

Mendoza, 6 de enero de 2022

Sr. Director

Dirección de Hidrocarburos

Ing. Estanislao Schilardi Puga

S _____//_____ D

Ref.: EX-2021-06757225- -
GDEMZA-DHIDRO#MEIYE -
"CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN
– ÁREA CHACHAHUEN SUR"

NOTA Nº85/2021

INFORMA

De nuestra consideración:

Julio Zaragoza, en representación de YPF S.A. (en adelante "YPF"), en virtud del poder que acompaño en copia, en su carácter de titular y operadora de la concesión de explotación del área Chachahuén Sur, manteniendo el domicilio legal constituido en Avenida 25 de mayo 1084, Entrepiso, Ciudad de Mendoza, y el domicilio electrónico en ***notificacioneslegalesmendoza@ypf.com***, me presento en las actuaciones de referencia y con relación a la Nota de referencia informamos:

1. Perfil de producción anual (Km3/año) diferenciando la producción asociada al mecanismo actual de producción por inyección de agua (Rec. Secundaria) y la respuesta a obtener por inyección de polímeros (Rec. Terciaria).

Año	Producción asociada a inyección de agua, km ³	Producción asociada a inyección de polímeros, km ³
2021	260	0
2022	287	4
2023	277	43
2024	243	92
2025	209	114
2026	178	133
2027	149	143
2028	124	136
2029	103	117
2030	86	96
2031	72	79

2032	61	65
2033	54	52
2034	48	42
2035	44	35
2036	40	27
2037	35	20

2. Demostración técnica de los pronósticos de producción por inyección de agua (Rec. Secundaria) y por inyección de polímeros (Rec. Terciaria).

Los pronósticos se basan en simulación numérica de reservorios. Como **ANEXO I** se adjunta el informe técnico sobre el modelo dinámico que sustenta las previsiones que justifican los pronósticos de producción

3. Pronóstico de reservas a recuperar totales (Desarrolladas, No Desarrolladas, Probables y Posibles) considerando la implementación de Terciaria.

Los pronósticos de reservas son totalmente preliminares y van a variar de acuerdo con el comportamiento de la producción y con ello el ajuste del modelo. En el año 2022 sólo contamos con una reserva mínima proyectada por la implementación propuesta y el resto de la reserva visualizada se encuentra actualmente en categoría de recursos.

En momento de declarar la producción terciaria, por comportamiento de producción la reserva se desarrolla e incorpora como PD y el resto que queda pendiente de evolución entra en las diferentes categorías de reserva, de acuerdo con procedimientos internos.

	PD	PND	P2	P3	Total
2022		270			270
2023	50	216	278	650	1194
2024	223	0	278	650	1151
2025	464	128	253	214	1059
2026	731		214		945
2027	598		214		812
2028	669				669
2029	533				533
2030	416				416
2031	320				320
2032	241				241
2033	176				176
2034	124				124
2035	82				82
2036	47				47
2037	20				20
	4694	614	1237	1514	8059

4. **Especificar el año donde se lograría obtener los primeros resultados de producción en los pozos sometidos a inyección de polímeros, posterior a la ejecución de obras y/o actividades propuesta.**

Se espera tener respuesta a los 6 meses de PEM de cada PIU. Para la primera de las zonas dónde se inició la inyección en octubre 2021 se estima la primera respuesta en marzo de 2022.

5. **Listado de pozos (6) que serán conectados a la planta de inyección de polímeros PIU de Desfiladero Bayo, y lista de pozos productores asociados con su respectivo pronóstico de producción incremental por Terciaria.**

Acompañamos en **ANEXO II** planilla Excel, en donde obra lo solicitado: "5_Listado_Pozos_ChUS.xlsx"

Cabe aclarar en este punto que el caudal asignado a los pozos productores corresponde al pico máximo de producción que se espera, expresado en m³/d de acuerdo con la planilla que se solicitó.

6. **Factor de Recobro máximo a obtener con la implementación de Terciaria en el yacimiento.**

Se espera tener un factor de recobro adicional asociado a la inyección de polímeros del 7% del OOIP

7. **Evaluación de indicadores económicos bajo 2 escenarios: A) considerando alícuota de regalías actual del 18% y B) con una alícuota reducida al 50%. Agregar por separado los cálculos correspondientes a los volúmenes de Reservas 2P y 3P.**

La evaluación económica presentada y la enviada en la curva de producción (Nota YPF Reducción de Regalías Chachahuen Terciaria del 06-10-2021) contempla todas las categorías de reserva existentes en el proyecto, en caso de hacer una específica por cada categoría en particular reduciría el volumen final y la evaluación sería mucho menos rentable que lo presentado.

8. **Cronograma actualizado de inversiones en firme.**

Proyecto Polímeros ChuS		
	2021	2022
Acueducto Troncal PIA Chus a las PIUs	892	346
Líneas de Energía de la SET Chus a las PIUs	625	575
Salida SET ChuS	23	192
PIU #13 - Líneas de inyección a Pozos	0	1000
PIU #13 - Obra Montaje Planta	273	1081
PIU #13 - Planta y nacionalización + mat. mayores YPF	0	3561
PIU #14 - Líneas de inyección a Pozos	0	1000
PIU #14 - Obra Montaje Planta	170	1111
PIU #14 - Planta y nacionalización + mat. mayores YPF	0	3666

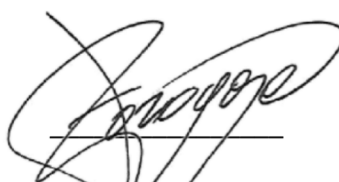
PIU #19 - Líneas de inyección a Pozos	408	320
PIU #19 - Obra Montaje Planta	394	910
PIU #19 - Planta y nacionalización + mat. mayores YPF	3525	640
PIU #20 - Obra Montaje Planta	191	1051
PIU #20 - Líneas de inyección a Pozos	1074	0
PIU #20 - Planta y nacionalización + mat. mayores YPF	0	3561
Líneas de Cond. Piloto Chus C1	506	0
Perforación ChuS.it-752	223	755
YAD - conexión Fibra Óptica + Inst. PIUs	127	244
Ingeniería Básica Extendida	257	0
Gasoducto / Oleoducto	2500	9264
Ingeniería Desarrollo Integral	199	754
Instalaciones Batería 01	2848	874
Instalaciones Batería 02	0	317
PTA DB KSB	4547	4392
Perforación de 2 pozos Monitores	270	0
Total Polímeros ChuS	19052	35614
	54666	

9. Informes técnicos de resultados obtenidos en proyectos de inyección de polímeros en los yacimientos de Desfiladero Bayo y Desfiladero Bayo Este.

Se adjuntan en **ANEXO III**, los informes de reserva por terciaria, tanto para DB como para DBE.

Sin otro particular, lo saluda atte.

YPF
Firmado
digitalmente por
Ing. Julio Zaragoza
Fecha: 2022.01.06
12:26:33 -03'00'


YPF S.A.
Ing. Julio Zaragoza.
YPF S.A.

Anexo I

Recuperación Terciaria en Chachahuén Sur

INFORME MODELO CHACHAHUEN SUR.

Autores:

Remi Lehu, Agustín Argüello Scotti, Esteban Fernandez Righi,
Milagros Thomann, Ignacio Weisman, Silvana Gandi

Tabla de contenido

Modelo dinámico de Chachahuén Sur.....	3
Alcance y objetivos.....	3
Descripción del modelo	4
Ajuste de historia.....	7
Pronósticos.....	9
Anexo 1. Distribución de fluidos de reservorio	12
Anexo 2. Funciones de saturación.....	14
Anexo 3. Propiedades del polímero	16

MODELO DINÁMICO DE CHACHAHUÉN SUR

Alcance y objetivos

A partir del modelo estático regional de Chachahuén Sur, se construyeron varios modelos de simulación, con distintos grados de detalle y cobertura del yacimiento. En esta sección del informe de modelado se describen dos modelos dinámicos (figura 1): uno que abarca casi todo el yacimiento, a excepción de una porción del bloque 1 que está naturalmente desvinculado del resto por una falla importante (polígono rojo), y otro de menor extensión enfocado en las zonas de desarrollo priorizadas, que corresponden a pozos productores exclusivamente del ciclo 2 de Rayoso (polígono verde). Esta etapa de simulación dinámica tuvo como principal objetivo la visualización del potencial global del campo para recuperación terciaria por inyección de polímero, y un pronóstico más específico del desarrollo propuesto como prioritario al Ciclo 2.

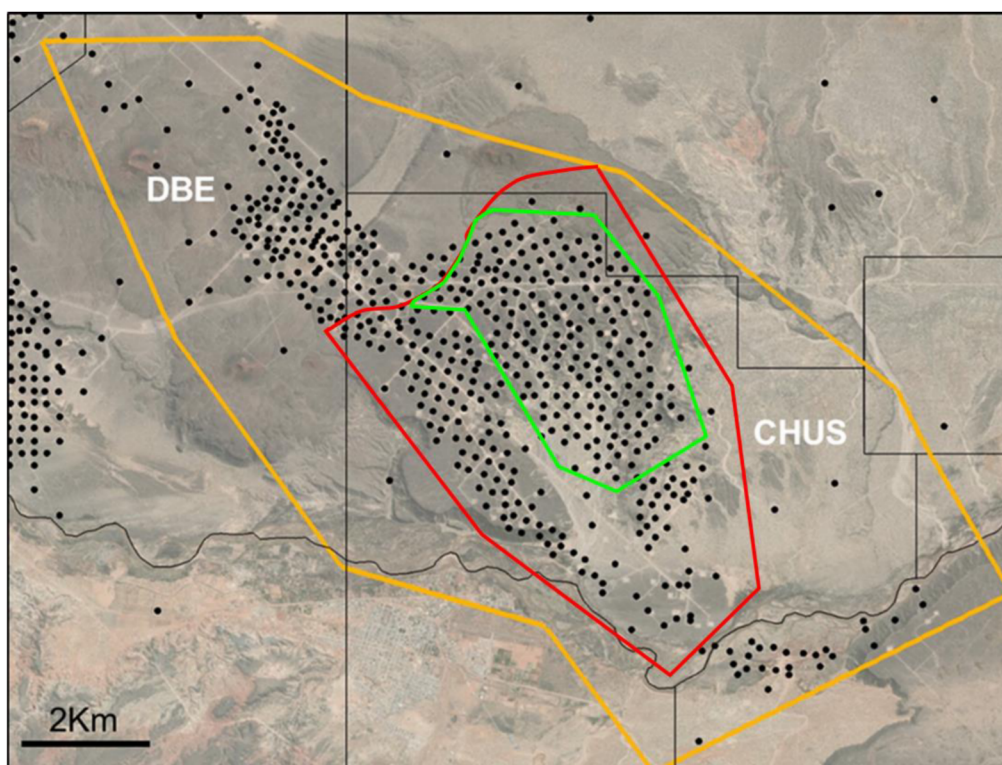


Figura 1. Ubicación de dos versiones de modelo dinámico de Chachahuén Sur empleados en este estudio: uno de campo completo (polígono rojo), y uno más pequeño enfocado en las zonas de desarrollo priorizadas (polígono verde). Se muestran con referencia al modelo semi-regional estático descrito en el informe G&G (polígono amarillo).

En la sección siguiente se realiza una descripción del modelo de campo completo que aplica a ambos modelos, con las salvedades correspondientes a las diferentes extensiones, que implican a su vez algunas diferencias tales como el número de regiones PVT y de regiones de equilibrio, debido a que el modelo grande incluye el C3. Por esta última razón se diferencian en elementos tales como el número de regiones de equilibrio, y de tipos de fluido (regiones PVT).

Descripción del modelo

La grilla de simulación de este modelo de campo completo tiene celdas de 25 m x 25 m en X-Y, y un espesor Z variable entre 0.5 y 1.0 m, con un promedio de 0.7 m. Las funciones de saturación (permeabilidades relativas y presión capilar, esta última en forma de funciones *J*) se basan en el modelo que se tiene de Rayoso Regional (informe 2015), este trabajo tiene información recopilada de los yacimientos que producen de la formación Rayoso (DB, DBE, ChuS, CHO). Recientemente se incorporaron mediciones de permeabilidades relativas en varias muestras de coronas de ChuS y se encontró una buena correspondencia con las funciones adoptadas en el modelo Rayoso Regional. Algunos detalles se pueden ver en el Anexo 2.

Las propiedades de los fluidos presentan particularidades para este yacimiento, por lo cual se les dio un tratamiento basado en 7 estudios PVT de este reservorio, como se detalla más adelante.

Según se explica en la descripción del modelo estático (ver texto referido a la figura 31 del informe estático), se hizo un análisis sobre transectas de pozos definiendo el fluido a partir de perfiles de pozo, dada la escasez de ensayos de terminación por capa en el yacimiento. Esto permitió definir unidades hidráulicas con contactos de fluidos distintos. En este análisis se observó una división principal (areal) en dos bloques (llamados Norte y Sur) que se adoptó a partir de una falla observada en la sísmica y su continuación en dirección aproximada E-O a través de un rasgo (figura 2) cuyo carácter está en estudio, ya que en sísmica no se detecta en esa extensión un rechazo suficiente como para justificar una desconexión. Esta desvinculación debe existir debido a la presencia de contactos gas-petróleo dentro de la misma unidad estratigráfica a elevaciones muy distintas para cada “bloque” (unos 10 m bnm en el sur, y 35 m snm en el norte).

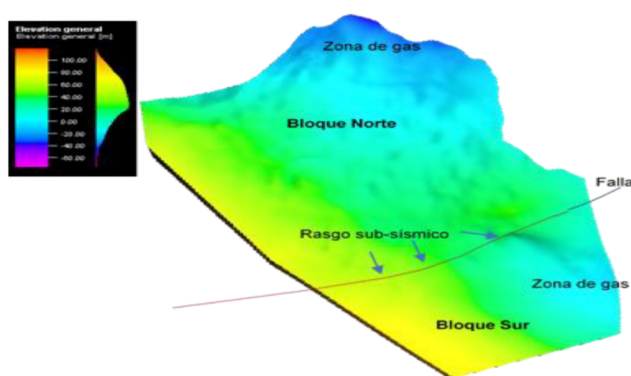


Figura 2. Mapa de elevación al tope del Ciclo 2 de Rayoso correspondiente al modelo de campo completo de Chachahuén Sur, indicando los rasgos principales de la estructura.

