóstico. El objetivo en esta primera instancia, es determinar cuál es el FR actual, cuantos VP se han inyectado, si el caudal de inyección actual es el indicado para cumplir con el VRR (Voidage Replacement Ratio) esperado.

Luego se subdivide el proyecto en distintos bloques, aplicando los mismos parámetros, mapas y gráficos anteriormente mencionados y se agregan los gráficos ABC, mapas de Frente de agua, Sumergencias, para realizar un diagnóstico y comparación entre bloques. El objetivo es evaluar la eficiencia de la inyección de agua y buscar resultados “cualitativos” que ayuden a identificar oportunidades. En este nivel se evalúan las eficiencias volumétricas de los bloques del proyecto, verificando si existen diferencias. Se comparan además los gráficos de PVI, VRR, identificando los bloques con mayor oportunidad de mejora.

A nivel Pattern se usa el mismo set de gráficos que a nivel bloque. Se definen por pattern, los VPI por año, si los patterns con valores menores de volumen poral inyectado contienen oportunidades, y si los que tienen valores mayores presentan una oportunidad de reducción de la inyección. Además, si el caudal de inyección es el óptimo para alcanzar el VRR por pattern y si la presión de inyección y el caudal son condicionantes. En este caso, el objetivo es confirmar las oportunidades visualizadas en los niveles anteriores, y hacer foco en los patterns con mayor oportunidad para continuar el análisis en los pozos.

A nivel Pozo se profundiza el análisis de la eficiencia de inyección a nivel reservorio. Las acciones que surgen de este último nivel de análisis derivan en un plan de acción.

ANÁLISIS A NIVEL PROYECTO

Parámetros de reservorio.

La revisión 20 años después del inicio del proyecto permitió incluir los nuevos datos disponibles para verificar el modelo de reservorios. Se extrajo una corona en el pozo E-754 en el año 2005. Las medidas absolutas de la permeabilidad oscilaron entre 37.70 y 3177 mD.

Usando datos de testigos de 45 pozos, la permeabilidad media geométrica se calculó sobre 154 muestras. El resultado fue de 167 mD. Posteriormente para los pozos con coronas, se verificó que existía una relación entre las mediciones de testigos y los plugs extraídos de la corona.

Con respecto a los parámetros PVT, la producción del campo a veces puede dar inicios de cuando se alcanza la Pb, sin embargo, no se pueden utilizar estos datos en El Trébol debido a que la historia de producción de gas fue perdida (la producción digitalizada comienza en 1978), la mayoría de los pozos reportan GOR esporádicamente, no hay relaciones claras entre pozos cercanos, y no hay tendencias de GOR concluyentes. Sin embargo, se puede concluir que el GOR del campo varía desde 5 a 200 m³/m³, en los últimos 30 años ha sido menor a 25 m³/m³ y que la densidad de petróleo en superficie ha sido típicamente 0.91 g/cm³. Teniendo en cuenta los antecedentes de los estudios PVT disponibles, se compararon los valores obtenidos con las de Beggs-Robinson, Chew

Conelly y Edbogad, la correlación de Fariña, y la correlación de Tulsa. La correlación que mejor honra los datos de El Trébol es la de Tulsa.

GOR	TEMP RES	PRESION INICIAL	Pb	Bob	Boi	VISpb	VISpi
m3/m3	°C	kg/cm2	kg/cm2	m3/m3	m3/m3	cp	cp
17	75	130	48.19	1.097	1.088	5.89	6.47

Tabla 1: Datos PVT

Parámetros petrofísicos. Los parámetros inicialmente calculados y los revisados en 2015 se comparan en la siguiente tabla:

Parámetro	1996	2015
Porosidad [%]	26	
Swirr [%]	30	20
Saturación de agua [%]inicial	42	30
Saturación de petróleo[%]	45	62
Saturación de gas[%]	13	8
Sor[%]	25	24
M (Mobility Ratio)	2	2.2-4

Tabla 2: Parámetros Petrofísicos iniciales y revisados

Los cambios se discuten más adelante en revisión de modelo Petrofísico.

Cálculo de FR. Aproximadamente un 70% del OOIP del C II y Tope del C III se encuentra bajo inyección efectiva. El cálculo del FR tuvo dos consideraciones principales, primero eliminar la contribución de C IV, y segundo considerar sólo los 28 reservorios que estuvieron bajo inyección. Los cálculos iniciales mostraron un valor elevado de FR que originó una revisión del modelo Petrofísico.

Revisión del modelo Petrofísico. Para la interpretación petrofísica se utilizó un modelo de arcillosidad basado en el SP y en la Resistividad.

Una vez definido éste valor de arcillosidad para cada capa, se realizó el modelo de porosidad mediante la ecuación de densidad, la ecuación de Ø acústica de Willie o RMN, según los datos disponibles en cada caso.

Finalmente, para el cálculo de Sw se utilizó el método Dual Water.

Los ensayos de laboratorios de presión capilar (en estados restaurados) para capas correspondientes al C II dan un promedio de Swirr de 24%. Ver Figura 6.

Comparando la Sw obtenida de la interpretación petrofísica, con los ensayos de terminación de los pozos, nos permitió validar una $Swirr \leq 30\%$ ($Swe-Swirr = Swmóvil$)

Esta revisión permitió un cambio de la saturación inicial de agua de 0.42 a 0.3 dando como resultado valores más razonables de FR.

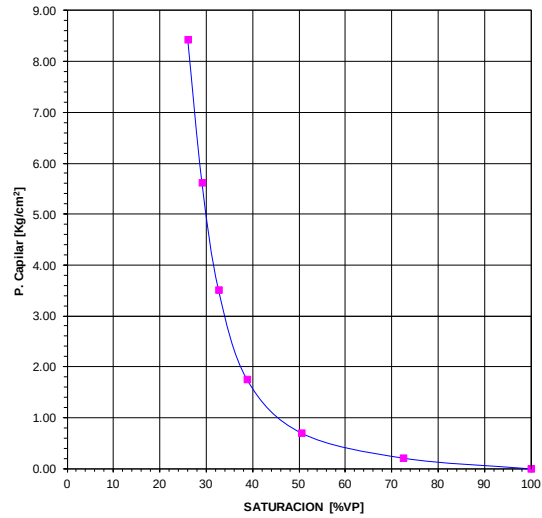


Figura 6. Ensayos de presión capilar capas C II.

Estado actual. A Abril de 2016, el proyecto tiene 37 pozos productores activos y 27 pozos inyectoros activos.

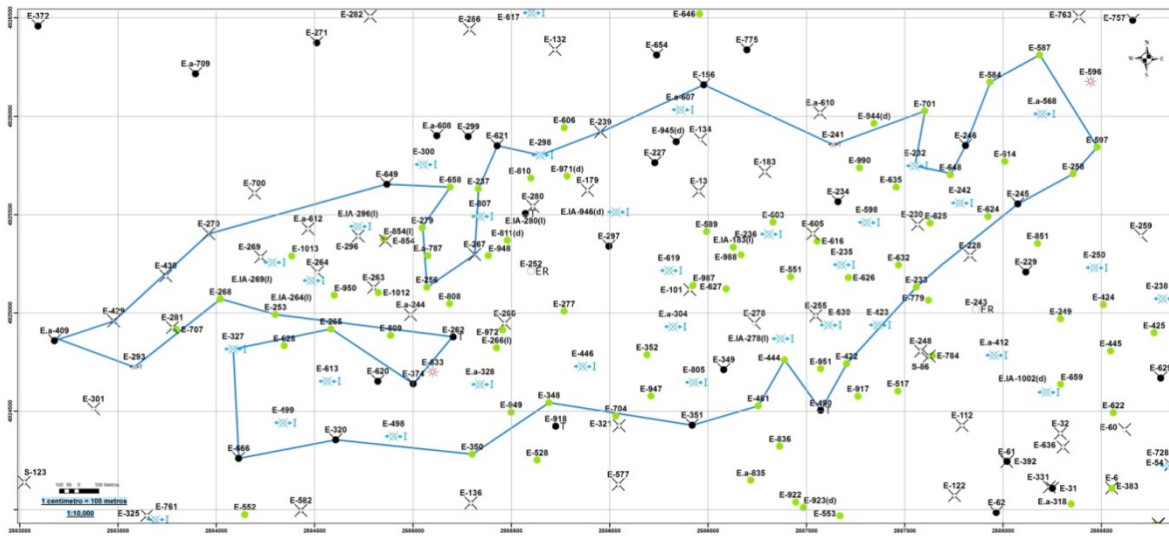


Figura 7. Mapa con estados de pozos del proyecto.

Los inyectores tienen instalación selectiva en un 93% (25/27), con las siguientes características:

- N° mandriles (por pozo inyector): 0-11
- N° reservorios (por mandril): 1-5
- N° reservorios (por pozo): 1-15, promedio 7
- Caudales de inyección calculados con el espesor permeable (10 m3/dia/mhk)
- Perfiles de transito periódicos
- Movimientos de válvulas anuales
- Presión bdp 50-56 kg/cm2.

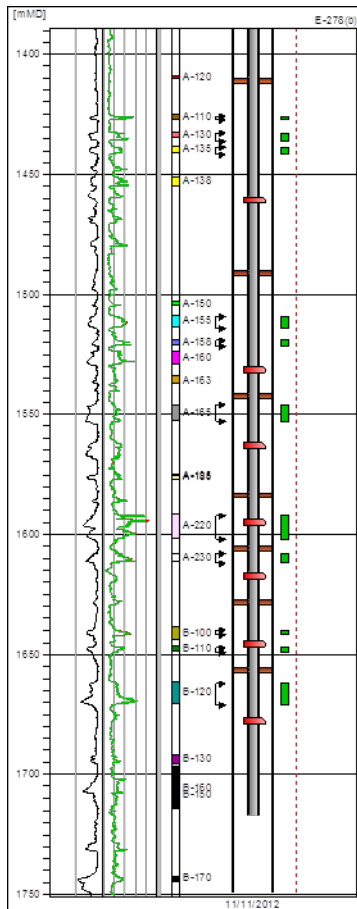


Figura 8. Esquema de instalación de pozo inyector E-278 (d).

La performance del proyecto fue evaluada analizando:

- 1-Caudal de petróleo, líquido e inyección vs tiempo
- 2-Eficiencia volumétrica
- 3-WCUT vs VPI
- 4-WOR vs VPI
- 5-FR vs VPI
- 6-VRR y caudal de líquido vs tiempo
- 7-Análisis de presiones
- 8-Análisis de la inyectividad
- 9-Heterogeneidad de los reservorios

A continuación se describen los hallazgos.

1-El análisis de la historia de producción muestra que no hay producción de gas significativa. Los principales hitos que se observan son:

- Producción anterior a 1978 (no digitalizada) 1.09 Mm3
- Inicio de secundaria 1996

- Peak oil 399 m3/d (Noviembre de 1998 después de inicio de secundaria)
- Máximo caudal de bruta 3964 m3/d (Octubre/2002)
- Optimización: inicia en 2012
- Caudal de petróleo secundaria: 97 m3/d (Abril-2016)
- Caudal de bruta: 3371 m3/d (Abril -2016)
- Caudal de inyección: 4454 m3/d (Abril -2016)
- Acumulada de secundaria 1.215 Mm3 (Abril -2016)
- Reservas @dic de 2015: 0.287 Mm3
- EUR: 3.29 Mm3

En el gráfico de producción puede verse una Declinación histórica que corresponde a un 1.2%. En los últimos años se ve un aumento de la pendiente que tiene correlación con la reciente conversión de 7 inyectores más la perforación de 5 pozos inyectores que generaron un desbalance y la necesidad de optimizar productores.