En el yacimiento se observa una distribución relativamente amplia de valores de viscosidad del petróleo que se ha representado en el modelo mediante dos fluidos de reservorio distintos. Uno con viscosidad a presión de burbuja de 35 cp, similar al de Desfiladero Bayo, y otro de 20 cp a la presión de burbuja (figura 3). La distribución de valores medidos de petróleo muerto a temperatura de reservorio, junto con la información disponible de análisis PVT de 7 pozos (la mayoría de ellos de muestras tomadas con herramientas de perfilaje tipo MDT), sugiere como aproximación ubicar el petróleo más viscoso en el bloque sur (Ciclo 2 y Ciclo 1) y en el Ciclo 3 independientemente del bloque, y el menos viscoso en el bloque norte (excepto C3). La figura 3 muestra las curvas de viscosidad de petróleo en función de la presión obtenidas en los análisis PVT de muestras del Ciclo 2 (2b o conjuntas de 2a y 2b), de donde resulta claro que pueden agruparse en dos fluidos distintos. Hay un PVT adicional, del ChuS-232, el único del Ciclo 3, que no se ajusta a ninguno de los dos grupos, siendo su viscosidad algo mayor (67 cp a Pb y 74 cp a presión atmosférica). En forma preliminar adoptamos para el C3 el PVT “pesado” correspondiente al 2° grupo mostrado aquí.

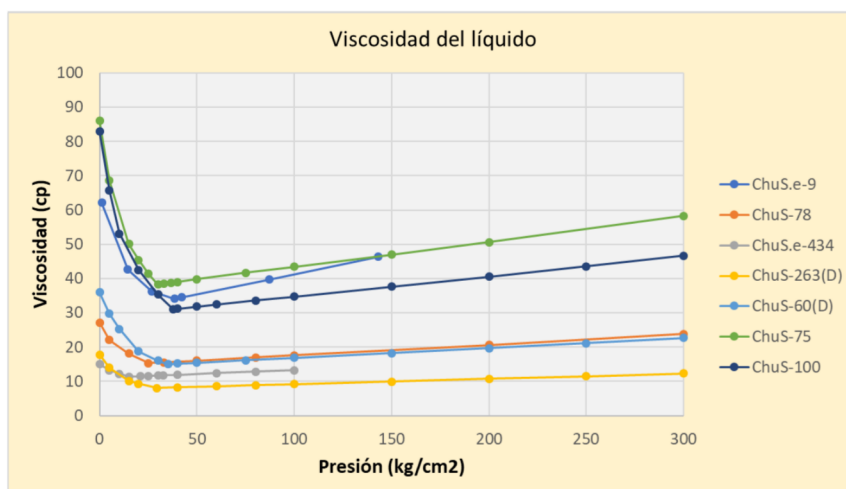


Figura 3. Curvas de viscosidad del líquido de reservorio de ChuS, Fm. Rayoso, en función de la presión, obtenidas de análisis PVT de los pozos indicados en la leyenda.

En 2019 se realizó una campaña de medición de viscosidad de petróleo de muestras de superficie, a fin de ampliar la información disponible. Estos resultados y los previamente disponibles se muestran en el Anexo 1. Los valores medidos se ajustan aproximadamente a los respectivos rangos de viscosidad a presión atmosférica de los dos grupos de curvas de los PVT, cuyos máximos son 35 cp y cerca de 90 cp.

Como resultado de esta distribución supuesta para los dos fluidos y los respectivos contactos, el modelo dinámico contiene 7 regiones de equilibrio, cuyos contactos agua-petróleo, gas-petróleo y tipo de fluido se detallan en la tabla I (elevaciones positivas son bajo el nivel del mar)

PVTNUM	Zona	PVT	WOC (m)	GOC (m)
1	Ciclo 2a, bloque N	Liviano	35	-37
2	Ciclo 2a, bloque S	Pesado	50	10
3	Ciclo 3 ambos bloques	Pesado	55	-50
4	Ciclo 2b, bloque N	Liviano	35	-10
5	Ciclo 2b, bloque S	Pesado	55	10
6	Ciclo 1b, bloque N	Liviano	25	-50
7	Ciclo 1b, bloque S	Pesado	30	-50

Tabla I. Regiones de equilibrio del modelo dinámico de ChuS.

En la figura 4 se muestra una vista en planta de la grilla de saturaciones iniciales de los tres fluidos (petróleo, gas y agua) en paleta de colores ternaria.

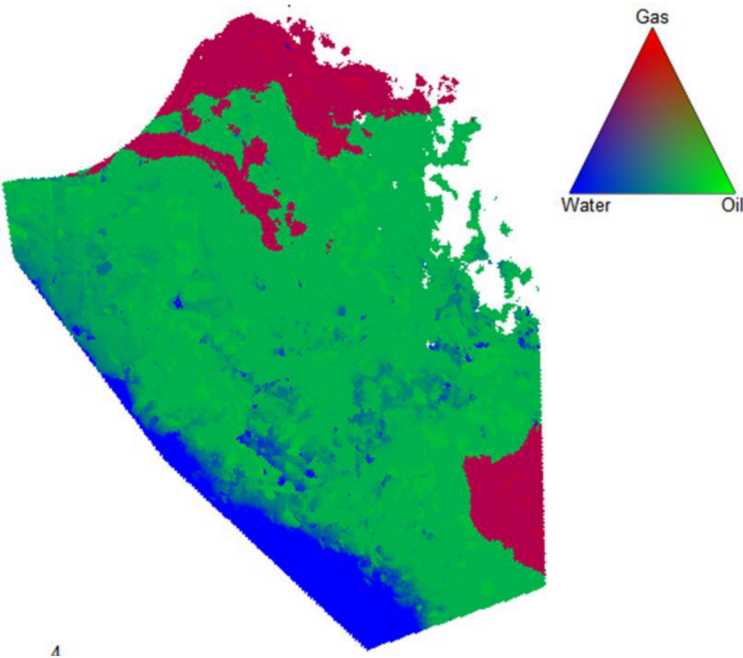


Figura 4. Mapa de saturación inicial de fluidos del modelo

Las curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo y gas-petróleo, así como las funciones *J* de Leverett utilizadas para inicializar el modelo están clasificadas por facies, tal como se viene haciendo en otros modelos dinámicos de la Fm Rayoso, basados en el mismo tipo de modelado de facies y propiedades. En el Anexo 2 se muestran las curvas y se hace una comparación entre las usadas en DBE-DB y las curvas de laboratorio obtenidas en muestras de este yacimiento.

Ajuste de historia

Luego de algunos ajustes preliminares se encontró que la facies 3 del modelo, de escasa ocurrencia en los intervalos punzados, prácticamente no aportaba producción de petróleo, pero sí almacenaba un volumen significativo de POIS, por lo cual se decidió desactivarla en el modelo dinámico. De este modo se obtuvo un caso base de inicialización con un POIS de 47.6 Mm³, en buen acuerdo (dentro del 10%) con las cifras informadas en estudios previos hechos con otros modelos estáticos.

Para el ajuste de historia se variaron levemente las elevaciones de los contactos agua petróleo y se realizaron cambios en las funciones J y/o en los valores de la saturación de agua irreducible para incorporar mayor o menor saturación de agua inicial móvil cerca de los contactos en algunas regiones del modelo, utilizando la funcionalidad de *end-point scaling* del simulador. Se consigue así un buen ajuste de la historia de producción hasta julio de 2020 como se muestra en la serie de figuras a continuación.

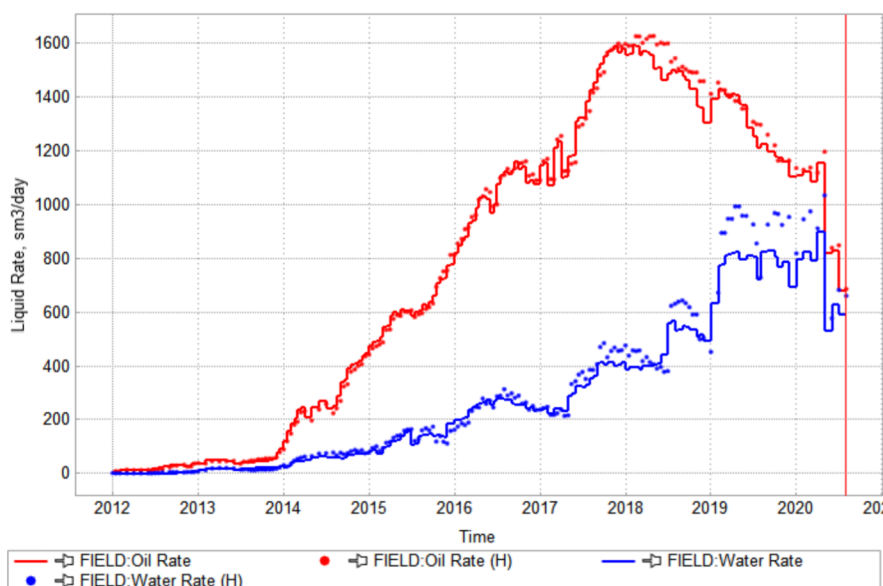


Figura 5. Ajuste de historia de producción de líquidos en el modelo de ChuS. Caudales de producción (petróleo y agua) históricos (puntos) y calculados (líneas) con el modelo de simulación, con los pozos controlados por caudal de líquido histórico.

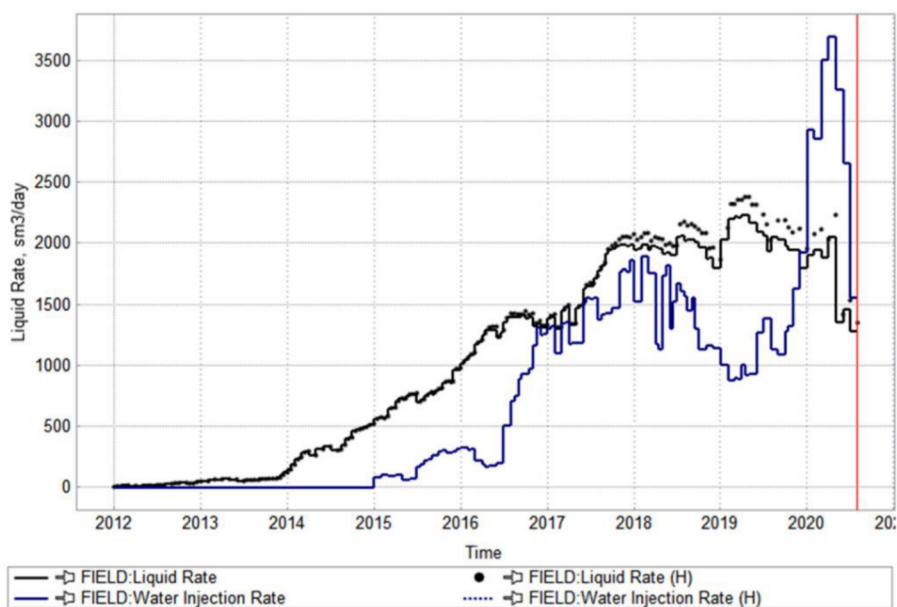


Figura 6. Ajuste de historia de producción de líquidos en el modelo de ChuS. Caudal de producción de líquido y de inyección de agua históricos (puntos) y calculados (líneas) con el modelo de simulación, con los pozos controlados por caudal de líquido histórico.

El ajuste global de producción de líquido presenta una diferencia de 2.6 % entre simulación e historia en la producción bruta acumulada a julio 2020, y una diferencia máxima en caudal de producción de líquido no mayor a 5%. El ajuste global de caudal y acumulada de petróleo también es bueno, con una diferencia de 0.2 % entre simulación e historia en la producción de petróleo acumulada a julio 2020 y una diferencia máxima en caudal de producción de petróleo de 7.2%. Un 57% de los pozos con producción de petróleo en el modelo (165 pozos) ajustan su acumulada dentro de un 20% o mejor, entre los cuales un 43% (125 pozos) resultan con menos de 10% de diferencia en acumulada de petróleo calculada versus histórica.

En cuanto al ajuste de presiones, en la figura 7 se muestran comparaciones de los perfiles de presiones RFT calculados y medidos para algunos pozos.

Este caso fue tomado como punto de partida para generar pronósticos de inyección de polímero

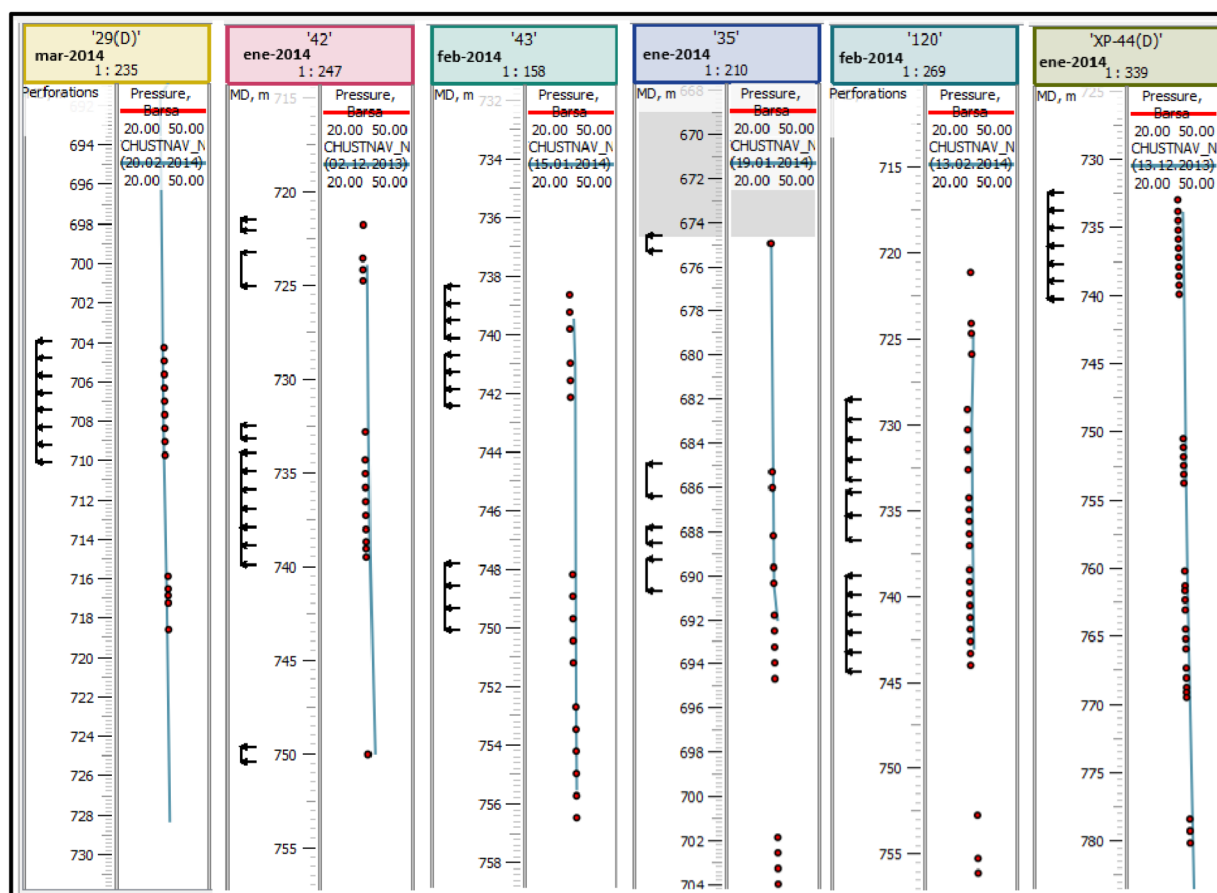
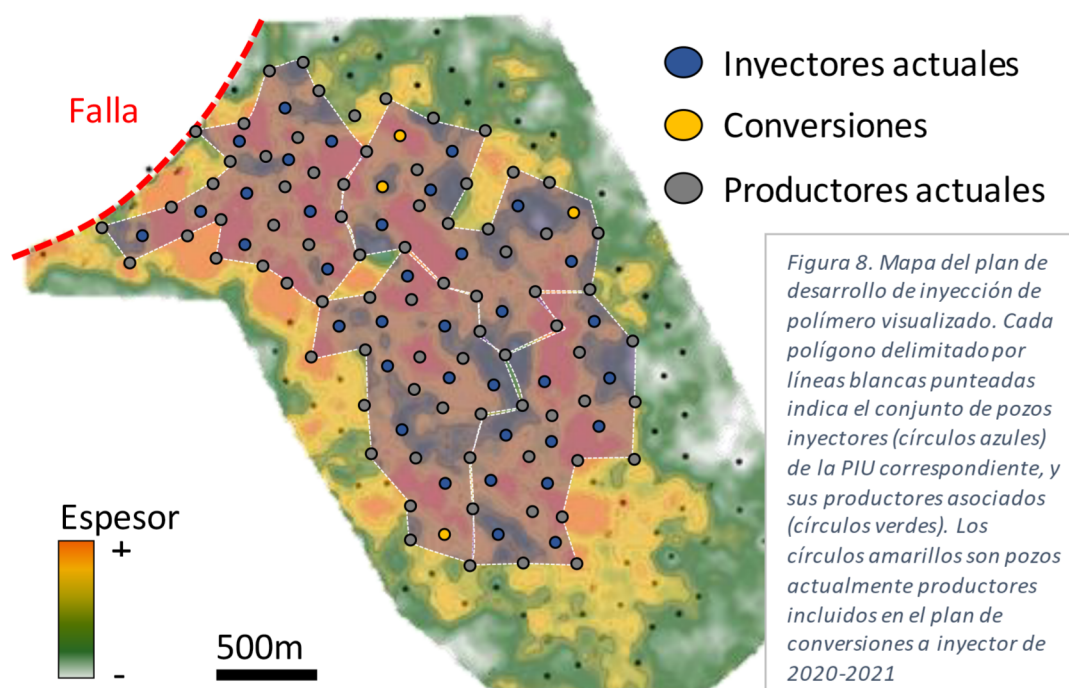


Figura 7. Ejemplos de ajuste de las presiones RFT de varios pozos del modelo (datos entre 2012 y 2014).

Pronósticos

Con este ajuste de historia se corrieron pronósticos con inyección de polímeros. Para la configuración de pozos productores e inyectores en los casos de pronóstico se adoptó el criterio de completar y ordenar mallas existentes, buscando minimizar la perforación de pozos nuevos utilizando para el polímero el mayor número posible de inyectores de agua existentes. Para terminar de completar las mallas existentes se realizarán 9 conversiones de pozos productores a inyectores.

En la Figura 8 se muestra el esquema de patterns adoptados, con las correspondientes conversiones. El desarrollo de toda esta zona se realizará con la implementación de 4 plantas modulares de inyección de polímero (con 10 pozos inyectores cada una, y 1500 m³/día de caudal de inyección).



Para realizar los pronósticos, existen un conjunto de propiedades de la solución polimérica que afectan la recuperación de petróleo calculada y la cantidad de polímero necesaria para obtenerla, por lo cual impactan directamente en la economía del proyecto. Las propiedades del polímero utilizadas se describen en el Anexo 3.

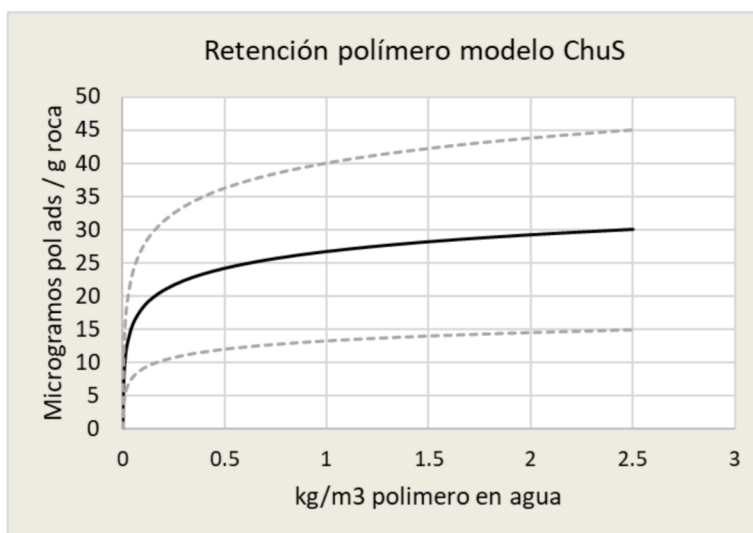
Los pronósticos de producción se realizaron sensibilizando los siguientes parámetros: caudal inyectado por pozo, retención de polímero y curvas de permeabilidad relativa, dentro del rango de valores esperados.

Respecto al caudal de inyección, se realiza un escenario de mínima, con 10% menor caudal, teniendo en cuenta que existen 2 pruebas de inyectividad en los pozos ChuS-126 y ChuS-39 que mostraron que, en arenas del Ciclo 2, es posible inyectar 120 m³/d de solución de polímero de una viscosidad del orden de 70 cp. Si bien esto fue verificado en tiempos cortos de unos pocos días, la evolución de presión y caudal durante la prueba permiten suponer que es posible inyectar polímero en el C2 de Chachahuén a las

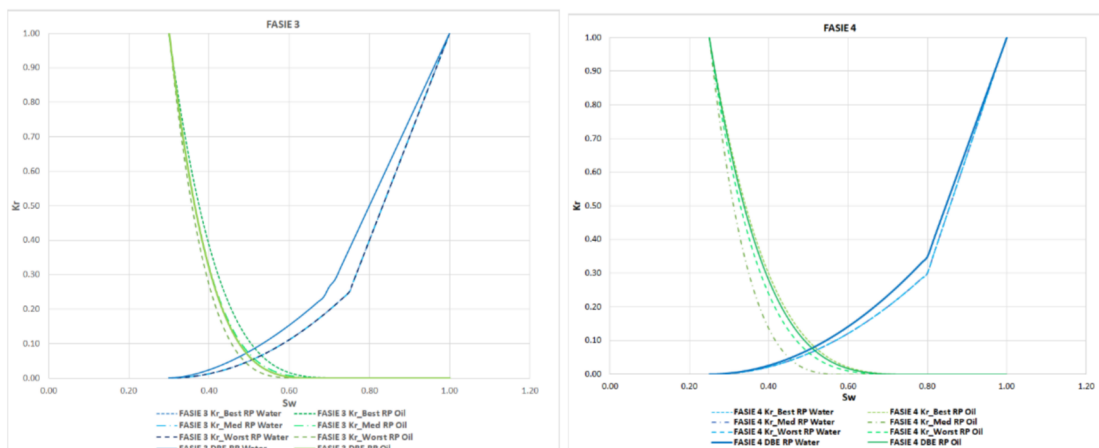
viscosidades objetivo. Por otro lado, desde enero de 2020 se está inyectando 70 cp y 120 m³/d en el piloto de polímero de DBE, estos pozos están inyectando en la misma Fm. y con espesores similares.

No se realizó sensibilidad a mayor caudal de inyección por pozo por cuestiones de capacidad en la planta de tratamiento de agua. Los valores seleccionados arrojan un ritmo de inyección de 0.1 volumen poral por año aproximadamente por malla.

Al momento de definir la variabilidad de la retención del polímero en la roca, se toma de base los valores obtenidos en el laboratorio para la Fm. Rayoso y confirmada en el piloto de Desfiladero Bayo (5-45 microgramos de polímero por gramo de roca) (**Figura N°10**).



El otro parámetro importante es la variación de permeabilidades relativas petróleo/ agua de las dos facies predominantes. La variación se realiza dentro del rango de curvas obtenidas en el laboratorio, y manteniendo el History Match obtenido (Figura 11).



A continuación se muestran las curvas obtenidas de producción de petróleo para el caso de base de inyección de agua y para el caso de inyección de polímero.

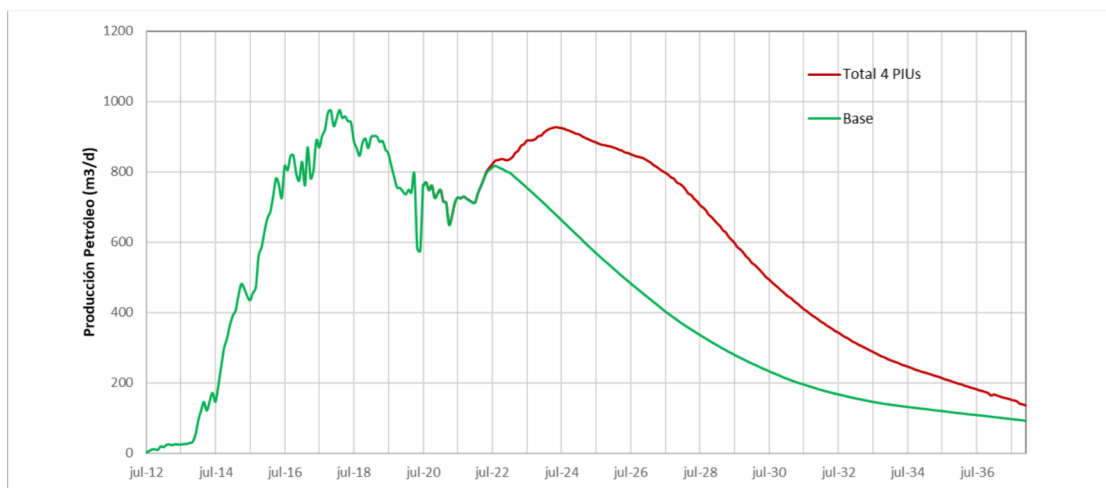


Figura N°12: Curvas de petróleo, caso inyección de agua (base) y caso inyección de polímero

ANEXO 1. DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS DE RESERVOIRIO

Como se mostró en la descripción del modelo estático, no hay evidencia estructural concluyente sobre una compartimentalización del reservorio. Está claro que hay una zona de gas en la parte sur del yacimiento, a una elevación de 10 m bajo el nivel del mar, que se interpreta como un casquete original. Existe otra zona de gas en la parte norte a unos 35 m snm, donde no está tan claro el carácter primario del casquete. De todas formas, y como caso potencialmente desfavorable para la inyección de polímero, se tomó a ambas zonas como casquetes primarios, para lo cual, dadas sus diferentes elevaciones, se requiere una desvinculación hidráulica entre ambas. Esto se hizo mediante la falla/rasgo estructural que se mencionó antes y que hace las veces también de división entre dos fluidos de reservorio en principio distintos.

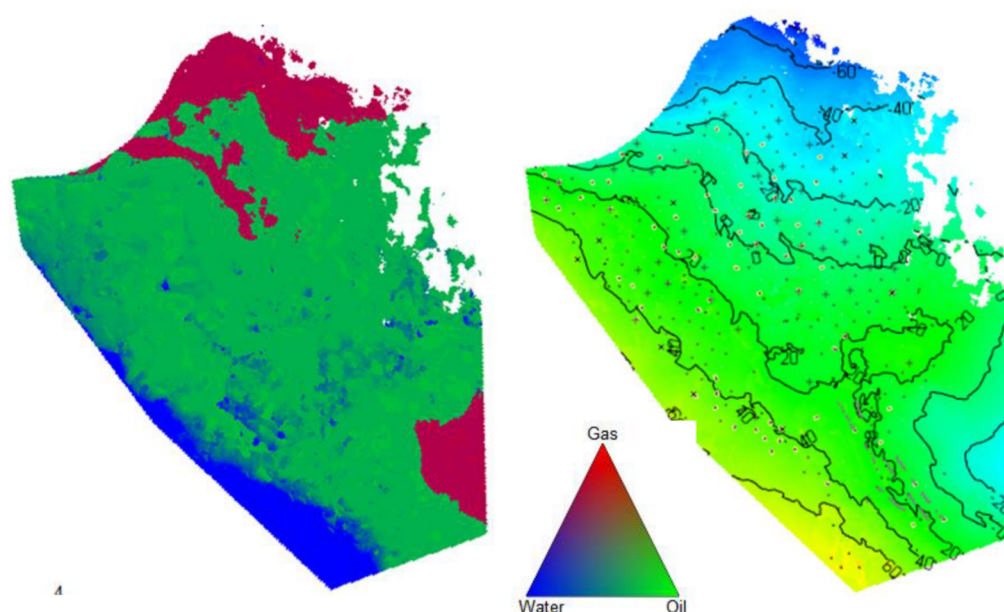


Figura A1-1 (a) Saturación de fluidos inicial en el modelo de ChuS. (b) Mapa estructural al tope del Ciclo 2 de Rayoso

En el mapa de la figura A1-1 se indican los valores de viscosidad hallados en la campaña de medición realizada en 2019 sobre muestras de petróleo muerto a temperatura de reservorio de 42°C, en la ubicación de cada pozo, junto con los valores disponibles provenientes de PVT. Se puede ver que los valores medidos se ajustan aproximadamente a los respectivos rangos de viscosidad a presión atmosférica de los dos grupos de curvas de los PVT que adoptamos para el simulador, cuyos máximos son 35 cp para el petróleo más liviano y cerca de 90 cp para el más pesado. En este último caso, los valores obtenidos en muestras del ciclo 3 o en la parte del ciclo 2 cercana al límite entre los bloques tal vez justificarían la adopción de una curva de mayor viscosidad, dado que son valores entre 90 y 112 cp.