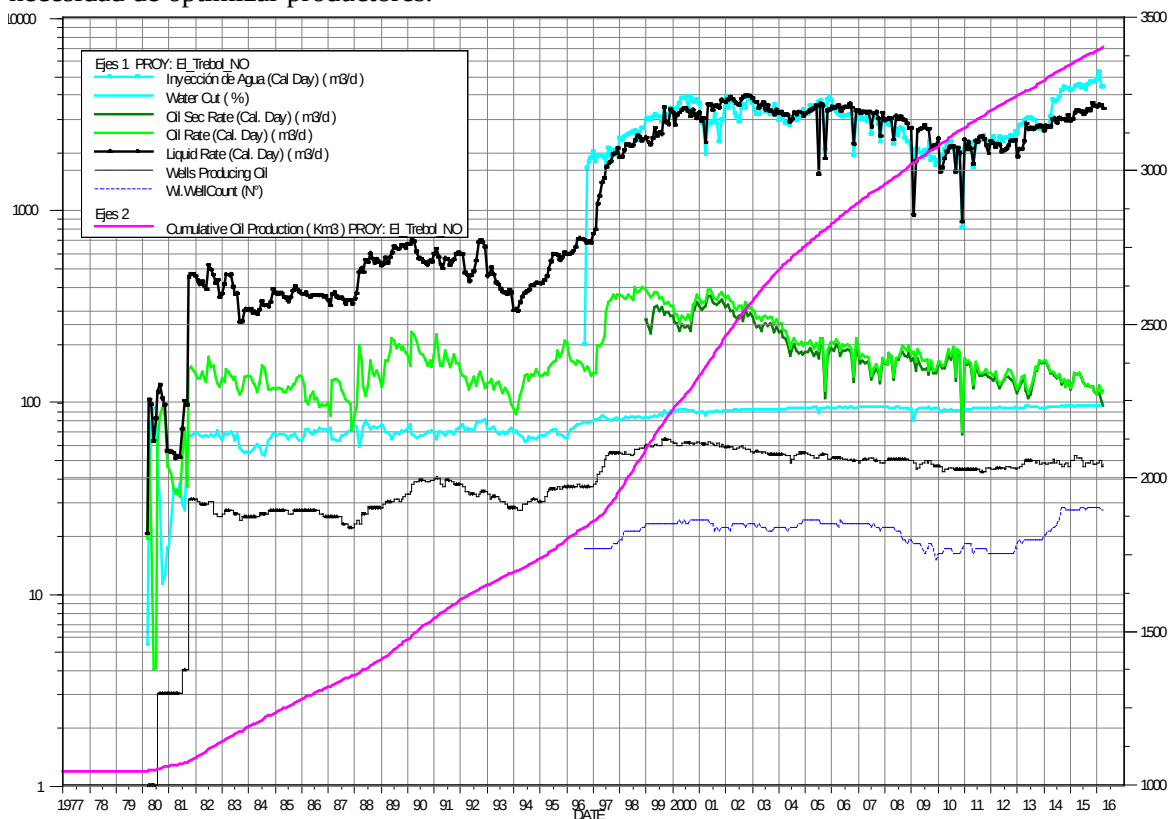


Figura 9. Gráfico histórico de producción del proyecto.

2-Eficiencia volumétrica del Proyecto

La eficiencia volumétrica puede calcularse usando S_o , S_{or} , S_{wirr} , N_{sec} , EUR Sec, de acuerdo al Paper SPE-38902. La eficiencia volumétrica actual se calcula en 32%, mientras que en el estudio original se asumía en 42%. Al alcanzar el EUR, la eficiencia aumentará a un 36%. Si consideráramos un aumento de la eficiencia volumétrica a 50%, el potencial infill del Bloque es un FR adicional del 9%. Esto puede considerarse un potencial upside.

3- WCUT vs VPI. Se observan altos cortes de agua desde el inicio de la inyección de agua. Esto tiene coherencia con la alta heterogeneidad de la roca y la relación de movilidad adversa. Con 1 VP

barrido el corte de agua actual es de 96.3%. Se estima que las reservas del proyecto se recuperarán al barrer más de 3 VPI.

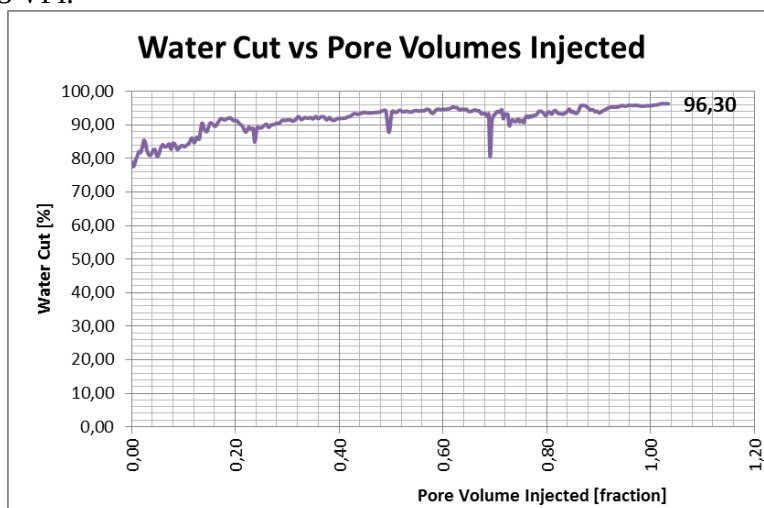


Figura 10. Gráfico Wcut vs PVI.

4-WOR vs VPI. La tendencia de WOR ha aumentado desde la perforación infill y la conversión de productores a inyectores. Se estima revertir esta tendencia con la optimización de los pozos productores y la redistribución de la inyección.

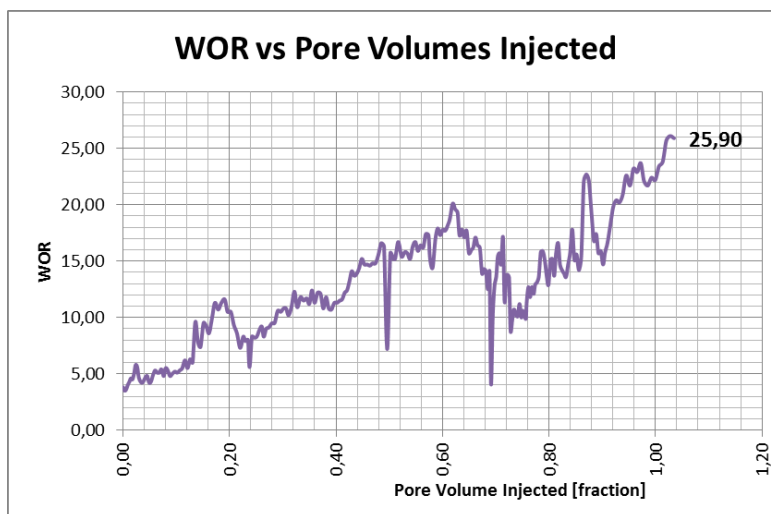


Figura 11. Gráfico WOR vs PVI.

5-FR vs VPI. Este gráfico nos ayuda a detectar la madurez del proyecto y el mecanismo de drenaje. El factor de recobro actual es de 26.7%, con un VPI= 1. El mecanismo de drenaje durante la extracción primaria es expansión de gas disuelto.

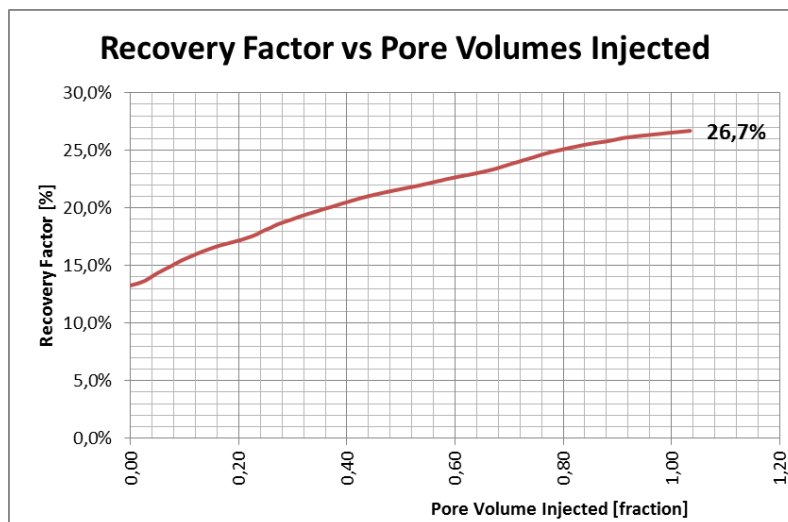


Figura 12. Gráfico FR vs VPI.

6-VRR y caudal de líquido vs tiempo. Con el análisis del VRR se pueden responder tres preguntas claves.

- ¿Estamos inyectando suficiente agua?
- ¿Estamos impactando en la producción?
- ¿Existen energías naturales o pérdidas?

Se recomienda un VRR de 100%.



En nuestro proyecto históricamente se inyectaron 6% PV/Año pero debido al incremento de inyección en el último año, se están inyectando 8% de PV/Año. Existe un incremento de VRR de 0.8 a 1.5 debido a conversión de 7 inyectores más la perforación de 5 pozos inyectores generando un desbalance y la necesidad de optimizar productores.

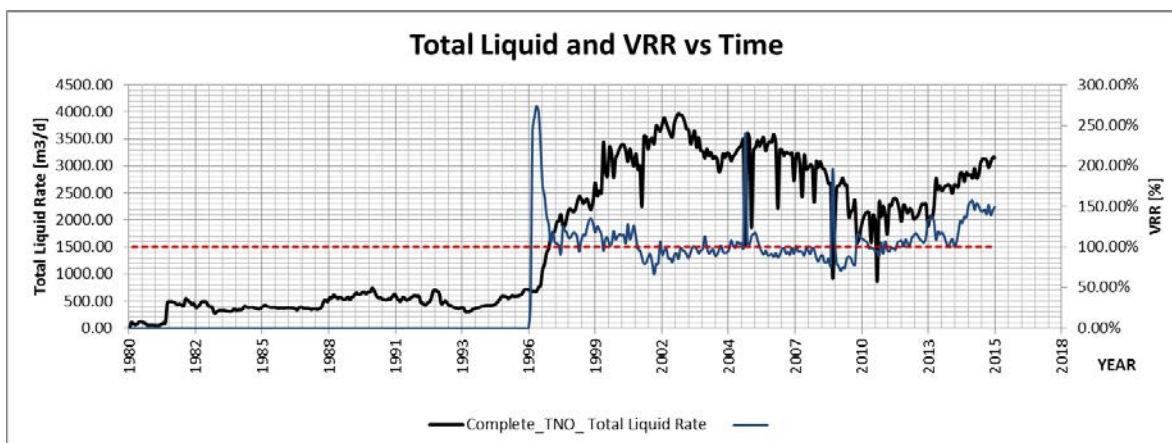


Figura 13. Gráfico caudal líquido, VRR vs tiempo.

7-Análisis de presiones a nivel Proyecto

Existen nuevos datos de RFT disponibles desde 1996. La presión original del reservorio se estimó por un gradiente local. La presión inicial varía entre 85-120 kg/cm². Las presiones actuales, medidas en la perforación de las campañas 2014-2015, varían entre un 38 y un 91% de las presiones iniciales. Hemos detectado un 42% de los reservorios con presiones por debajo de la presión de burbuja (48 kg/cm²). No se han detectado reservorios con presiones por debajo de la presión de abandono (10 kg/cm²). Los datos muestran que hay comunicación entre capas de la misma secuencia y que hay un grado variable de depletación.

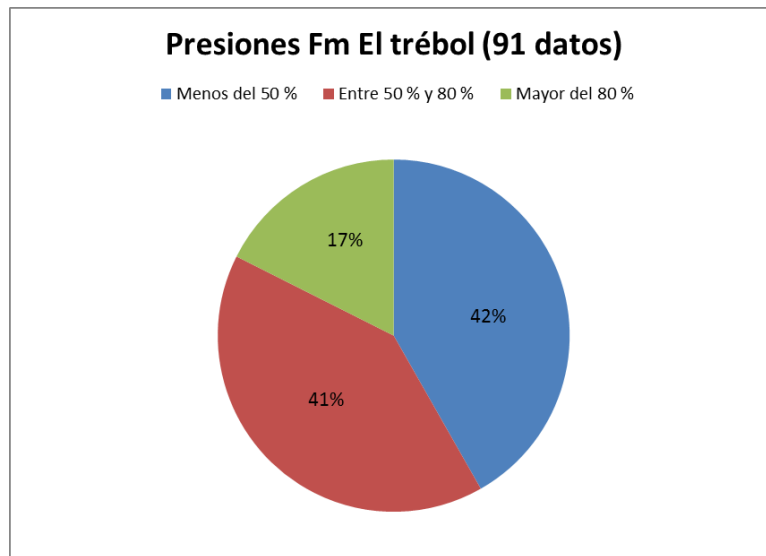


Figura 14. Gráfico porcentaje de presión actual/presión original

Se pudo hacer un análisis histórico sobre algunos reservorios con suficientes datos, por ejemplo el reservorio A-220. Este reservorio fue punzado por primera vez en el año 1952 en el pozo E-242, con una presión inicial estimada en 104 kg/cm². No se puede hacer un balance de materiales por reservorio debido a que no tenemos mediciones de producción por capa.

En cuanto a la presión de fractura, varía entre 98 kg/cm² y 170 kg/cm² para el C II. Los datos corresponden a ensayos de admisión y fracturas hidráulicas.

La presión de inyección en boca de pozo varía entre 75-56 kg/cm², no se excede la presión de fractura.

El 70% de los reservorios del C II admiten con la calidad de agua y presión de inyección actual. La presión actual de inyección es de 75 kg/cm² en la Planta y en promedio 53 kg/cm² en inyectoras. Los ensayos de admisión muestran buenas admisiones a la presión actual e incluso a presiones más bajas. Algunos reservorios adicionales podrían comenzar a admitir si inyectáramos a mayor presión.