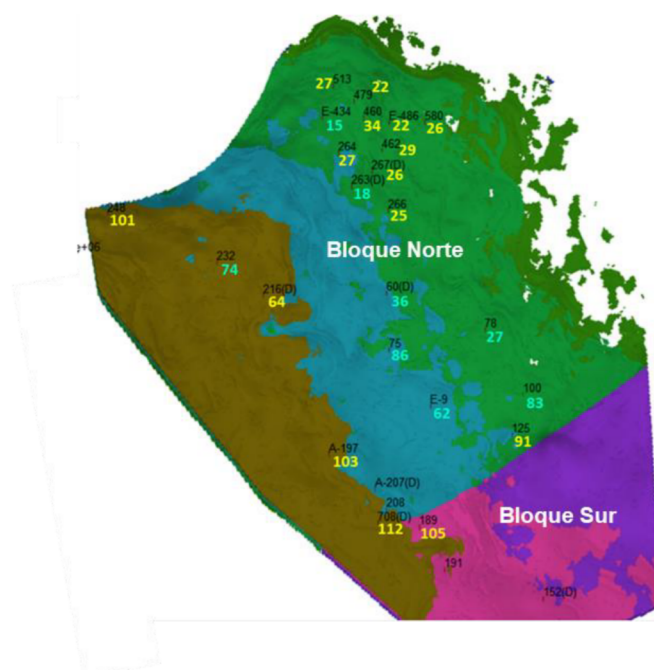


Figura A1-2. Mapa del modelo de simulación mostrando los valores obtenidos de la viscosidad de petróleo muerto a temperatura de reservorio en la campaña de medición de 2019 (números en amarillo), junto a los valores de análisis PVT (números en cyan)

ANEXO 2. FUNCIONES DE SATURACIÓN

La inicialización del modelo de simulación se hizo mediante equilibrio capilar-gravitatorio, a través de la introducción de funciones $J(S_w)$ de Leverett, dando una curva por facies (los tipos de roca que gobiernan el poblado de propiedades estáticas y dinámicas). La presión capilar en cada celda es calculada a partir de su altura sobre el nivel de agua libre (en este caso el contacto) y la diferencia de densidad de los fluidos (en este caso agua y petróleo). Ese valor de presión se transforma en un valor de J usando la porosidad y la permeabilidad de la celda, y la curva J que le corresponde a la facies. El simulador lee el valor de saturación de agua que corresponde a ese valor de J en la tabla ingresada, y lo asigna a la celda. De este modo la capilaridad del sistema, y por lo tanto la distribución de agua en equilibrio inicial en el reservorio, se modela teniendo en cuenta la heterogeneidad en las propiedades de la roca (facies, porosidad y permeabilidad).

La figura A2-1 muestra las curvas $J(S_w)$ utilizadas para las facies 3 y 4, las únicas tenidas en cuenta como activas en el modelo dinámico.

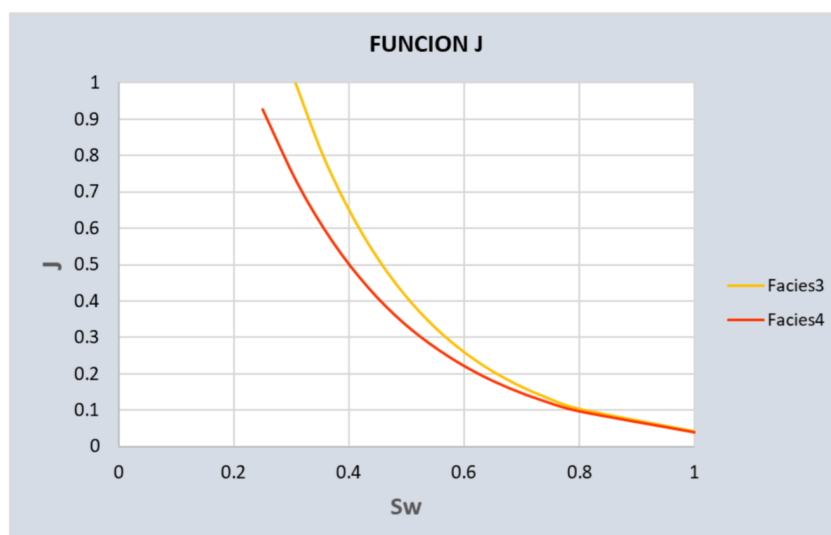


Figura A2-1. Funciones J de Leverett usadas en el modelo para las facies 3 y 4

Para las permeabilidades relativas agua-petróleo y gas-petróleo se tomaron como base las curvas utilizadas en los modelos de los yacimientos vecinos de ChuS en la Fm Rayoso (Desfiladero Bayo y Desfiladero Bayo Este), las cuales se adoptaron en base a un importante número de datos de laboratorio obtenidos en muestras con mojabilidad restaurada. Existe también un conjunto de mediciones sobre muestras de ChuS, aunque sin restauración de mojabilidad, las cuales se compararon con el conjunto de datos de los otros yacimientos.

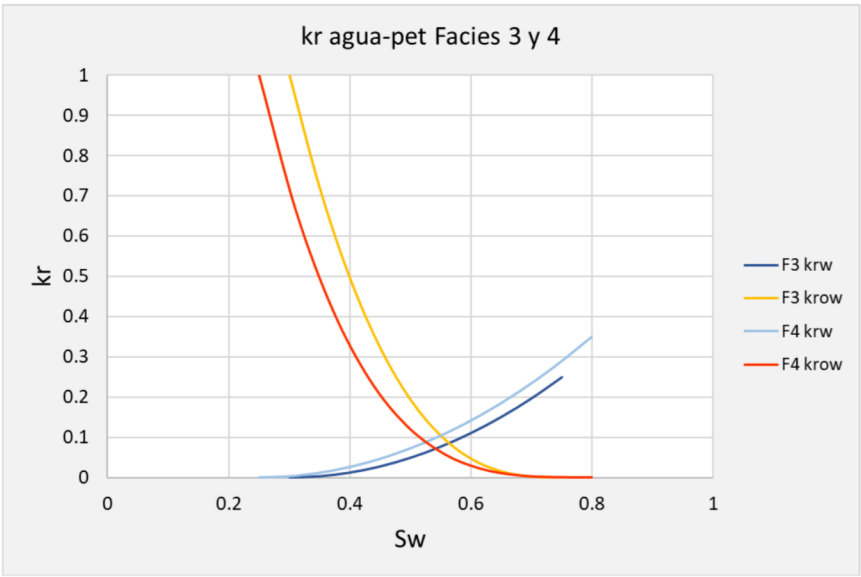


Figura A2-2. Curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo usadas en el modelo para las facies 3 y 4

	Swirr	Sorw	krw*	kro*	nw	no
F3	0.3	0.25	0.25	1	1.9	2.8
F4	0.25	0.2	0.35	1	2	3.5

Tabla A2-1. Parámetros de las funciones de Corey correspondientes a las curvas de permeabilidad relativa agua - petróleo usadas en el modelo para las facies 3 y 4

Los gráficos en la figura A2-3 muestran que un ajuste con las funciones de Corey de las permeabilidades relativas de laboratorio de ChuS dan curvas de parámetros muy similares a los usados en el simulador (tabla A2-1) con excepción del punto extremo de permeabilidad relativa al agua, que es bastante más pequeño en los datos de laboratorio (un promedio de 0.12 para la F3 y 0.17 para la F4). Esto puede deberse a que, como se indicó, estas muestras no fueron añejadas en petróleo y por lo tanto es muy probable que tengan mayor mojabilidad al agua que las originales, y que las medidas para obtener las curvas de krw de DB y DBE.

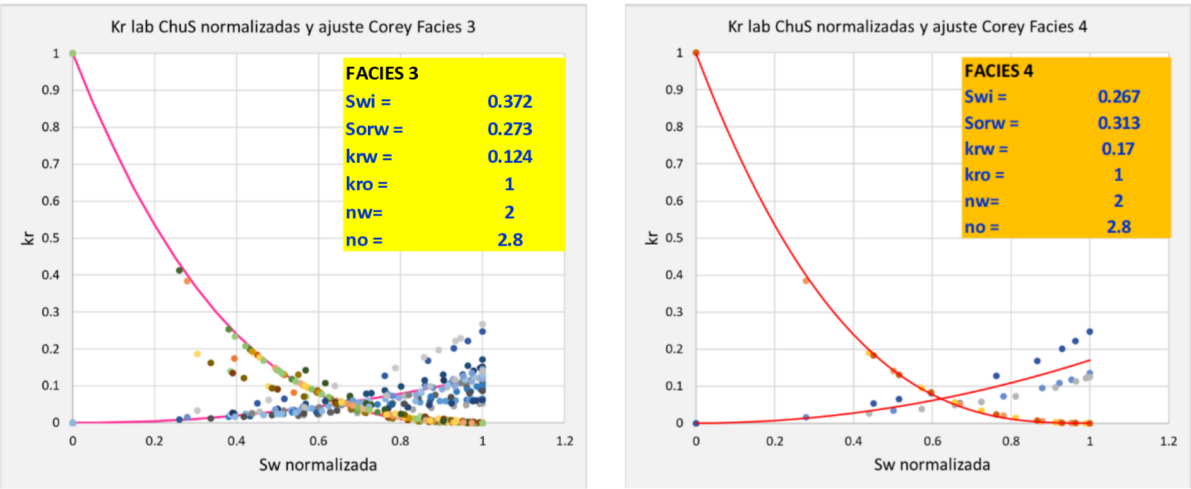


Figura A2-3. Ajustes con funciones de Corey de las curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo de laboratorio medidas en muestras sin añejar de ChuS (29 muestras de 4 pozos, 72% correspondientes a facies 3).

ANEXO 3. PROPIEDADES DEL POLÍMERO

Las dos propiedades fundamentales de la solución de polímero desde el punto de vista de la simulación son su viscosidad en condiciones de reservorio y la retención de polímero en el medio poroso. La viscosidad depende de la concentración de polímero, la composición del agua, la temperatura y la tasa de corte a la que está sometida en el flujo. Para incluir estas propiedades en forma realista se cuenta con información de laboratorio de:

- a) Viscosidad de polímero vs concentración a temperatura de reservorio y tasa de corte constante, en agua de inyección (sintética en algunos casos y de campo en otros); esta es una medida rutinaria de laboratorio que se hace con un viscosímetro. Una curva se muestra en el gráfico de la figura A3-1.
- b) Viscosidad del polímero vs tasa de corte a temperatura de reservorio y concentración constante, en agua de inyección sintética (reograma, figura A3-2).
- c) Ensayos de barrido en corona inyectando solución de polímero a distintas velocidades de avance, que mediante mediciones de presión permiten estimar la viscosidad efectiva del polímero en el medio poroso, cantidad que se suele expresar normalizada a la viscosidad del agua como factor de resistencia del polímero (figura A3-3).

Al igual que la viscosidad “bulk” (la que se mide en un viscosímetro fuera del medio poroso, es decir los casos a) y b) de la lista de arriba), el factor de resistencia depende de una tasa de corte efectiva que a la que está sometida la solución de polímero fluyendo dentro de un medio poroso. Esta tasa de corte se puede estimar mediante una fórmula derivada de un modelo analítico, como función de la velocidad de Darcy del barrido, la porosidad, la permeabilidad y unas constantes obtenidas del ajuste del reograma “bulk” de la misma solución de polímero.

Se sabe empíricamente que el factor de resistencia es mayor que el cociente entre la viscosidad “bulk” y la viscosidad del agua, usualmente por un factor entre 1 y 2 (ver por ejemplo el informe de Randall Seright sobre los barridos en coronas con polímero en muestras de Desfiladero Bayo Este). Además, tenemos evidencia experimental de que en nuestro caso, el factor de resistencia puede ser entre 2 y 3 veces el factor de viscosidad bulk, tal como se muestra en la figura A3-3. Esto permite tener una base para hacer sensibilidad a este parámetro en los pronósticos con polímero, mientras se obtiene información de campo de los pilotos en marcha.

En cuanto a la retención, se cuenta con información de varios estudios de laboratorio, en distintas coronas de la Fm Rayoso, que permiten establecer un rango de variación de este parámetro, a las concentraciones de polímero de interés (1000 a 3000 ppm) de entre 5 y 45 microgramos de polímero por gramo de roca. En el simulador, la retención se modela ingresando una tabla de concentración retenida versus concentración presente en la celda, para lo cual se toma usualmente una forma de curva de la literatura (isoterma de Langmuir) que pase por los puntos de los cuales se tiene información experimental, figura A3-4.

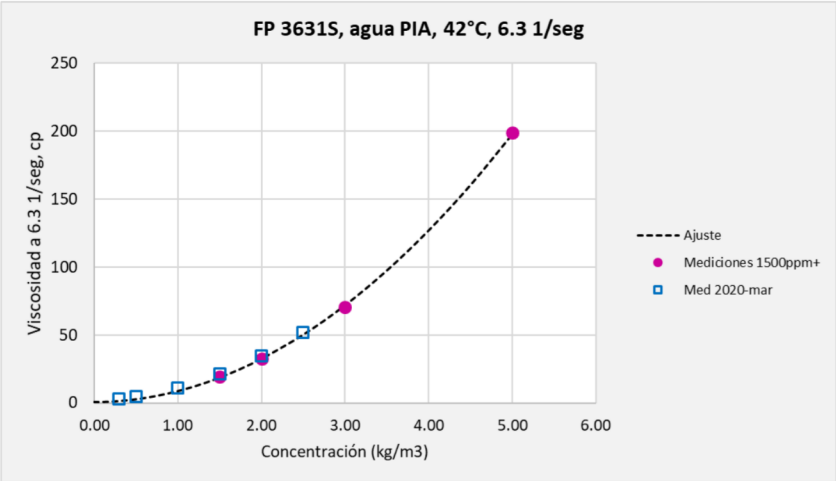


Figura A3-1. Curva de viscosidad del polímero en función de la concentración, a temperatura de reservorio y tasa de corte constante de 6.3 s-1. Se muestran dos conjuntos de mediciones de laboratorio que fueron hechas en agua de inyección real de campo. Esta curva se tomó como base para PLYVISC del modelo.