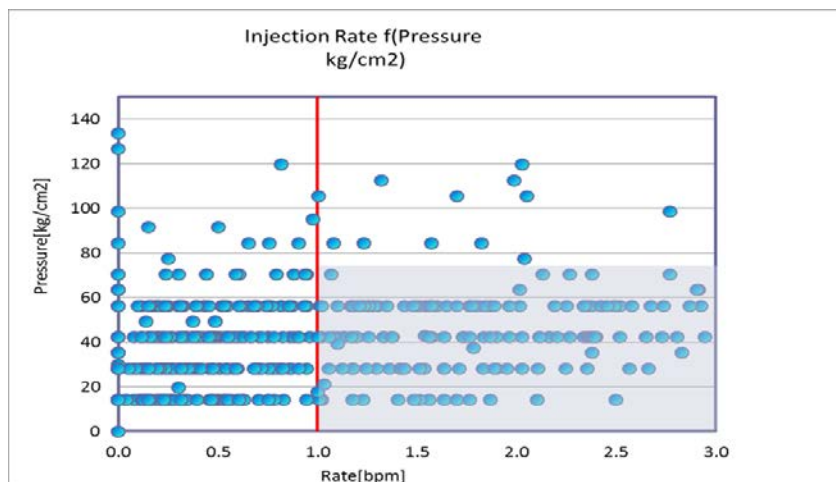


Figura 15. Gráfico presiones de inyección vs caudal admitido durante pruebas de admisión.

8-Análisis de la inyectividad

Se hicieron estadísticas sobre la totalidad de los reservorios de C II y Tope del C III.

Un 43% de los reservorios tiene buena admisión, mayor a 10% VPI/año. Un 24% de los reservorios admite menos de lo programado. El 33% de los reservorios no admite, entre los motivos se pueden nombrar la calidad de agua, malas características petrofísicas o falta de presión de inyección en boca de pozo o incluso el diseño de la selectiva, ya que algunos reservorios compiten con reservorios con muy buenas admisiones.

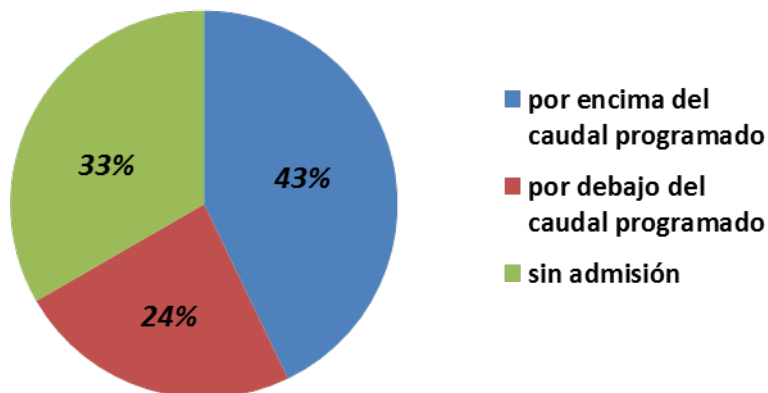


Figura 16. Análisis de inyectividad.

9-Heterogeneidad de los reservorios. Los coeficientes de Dykstra Parsons se calcularon usando testigos de impacto del proyecto TNO. Las muestras pertenecen a 41 pozos con datos de K, Phi y Sw. En total se usaron 274 muestras de 35 reservorios de las unidades 1 a la 8. El uso de estos datos fue validado usando datos de coronas del pozo E-754 (para la misma formación) en un proyecto vecino.

Los coeficientes de las capas se calcularon por reservorio y por pozo, varían entre 0.5 a 0.7, mostrando alta heterogeneidad.

Reservorio	N° Datos	Coeficiente Dykstra Parsons	Coeficiente de Lorenz
A105	5	0.60	0.32
A120	8	0.61	0.42
A135	11	0.69	0.56
A150	7	0.58	0.32
A158	6	0.53	0.29
A185	3	0.09	0.10
A220	11	0.66	0.59
A235	12	0.72	0.61
B120	5	0.55	0.38
B130	9	0.69	0.54
B175	2	0.48	0.46

Tabla 3: Coeficientes Dykstra Parsons por reservorio

Pozo	N° Datos	Coeficiente Dykstra Parsons
E-351	13	0.69
E-352	12	0.66
E-423	15	0.65
E-429	13	0.68
E-430	14	0.71

Tabla 4: Coeficientes Dykstra Parsons por pozo

Conclusiones a nivel Proyecto- Se puede concluir lo siguiente basado en el análisis anterior y la evolución de los gráficos:

- El mecanismo de drenaje durante la producción primaria es expansión por gas disuelto, verificado a partir de FR primaria (13 %), datos de RFT e historia de producción de pozos completados sólo al Complejo II.
- El Factor de recobro actual es de 26.7%, con 1 VPI.
- Datos de RFT muestran que hay comunicación entre capas de una misma secuencia y que existe un grado de depletación variable.
- Aumento VRR de 0.8 a 1.5 debido a conversión de 7 inyectores y perforación de 5 inyectores generando un desbalance y la necesidad de optimizar productores.
- Incremento de producción total de líquido en los últimos dos años debido principalmente a infill drilling.
- No hay producción de gas significativa.
- Históricamente se inyectaron 6% PV/Año pero debido al incremento de inyección en el último año, se están inyectando 8% de PV/Año.

- Se observan altos cortes de agua desde el inicio de la inyección de agua. Esto tiene coherencia con la alta heterogeneidad de la roca y la relación de movilidad adversa.
- Se identifica un 20% de OOIP (14 reservorios) con una oportunidad de ser inundadas con agua, y del 80% restante, un 24% no cumple con el caudal objetivo. Se debe identificar la causa de la falta de admisión (presión-calidad de agua-características petrofísicas-diseño de la selectiva).

ANÁLISIS A NIVEL BLOQUE

El proyecto se dividió en seis bloques de acuerdo a las fallas principales y la configuración de inyectores.