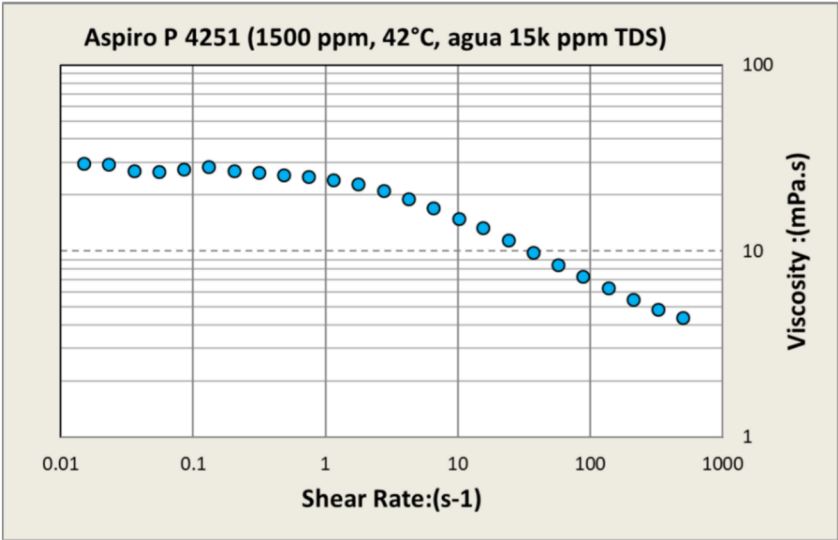


Figura A3-2. Reograma de uno de los polímeros utilizados en los proyectos de Rayoso, a temperatura de reservorio y concentración constante de 1500 ppm, en agua de inyección sintética

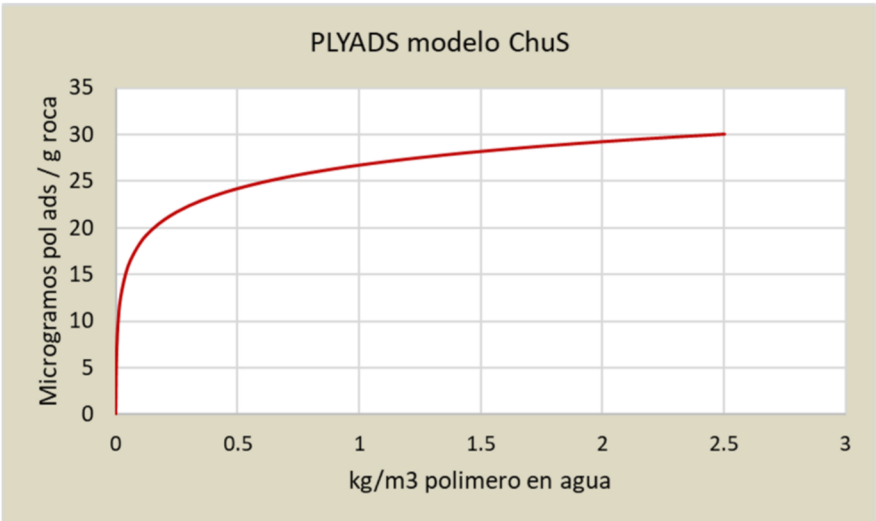


Figura A3-3. Isotherma de Langmuir (curva de masa retenida de polímero vs concentración) utilizada en el modelo

Anexo II

Pozo	Yacimiento	Estado Actual (CAP - IV)	Formación Sometida a Inyección	Inversión Plan AR\$ (pesos argentinos)	Coordenandas		Equipo de Workover	Pozos Productores asociados	Estado Actual (CAP - IV)	Formación Objetivo	Producción Actual		Producción Incremental Estimada Asociada		Batería/Planta donde converge
					NORTE	ESTE					Petróleo m³/d	Gas (Mm³/d)	Petróleo m³/d	Gas (Mm³/d)	
ChuS-31(d)	CHACHAHUÉN SUR	Inyectando	Rayoso	506	5869964	2505666		ChuS-450	Produciendo	Rayoso	0,4	4E-06	2,2	2E-05	Batería ChuS-1
								ChuS-16(d)	Produciendo	Rayoso	1,5	2E-05	2,9	3E-05	Batería ChuS-1
								ChuS-17(d)	Produciendo	Rayoso	3	3E-05	5,1	5E-05	Batería ChuS-1
DBE-164	CHACHAHUÉN SUR	Inyectando	Rayoso		5869835	2505619		ChuS x-1	Produciendo	Rayoso	0,5	5E-06	4,1	4E-05	Batería ChuS-1
								ChuS x-1	Produciendo	Rayoso	0,5	5E-06	4,1	4E-05	Batería ChuS-1
								ChuS-15(d)	Produciendo	Rayoso	0,5	5E-06	4,6	5E-05	Batería ChuS-1
ChuS-32(d)	CHACHAHUÉN SUR	Inyectando	Rayoso		5869770	2506007		ChuS x-1	Produciendo	Rayoso	0,5	5E-06	4,1	4E-05	Batería ChuS-1
								ChuS-15(d)	Produciendo	Rayoso	0,5	5E-06	4,6	5E-05	Batería ChuS-1
								ChuS x-3	Produciendo	Rayoso	4,6	5E-05	10,0	1E-04	Batería ChuS-1
ChuS-14	CHACHAHUÉN SUR	Inyectando	Rayoso		5869283	2505647		ChuS x-3	Produciendo	Rayoso	4,6	5E-05	10,0	1E-04	Batería ChuS-1
								ChuS-12	Produciendo	Rayoso	6,6	7E-05	2,1	2E-05	Batería ChuS-1
								ChuS-13	Produciendo	Rayoso	7,9	8E-05	3,3	3E-05	Batería ChuS-1
ChuS-36	CHACHAHUÉN SUR	Inyectando	Rayoso		5869411	2506071		ChuS-257	Produciendo	Rayoso	1,4	1E-05	2,3	2E-05	Batería ChuS-1
								ChuS-12	Produciendo	Rayoso	6,6	7E-05	2,1	2E-05	Batería ChuS-1
								ChuS-39	Produciendo	Rayoso	17	2E-04	5,8	6E-05	Batería ChuS-1
ChuS.IT-752	CHACHAHUÉN SUR		Rayoso	978	5869703	2505626		ChuS x-3	Produciendo	Rayoso	4,6	5E-05	10,0	1E-04	Batería ChuS-1
								ChuS-15(d)	Produciendo	Rayoso	0,5	5E-06	4,6	5E-05	Batería ChuS-1
								ChuS x-3	Produciendo	Rayoso	4,6	5E-05	10,0	1E-04	Batería ChuS-1

Anexo III

A comienzo de 2015 se comienza con la inyección de agua dulce en los 6 pozos inyectoros con un caudal de 120 m³/d por pozo. En agosto de 2016, se establece que está definida la línea base de secundaria, y se decide comenzar con la inyección de polímero a 100 m³/d aumentando escalonadamente la concentración, llegando en un mes a la concentración objetivo de 1200 ppm (equivalente a 30 cp @42°C y 7.31 s⁻¹).

Resultados del piloto

El modelo de simulación posee history match hasta enero de 2018. Para evaluar los datos actuales se extendió la historia de producción con datos de controles hasta mayo de 2020 y se corrió la simulación de un modelo sectorial, refinado en la zona del piloto.

Se realizó una corrida con inyección de polímero y una corrida suponiendo el caso de inyección de agua. En la Figura 2 se muestran los resultados para los pozos DB-153 y DB-330 en conjunto, que son los pozos con mejor calidad de ajuste. Se observa que los resultados de la simulación con polímero representan mejor los datos históricos reales que la simulación con inyección de agua.

El corte de petróleo se ha incrementado debido a la inyección de polímero, esto se observa también en la simulación con polímero, mientras que la simulación con agua arrojaría una tendencia de corte de petróleo decreciente (Figura 4).

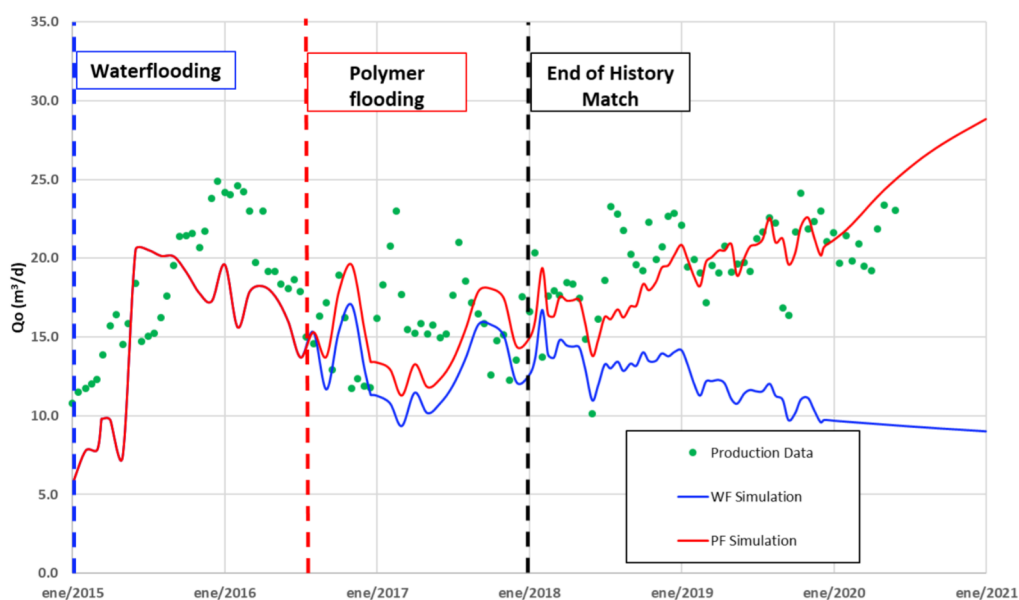


Figura 2a: Simulación con inyección de agua y polímero. Caudal de petróleo pozos DB-153 y DB-330

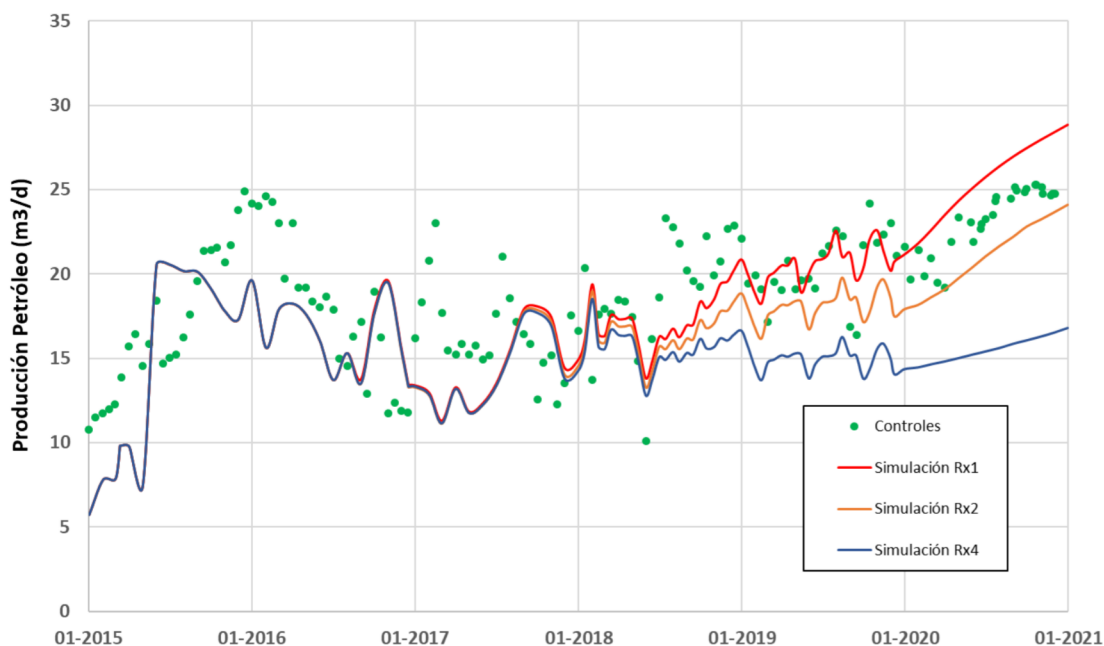


Figura 3b: Simulación con inyección de agua y polímero. Caudal de petróleo pozos DB-153 y DB-330

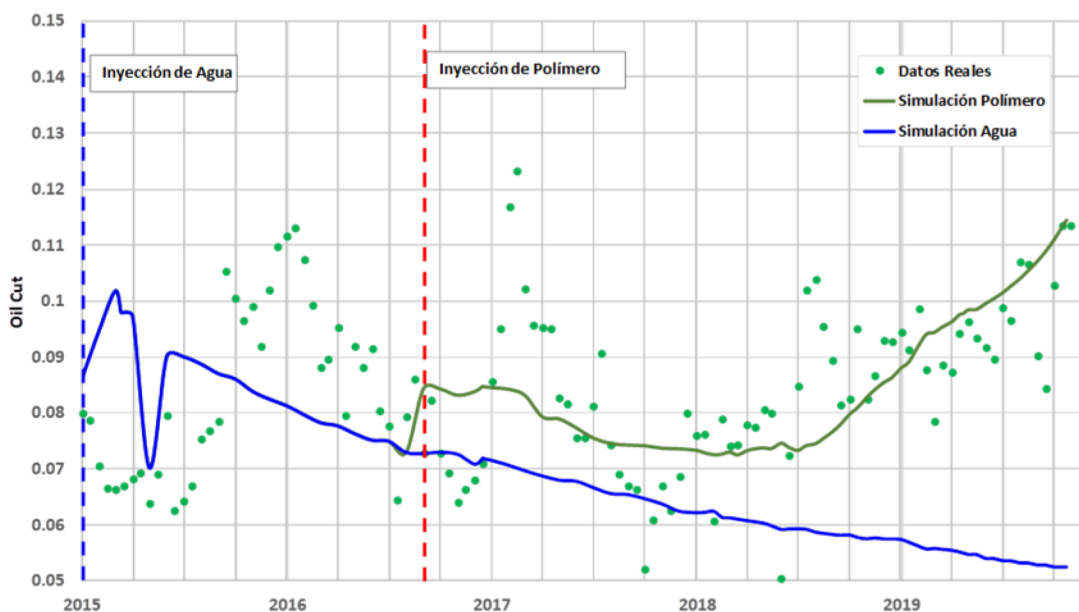


Figura 4: Simulación con inyección de agua y polímero. Porcentaje de petróleo pozos DB-153 y DB-330

Los datos de producción, en conjunto a la interpretación del modelo dinámico, muestran una respuesta a la inyección de polímero.

Otro indicio de respuesta de polímero es la caída de presión en los pozos productores. Durante la inyección de polímero se espera una caída de presión en las cercanías de los pozos productores. Esto se debe a que el frente de polímero, al llenar mayor volumen poral en un

mismo volumen de roca, avanza más lentamente que un frente de agua, reduciendo así el soporte de presión en los productores respecto de lo que pasaría con la inyección de agua.

En la Figura 5 se muestra la evolución de la presión de fondo para el pozo DB-330. Nótese que la simulación con polímero representa mejor la caída de la presión (BHP), mientras que la simulación con agua muestra un mantenimiento de presión que no se condice con los datos reales.

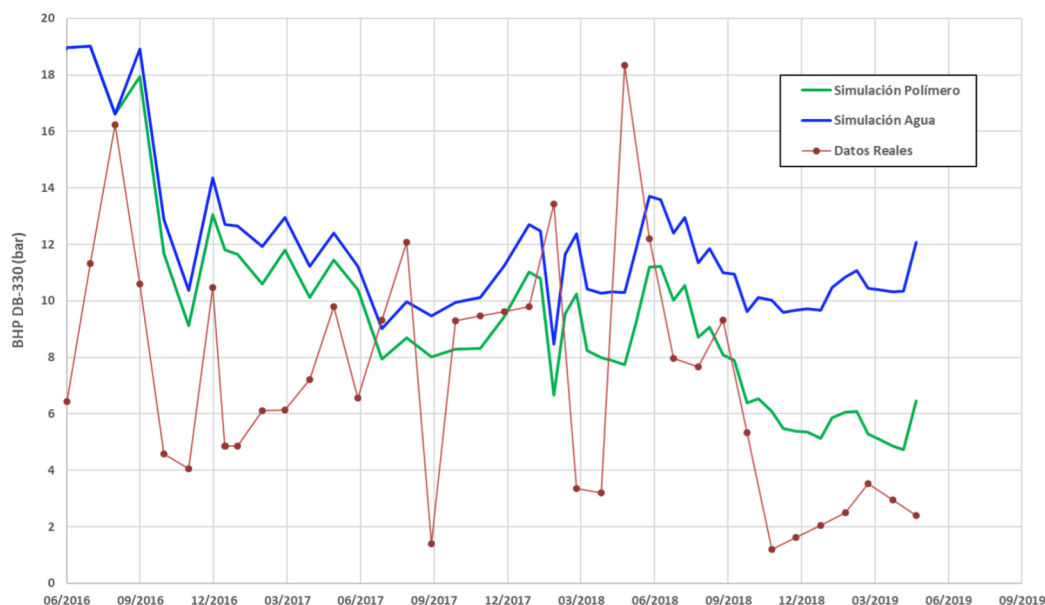


Figura 5: Simulación con inyección de agua y polímero. BHP pozo DB-330

Productores periféricos

El piloto cuenta con 9 pozos productores periféricos que producen en conjunto de las 3 formaciones. Una de las mayores incertidumbres en Desfiladero Bayo es la alocaión de la producción. Para mitigar esta incertidumbre y poder obtener evidencia en la respuesta en los pozos periféricos se recurrió a técnicas de geoquímica, cuyos primeros resultados indicaron que era factible resolver el aporte de la Fm. Rayoso respecto de las otras 2 formaciones.