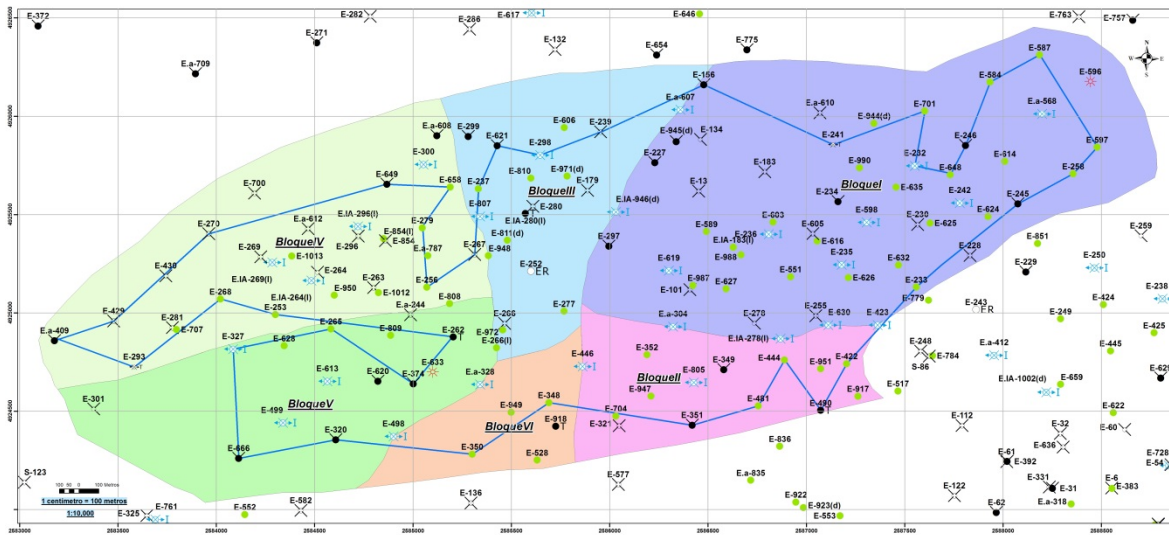


Figura 17. Mapa con los bloques del proyecto.

Para cada bloque se calcularon los gráficos mencionados anteriormente y se sumó el mapa de Burbujas de frente de agua y los ABC Plots. No hay un alto contraste entre RF, PVI, Wcut, Ev, y WOR para cada bloque, como se puede apreciar a continuación.

Proyecto/ Bloque	Proyecto	Bloque_1	Bloque_2	Bloque_3	Bloque_4	Bloque_5	Bloque_6
OOIP [Mm3] CII-CIII	12.46	3.98	2.40	1.29	2.29	1.49	0.99
RF @start WF [%]	13.2	12.6	12.9	15.0	14.9	14.5	14.8
RF [%]	26.7	27.7	26.6	29.4	24.5	30.0	26.2
PVI [%]	103.5	134.7	78.6	123.9	82.0	85.3	88.8
Wcut [%]	96.3	97.1	95.6	97.6	96.8	94.9	97.0
Ev	0.32	0.35	0.33	0.30	0.29	0.35	0.30
WOR	25.9	33.9	21.5	40.0	30.1	18.5	31.9

Tabla 5: Comparación de performance entre bloques

Factor de recobro. Si bien no difieren tanto entre sí, en los bloques 1 y 2, que son los que tienen mayor OOIP, la recuperación de un 1% de FR representa 39 km³ y 24 km³ respectivamente.

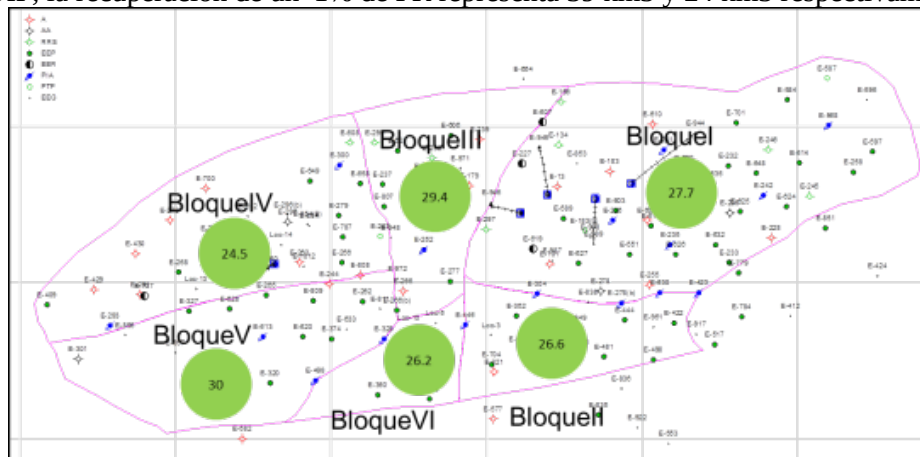


Figura 18. Mapa con FR por bloque.

Frente de agua- Mapa de burbujas. Este mapa permite hacer una diferenciación visual entre las áreas barridas y las áreas no barridas.

La variable que se grafica es el radio de avance del agua inyectada. Se calcula a partir de la acumulada de inyección y el volumen de petróleo desplazado.

Wi= Acumulada de inyección

H= Espesor permeable punzado

En el denominador se aplicó una eficiencia de desplazamiento de 0.6

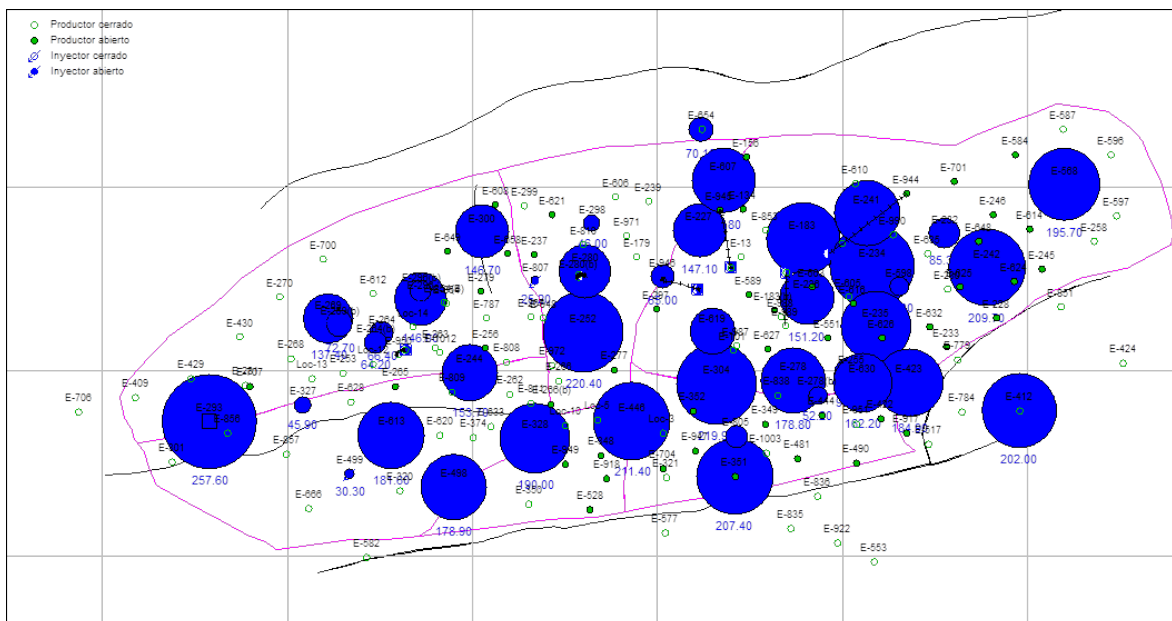
Einj= Corresponde a la eficiencia de la inyección (Cuanto del agua inyectada realmente ingresa al reservorio)

La Einj se calculó siguiendo la metodología de Cobb, donde la eficiencia se obtiene de la comparación entre una curva teórica de RF vd Vd y la real.

$$R_{inj} = \sqrt{\frac{W_i * E_{inj}}{H * \pi * \phi * (1 - S_{wc} - S_{or})}}$$

Se observa en general que pozos con pequeña burbujas llevan menos tiempo en inyección.