En la Figura 6 se observan las curvas de producción e inyección correspondientes a los pozos centrales y periféricos del piloto. En línea verde punteada se muestra la producción alocada a la Fm. Rayoso. La alocaión de producción en Cap. IV se fue actualizando a medida que se obtenían los nuevos valores a través de las mediciones geoquímicas.

Es importante aclarar que la medición geoquímica determina el aporte de petróleo de la Fm. Rayoso, pero la producción bruta de los pozos por formación sigue siendo incierta. Cuando se cambian las alocaiones en Cap. IV, se adopta como criterio cambiar tanto la producción neta

como la bruta. Sin embargo, esto es una suposición y probablemente la producción de la Fm. Rayoso tenga menos aporte de agua, debido a la inyección de polímero. Además, el cambio se realiza con un retraso de al menos 6 meses, debido a los tiempos que demoran los ensayos.

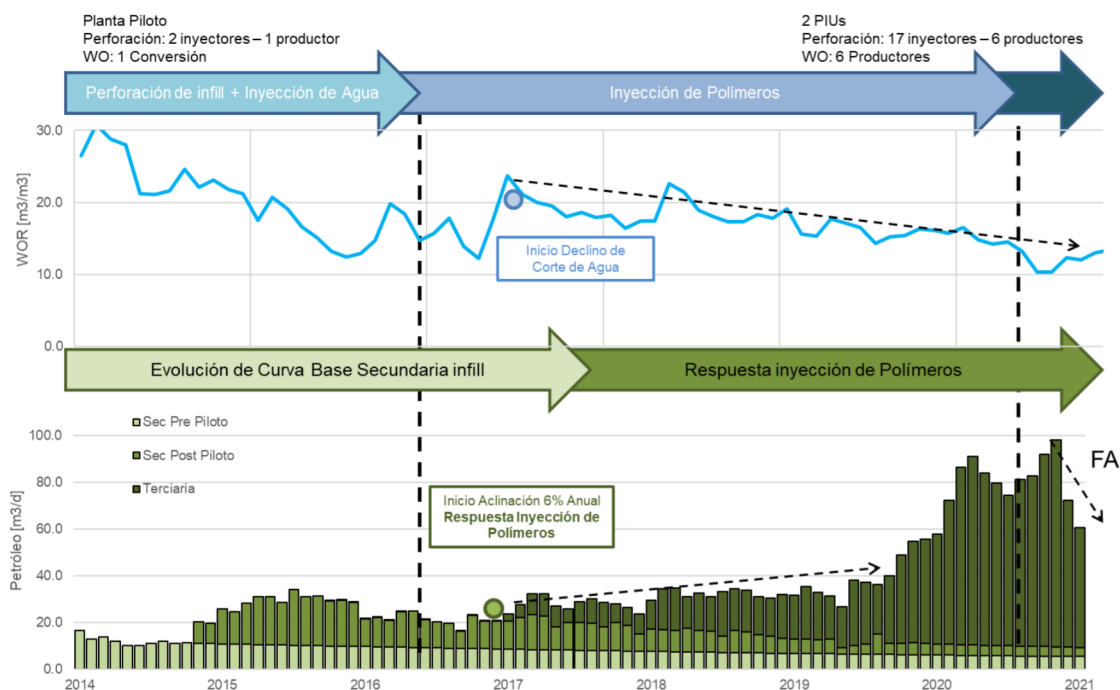


Figura 6: Producción Cap. IV, productores centrales y periféricos total y Fm. Rayoso

La Figura 6 muestra un fuerte incremento de la producción cuando comienza la inyección de agua en el piloto, y una declinación posterior (con producción de líquido constante). El máximo de producción de secundaria se observa en diciembre de 2015 debido a la reconfiguración del *pattern* e incremento de inyección.

Debido al declino observado en la secundaria, en agosto de 2016 se decide comenzar con la inyección de polímeros. Unos meses después (finales de 2017), se evidencia un aumento en la producción de petróleo en los pozos productores (más pronunciado en la producción alocada a la Fm. Rayoso) con variaciones de bruta no significativas, lo que se traduce en una disminución del corte de agua.

Por otro lado, se observa un fuerte incremento en el porcentaje de la producción proveniente de la Fm. Rayoso, respecto de las otras formaciones. En la Figura 7 se muestra un aumento de la proporción de Rayoso desde el 55% al inicio de la inyección de polímero, hasta más del 70% a

fin de 2018 en los 4 pozos periféricos más cercanos al piloto DB-227, DB-328, DB-334 y DB-335.



Figura 7: Porcentaje de producción asociado a la Fm. Rayoso por geoquímica

Este incremento en el porcentaje de producción de la Fm. Rayoso, muestra una respuesta de estos pozos a la inyección de polímero en el piloto.

Trazadores post polímero

En diciembre de 2016, cuatro meses después del comienzo de la inyección de polímero, se realiza la campaña de trazadores post polímero. En la Figura 8 se observan los arribos y los resultados de cada uno.

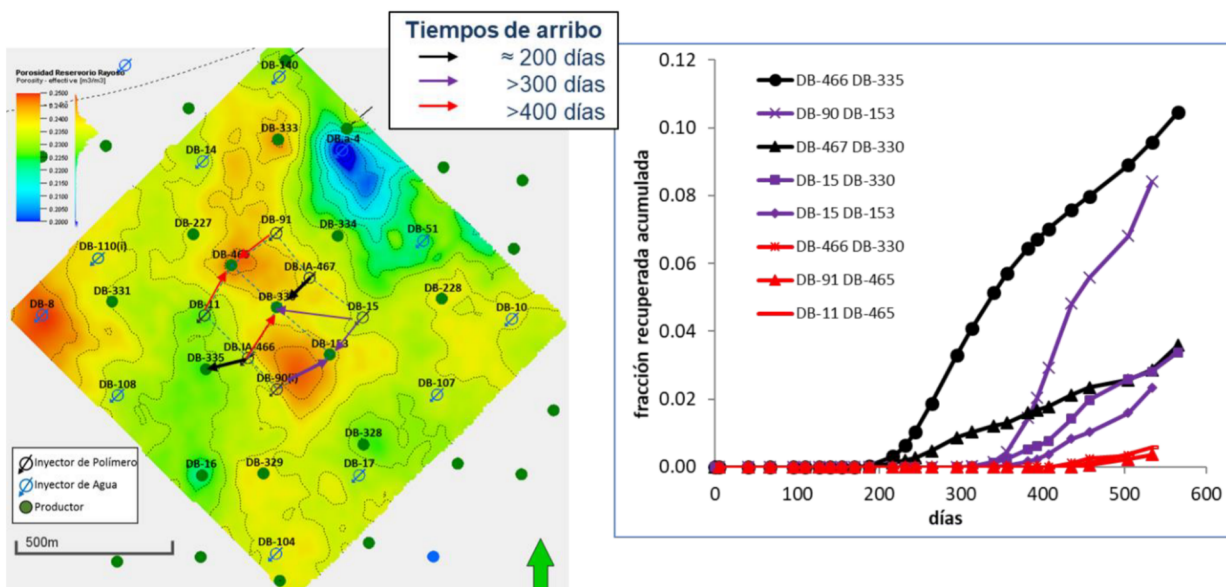


Figura 8: Arribos de trazador y recuperación de cada uno

El hecho de que los trazadores hayan arribado a los pozos productores, combinado a que no se ha observado presencia de polímero en los productores, es un importante indicio de que el polímero está ocupando mayor volumen que el agua, es decir, desplazando mayor volumen de petróleo.

Análisis declinatorio

En conjunto con el equipo de Estudios Convencional de Desfiladero Bayo, se realizó el análisis declinatorio sólo de los pozos centrales ya que son los únicos que tienen producción únicamente de la Formación Rayoso.

Realizando esta selección de pozos para este análisis, se eliminan incertidumbres sobre la producción e inyección del proyecto, ya que los centrales han sido afectados directamente por inyección de polímeros y solo tienen producción de la Fm. Rayoso.

A continuación, se observan los declinos de secundaria realizados para cada uno de los pozos de manera individual (NDB-153, NDB-330 y DB-465).

Pozos centrales

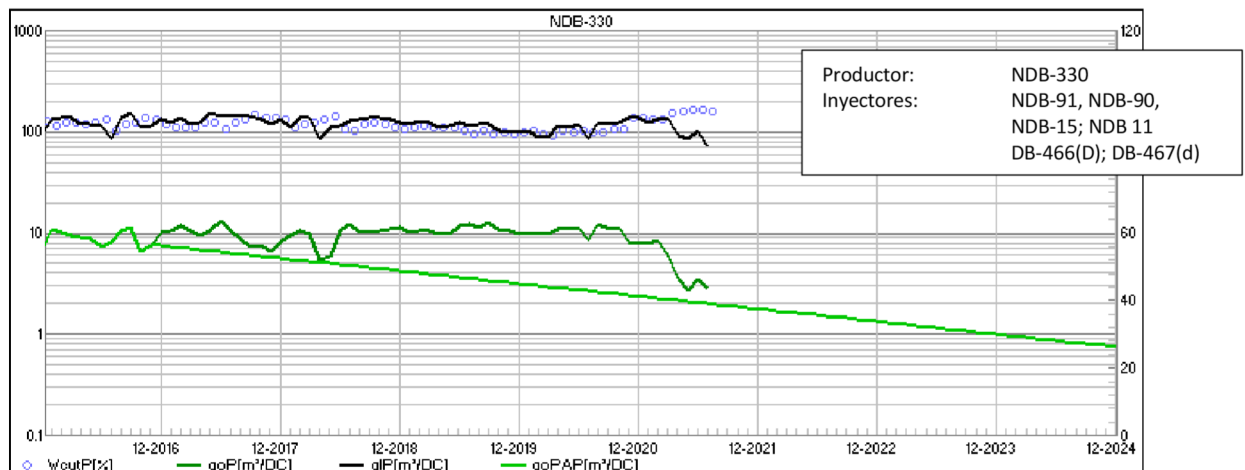


Figura 9: DB-330

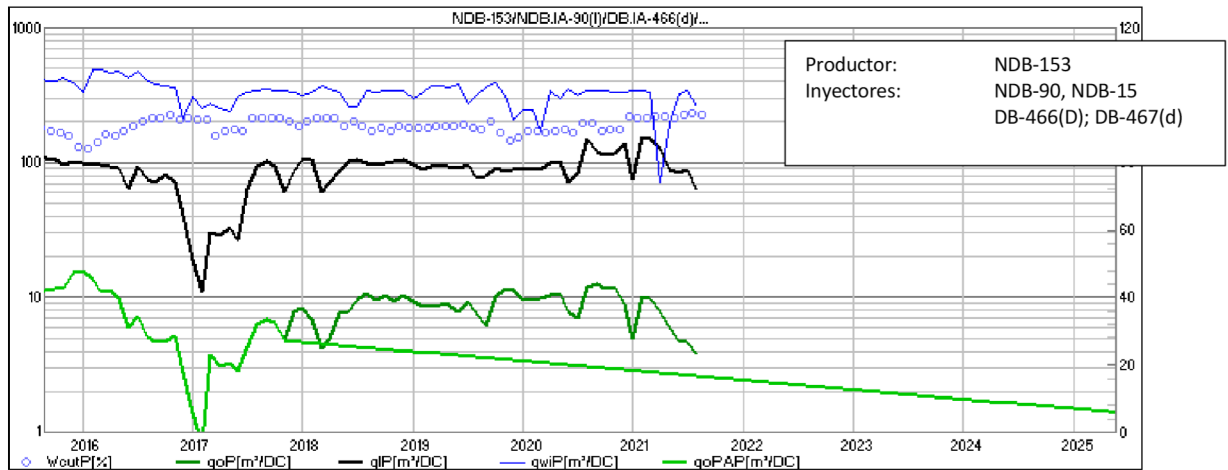


Figura 9: DB-153

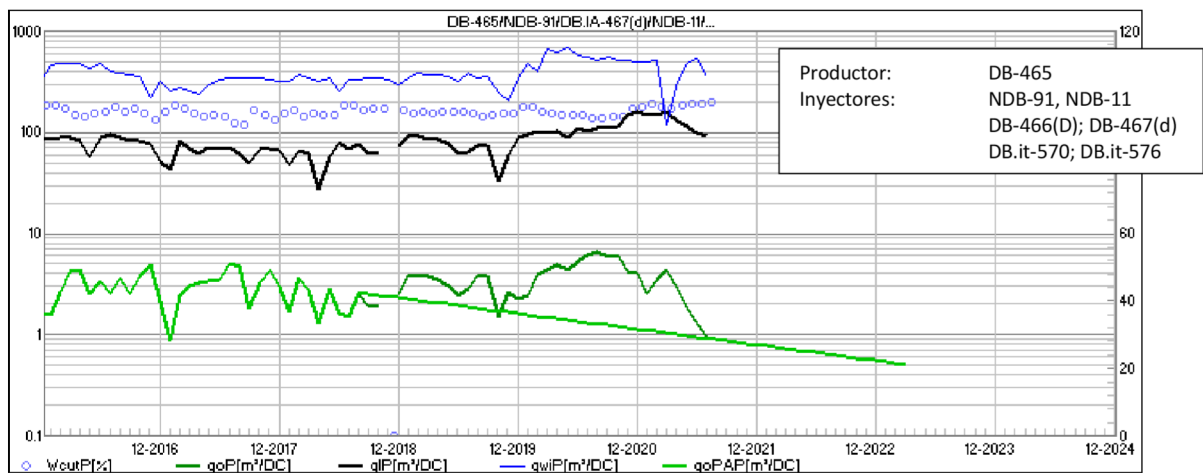


Figura 10: DB-465

Por último, se muestra la curva total de producción del conjunto de pozos declinados (Figura 10), con respuesta de recuperación terciaria por inyección de polímeros.

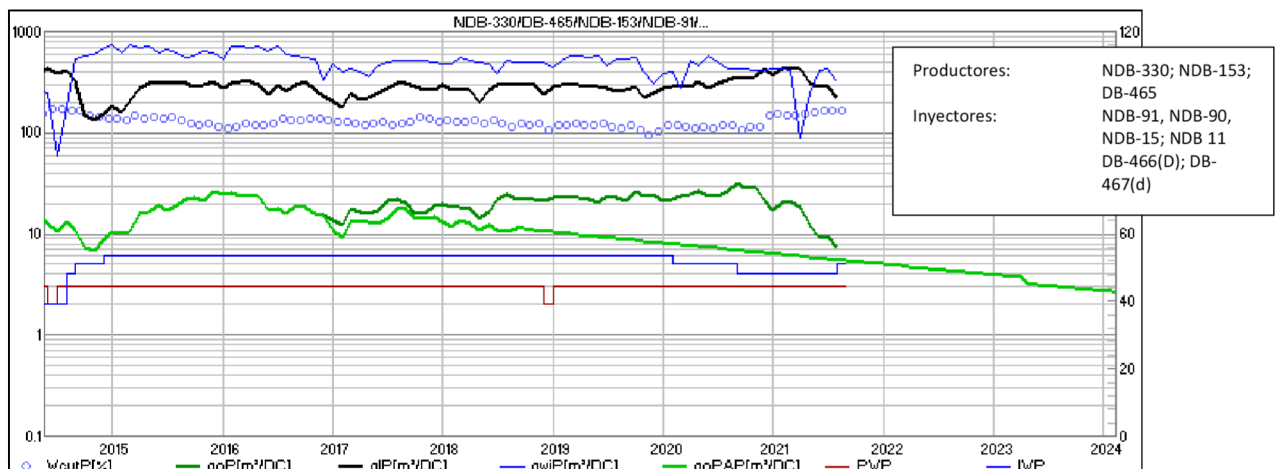


Figura 101: Análisis declinatorio de pozos centrales

En todos los gráficos anteriores, la diferencia entre la producción real y la producción de secundaria declinada, se atribuye a un incremento de producción por la inyección de polímeros. La misma ha sido declarada en Cap IV desde Enero de 2019.

Modelo estático y zona de desarrollo

El área de expansión se seleccionó en base a la buena continuidad de los ciclos reservorio de la Fm. Rayoso y en una zona con poca incertidumbre y buena saturación de petróleo.

En un corte del modelo estático que cubre el área de expansión se observa la buena continuidad y conectividad del reservorio. En la Figura 11 se muestra la conservación de proporción de facies y los valores de porosidad y permeabilidad que se observan en el sector del piloto.

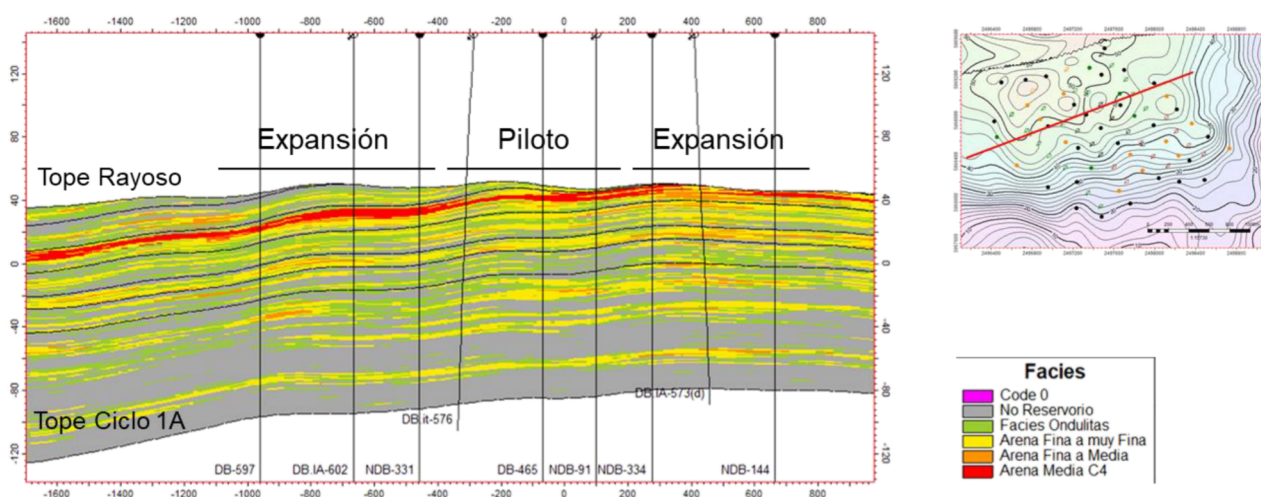


Figura 112: Corte con proporción de facies en el área de expansión

Asimismo, con los datos de la campaña de perforación de 2019 se ha demostrado la buena predictibilidad del modelo respecto a las propiedades estáticas en el volumen entre pozos. En la Figura 12 se observa la predicción del modelo vs. los datos interpretados a partir de los perfiles (Arcillosidad y Porosidad) en dos pozos perforados durante 2019 en la zona de expansión.

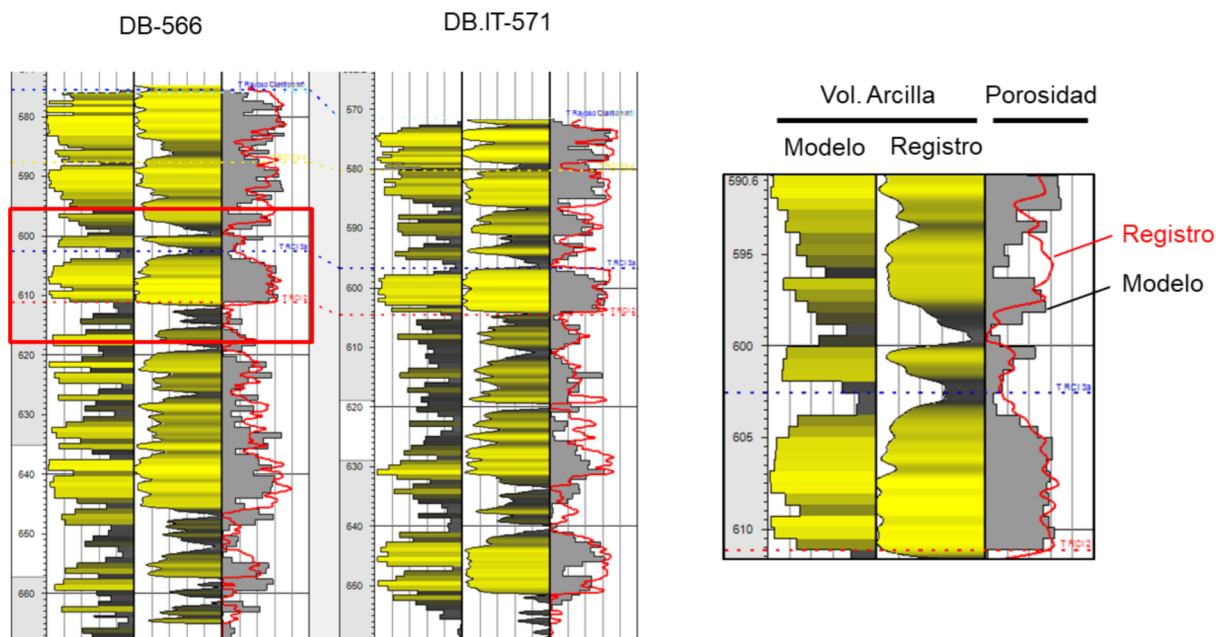


Figura 123: Vsh y Porosidad: predicción del modelo vs. interpretación de logs

En base al modelo estático se ha determinado para el área de estudio el volumen poral y Petróleo original (STOIIP). Esta información se especifica a continuación para las diferentes zonas del proyecto:

STOIIP por Zonas del Proyecto		
Zona	Volumen Poral [$\cdot 10^3$ rm3]	STOIIP [$\cdot 10^3$ sm3]
Piloto	1536	883
Expansión 2019/2021	14172	7,994
Expansión 2019/2022	19190	10,847
TOTAL	20728	11,730

STOIIP por Horizontes		
Zona	Volumen Poral [$\cdot 10^3$ rm3]	STOIIP [$\cdot 10^3$ sm3]
Evap II	29	17
4b	530	330
RCI3b-4a	4947	2993
RCI 3b1	3349	1426
RCI 3a	3537	2483
RCI 2b	2398	1507
RCI2a	4027	2466
RCI 1a	1912	509
TOTAL	20728	11730

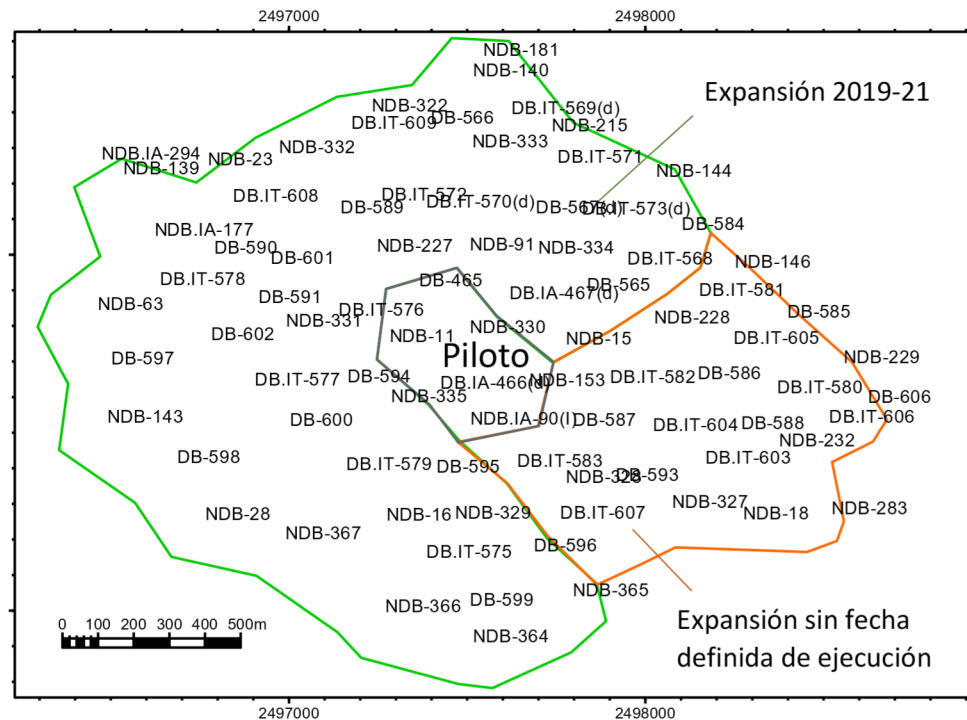


Figura 14: Zonas utilizadas en el cálculo de STOIMP

Para más información respecto del modelo estático y dinámico, se adjunta el Informe de Modelado en el Anexo II.

Reservas de Terciaria Desfiladero Bayo

Probadas Desarrolladas zona piloto

Como se mencionó anteriormente, la producción asociada a la respuesta de inyección de polímeros en el piloto es la diferencia entre la producción actual y la secundaria declinada (Figura). Esta producción ha sido auditada y aprobada en el Q2 de reservas de 2019 como parte de las Reservas Probadas Desarrolladas de Terciaria y actualmente tiene un valor alocado como recuperación mejorada de petróleo en Capítulo IV de 4.9 m³/d a Julio de 2020.

La pérdida de producción del último semestre se debe principalmente a la pérdida de Factor de alocación del campo Desfiladero Bayo. Los pozos pertenecientes al proyecto piloto tuvieron FA=1 hasta Octubre de 2020, luego se pasó a un FA de campo al igual que el resto de los pozos de la Batería DB-1 que históricamente a estado en promedio en un valor de 0.8.

Actualmente por deficiencias en la medición el FA de la batería perteneciente al proyecto, se encuentra en 0.5. Es decir, se aloca en Cap IV el 50% de la producción teórica del campo (Prd Teórica = Control – Pérdida localizada).

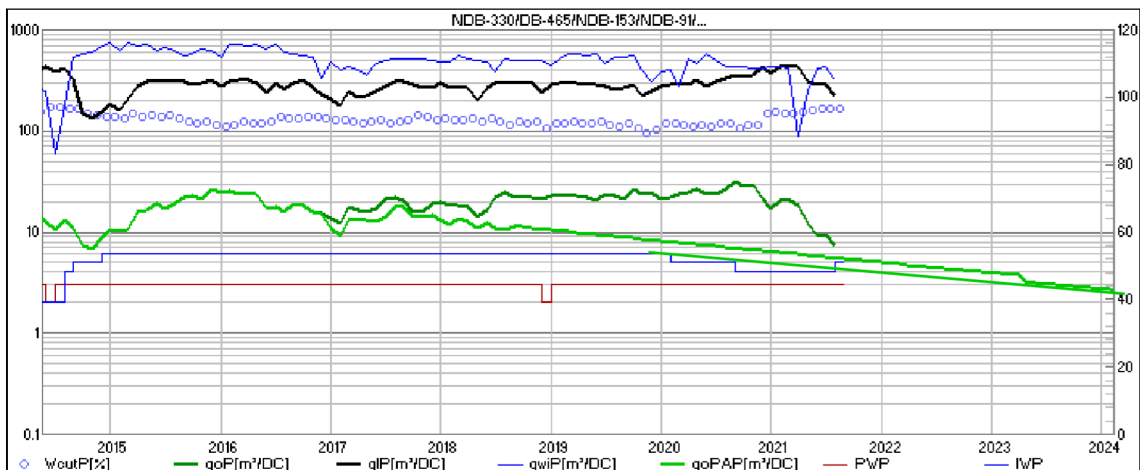


Figura 15: Análisis declinatorio de pozos centrales.