Se observa consistencia con mapas de VPI y WOR.



Otro gráfico usado a nivel de bloque es el ABC (After-Before-Comparison). Éste gráfico relaciona caudales actuales y anteriores (Q_o y Q_w). Permite identificar pozos problemáticos. Generalmente se utilizan controles de dos o tres meses de diferencia.

Mapa de Sumergencia. Los datos muestran altos niveles dinámicos, especialmente en las zonas donde hubo conversión de 7 inyectores y perforación de 5 inyectores generando un desbalance y la necesidad de optimizar productores.

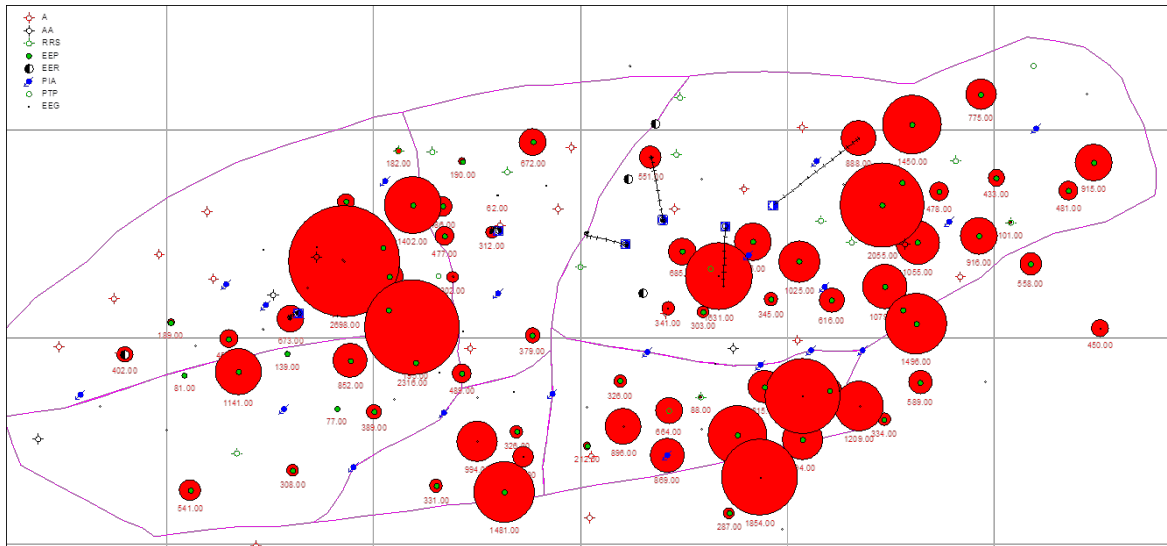


Figura 21. Mapa de burbujas con sumergencias.

Conclusiones nivel Bloque:

- No hay un alto contraste entre Ev, RF, PVI, Wcut, WOR para cada bloque.
- Los mapas muestran un WCUT>95 y altos niveles dinámicos. Se deben optimizar los productores.

ANÁLISIS A NIVEL PATTERN

Debido a que no se observó un contraste significativo entre los bloques, se seleccionaron los dos bloques de mayor OOIP para profundizar el análisis a nivel de pattern.

Para cada uno de los patterns del bloque se realizaron los gráficos de seguimiento, donde en comparación a la tendencia obtenida en el análisis por bloque, se obtuvo una mayor dispersión. Por ejemplo, en el siguiente mapa se muestran los FR de los distintos patterns en los Bloques 1 y 2, con FR de 27.7 y 26.6% respectivamente.

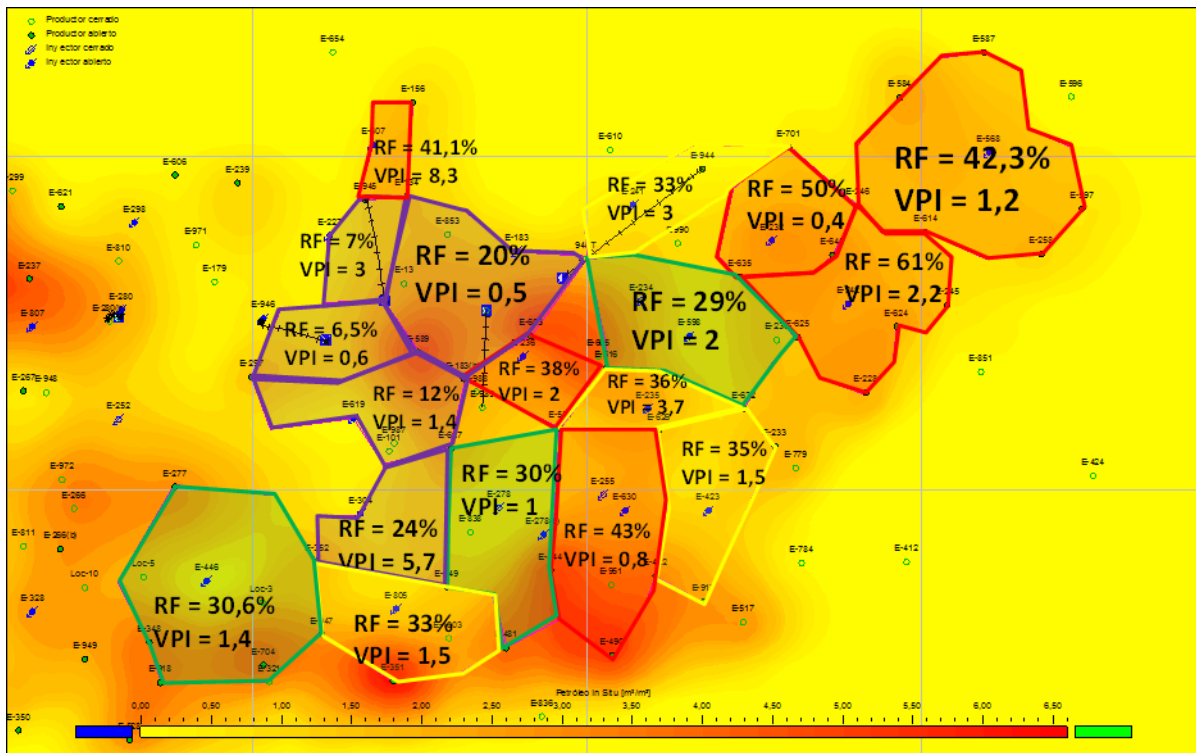


Figura 22. Mapa con FR y VPI por pattern de bloques I y II.

Conclusiones nivel Pattern:

- Se identificaron zonas con FR alto: se buscaron aquellas capas donde $VPI > 3.5$, a partir de las cuales surgieron acciones de reducción de inyección.
- Se identificaron zonas con FR bajo: se buscaron aquellas capas que históricamente han admitido y donde $VPI < 0.5$, a partir de las cuales surgieron acciones de estimulación.
- Se observaron patterns con FR elevado de acuerdo a la historia de producción del campo. Necesidad de revisión de modelo geológico.

ANÁLISIS A NIVEL POZO

Las acciones se clasificaron en acciones de corto y mediano/largo plazo, con el fin de adecuarse al plan de acción del área.

- En aquellos patterns con FR alto y $VPI > 3.5$, se analizó la historia de producción/inyección por reservorio y surgieron acciones de reducción de inyección.
- En aquellos patterns con FR bajo: se buscaron aquellas capas que históricamente han admitido y donde $VPI < 0.5$, a partir de las cuales surgieron acciones de estimulación por reservorio.
- En aquellos casos donde los pozos están fuera del total y FR es bajo y VPI bajo, se plantearon reactivaciones y reemplazos.

A modo de ejemplo, se muestran las acciones que surgieron para los Bloques 1 y 2.

Acciones a corto plazo:

- Disminuir caudal de inyección en 1 pozo

- Cegar mandriles en 9 pozos
- Acciones de limpieza y estimulación en 4 inyectores
- Cierre de 1 inyector
- Optimización sumergencia en 14 productores

Acciones mediano a largo plazo:

- Cambio de instalación selectiva en 6 inyectores
- Inyección de geles en 2 pozos
- Perforación de 5 pozos reemplazo
- Intervención con WO en 4 pozos
- Revisión del modelo petrofísico
- Optimización calidad de agua

Conclusiones

El análisis metodológico integrado permite identificar acciones concretas con distintos plazos de ejecución aumentando el nivel de detalle desde el proyecto en sí hasta un nivel de reservorio por pozo. Este enfoque en distintos niveles permite evidenciar el contraste de performance, y enfocarnos en las zonas con bajo rendimiento.

Con las acciones propuestas se pretende estabilizar la declinación del proyecto a valores de años anteriores, gestionando el agua inyectada desde zonas sobrebarridas hacia zonas con saturación remanente de petróleo.

Encontrar oportunidades en un proyecto con más de veinte años de historia de inyección permite ampliar la visión hacia proyectos que parecieran estar cercanos a su límite económico.

Bibliografía

Anteproyecto de Inyección de Agua Trébol Noroeste-Beitía-1996

Optimización del proyecto TNO (yacimiento El Trébol): reinterpretación y validación del modelo geológico mediante resultados de inyección de agua- Tesone Christian (Ing. en reservorio), Jessica Jones (Ing. en reservorios), Joaquín Cardozo, (Lic. en Geología)

SPE 102200- Waterflooding surveillance and monitoring

SPE-38902-Determination of Volumetric Sweep Efficiency in Mature Waterfloods using Production Data

SPE-20751 Reservoir Management in the Means San Andreas Unit

SPWLA -the petrophysical link between reservoir quality and Heterogeneity: application of the Lorenz coefficient

CV:

Christian Paul Tesone- Ingeniero de Reservorios

Título y lugar de estudio: Ingeniero en petróleo. Universidad del Comahue.

Empresas: Apache. YPF.

Cargo actual: Ingeniero en reservorios en el activo El Trébol – Escalante.

Claudia Ayllón-Ingeniera de Reservorios.

Título y lugar de estudio: Ingeniera de Petróleos-Universidad Nacional de Cuyo.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: YPF

Cargo actual en la empresa: Ingeniera de Reservorios Operativa.

Soledad Ana González – Ingeniera de Reservorios Senior

Título y lugar de estudio: Ingeniería Civil en la Universidad de Buenos Aires

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: 11 años en la industria y 9 en YPF en la cuenca del golfo San Jorge.

Cargo actual en la empresa: Ingeniera de Reservorios – Estudios El Trébol Escalante

Jessica Jones- Ingeniera de Reservorios

Título y lugar de estudio: Ingeniera Química. UNPSJB.

Empresa: YPF.

Cargo actual: Ingeniera de reservorios en el activo El Trébol – Escalante.

Marianela Capobianco – Ingeniera de Reservorios Senior

Título y lugar de estudio: MSc. Ingeniería de Reservorios y Geociencias- IFP. Especialización en producción de petróleo y gas – ITBA. Ingeniera Química – UNS.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: YPF

Cargo actual en la empresa: Ingeniera de Reservorios (Gerencia Monitoreo de Reservorios).

Mariana Mendoza-Ingeniera de Reservorios Senior. MSc. Exploración y Producción de

Hidrocarburos-ISE. Especialización en Evaluación de Formaciones Petrolíferas y Gasíferas-UNPSJB

Título y lugar de estudio: Ingeniera Química-Universidad Nacional de Córdoba

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: 13 años en la industria y 11 en YPF en la cuenca del golfo San Jorge.

Cargo actual en la empresa: Ingeniera de Reservorios - Estudios El Trébol Escalante

Esther Medina- Geóloga de Desarrollo. MSc. Exploración y Producción de Hidrocarburos-ISE.

Título y lugar de estudio: Licenciada en CC.Geológicas-Universidad Complutense de Madrid.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: 9 años en la industria (Repsol e YPF) en la cuenca del golfo San Jorge.

Cargo actual en la empresa: Geóloga de Desarrollo - Estudios El Trébol Escalante

Pedro Stoeff

Título y lugar de estudio: Geólogo. UNPSJB

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Geopatagonia s.r.l. Total Austral sa. YPF sa.

Cargo actual: Petrofísico Trébol-Escalante.