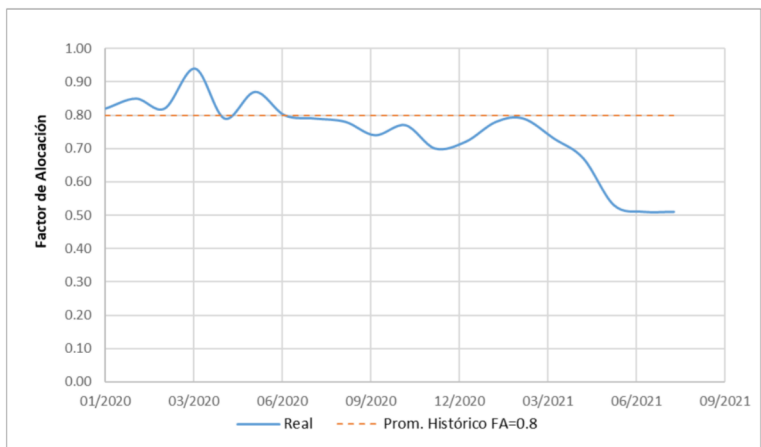


Figura 16: Variación de FA histórico batería DB-1

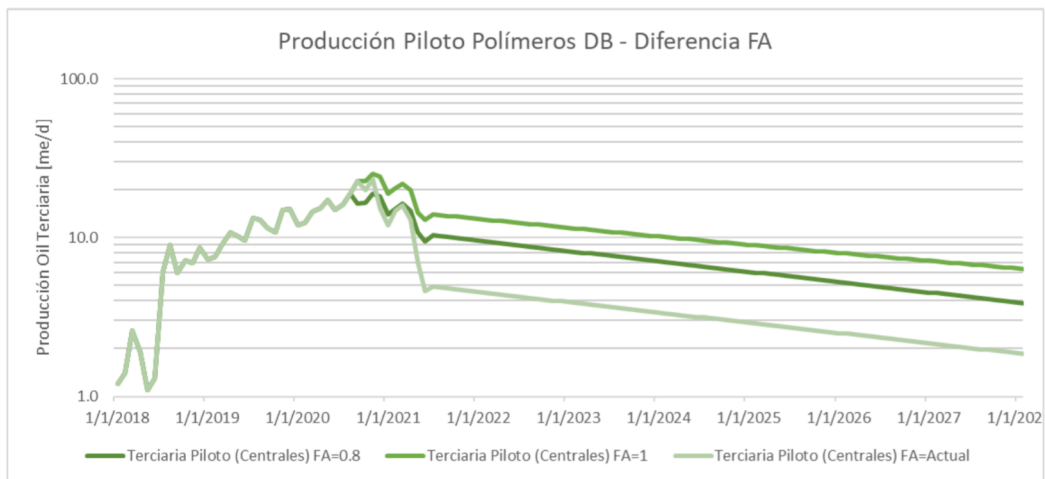


Figura 17: Curvas de producción a diferentes FA

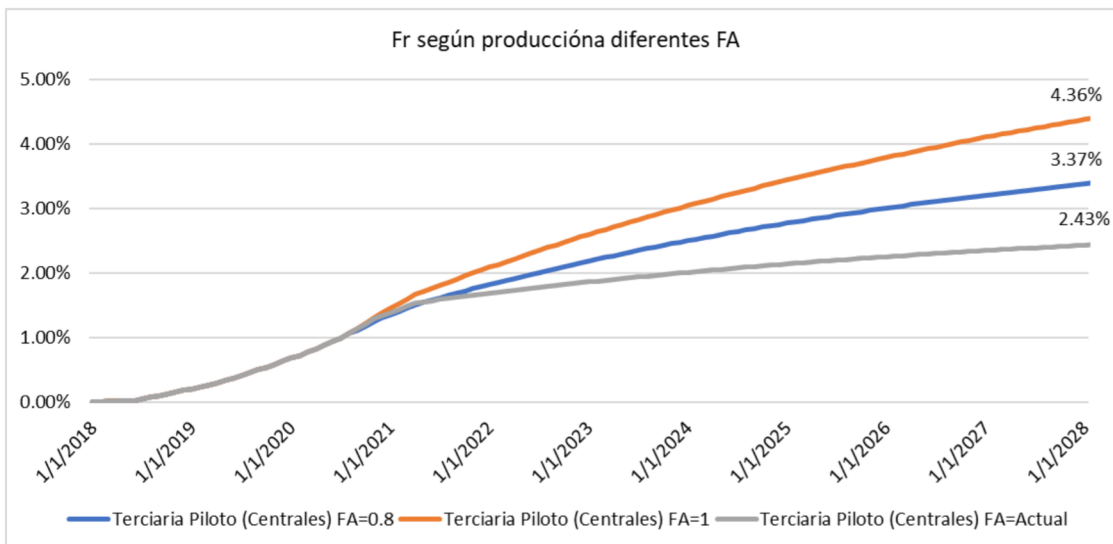


Figura 18: Factores de Recobro a diferentes FA

En la Figura se observa la zona asociada al piloto de polímeros. En este pattern el STOIP es de 883 km³. Utilizando la producción asociada a terciaria de los pozos centrales y el STOIP del pattern se obtiene un Factor de Recobro final de 5.19% adicionales por recuperación mejorada de petróleo.

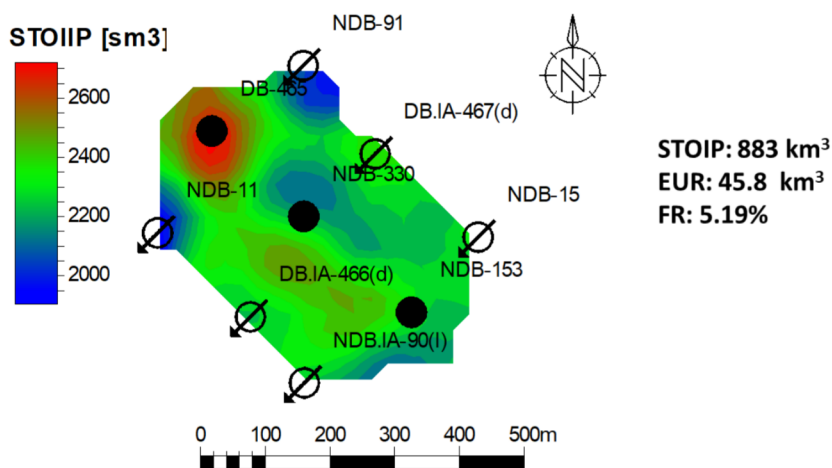


Figura 19: OOIP de la zona del piloto

Probables zona piloto

Los resultados actuales en los pozos centrales del piloto se muestran bien representados por la curva obtenida de la simulación numérica

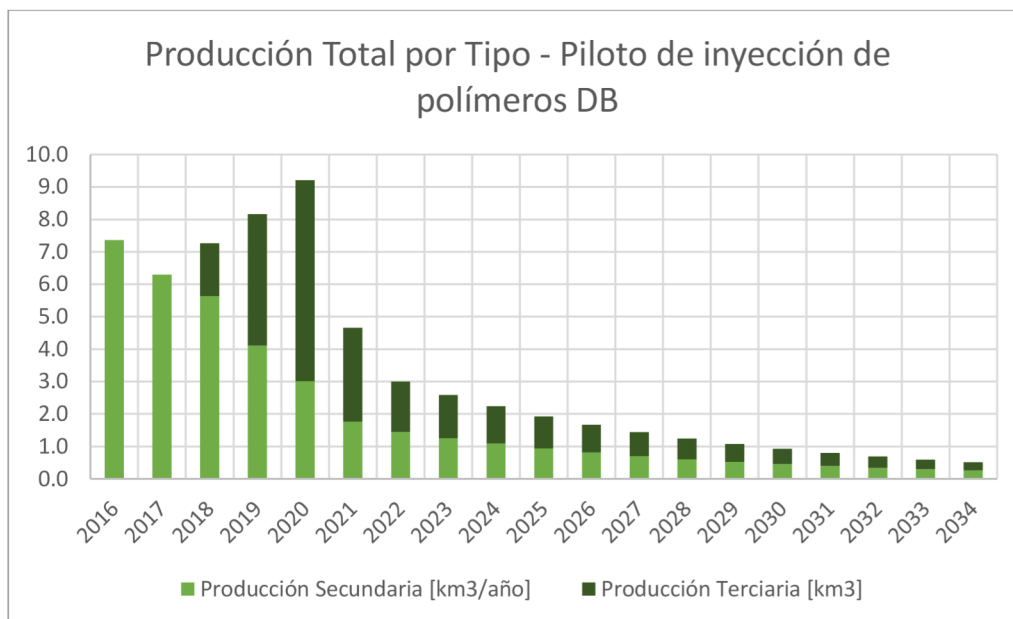


Figura 20: Producción Incremental del piloto

Probadas desarrolladas zona Expansión

Los pozos que se encuentran fuera del piloto y que tienen influencia de inyección de polímeros han sido analizados para identificar cambios en su comportamiento de producción atribuibles al proceso de EOR en ejecución.

En esta zona se pueden identificar 3 grupos de pozos distintos:

- Pozos Perifericos al piloto (1° línea externa del piloto)
- Pozos con influencia de inyección de polímeros iniciada en 2020
- Pozos nuevos perforados a fines de 2019

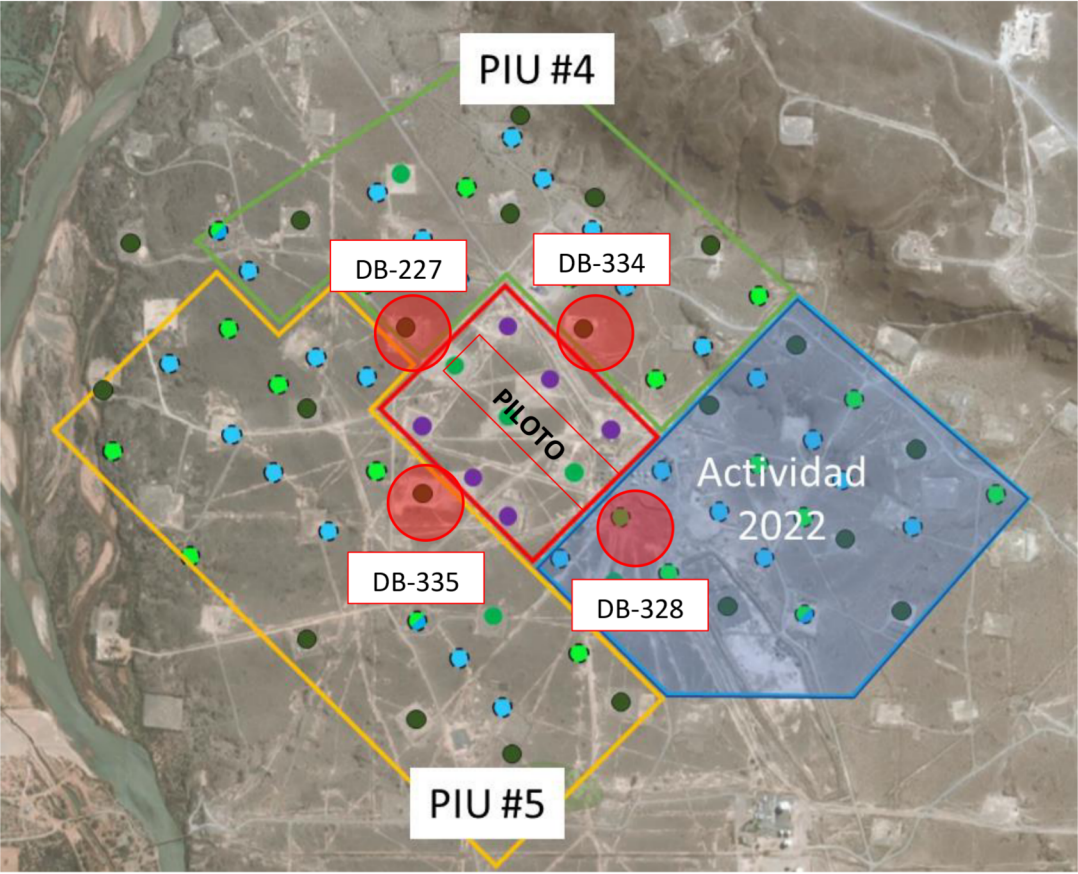


Figura 21: Pozos periféricos de primera línea del piloto polímeros

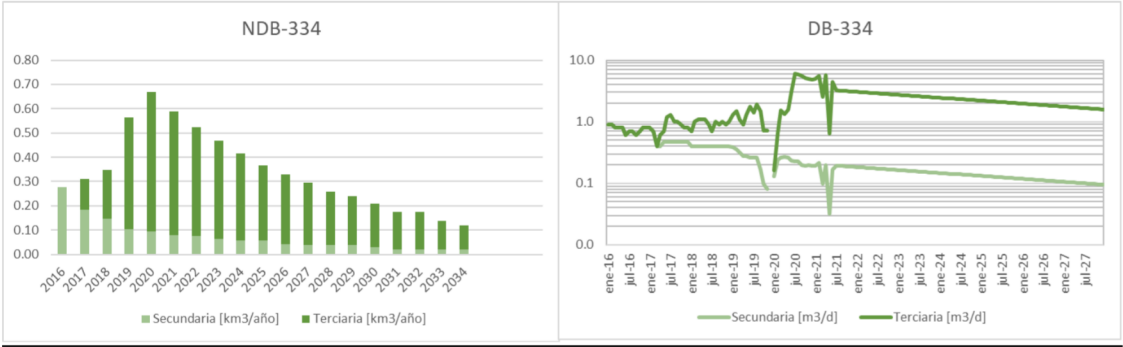


Figura 22: Estimación de producción anual del Pozo db-334 por tipo de producción

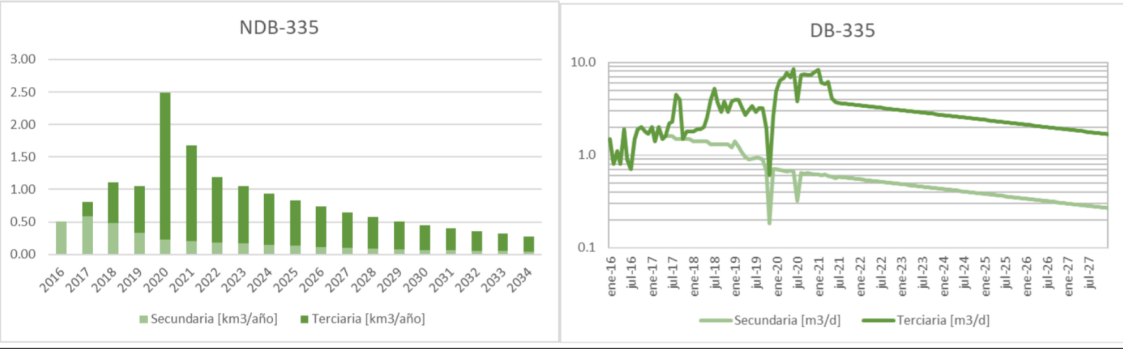


Figura 23: Estimación de producción anual del Pozo DB-335 por tipo de producción

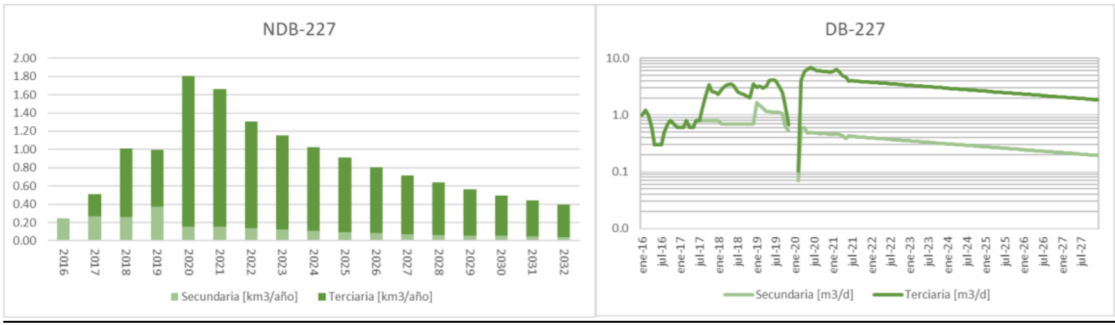


Figura 24: Estimación de producción anual del Pozo DB-227 por tipo de producción

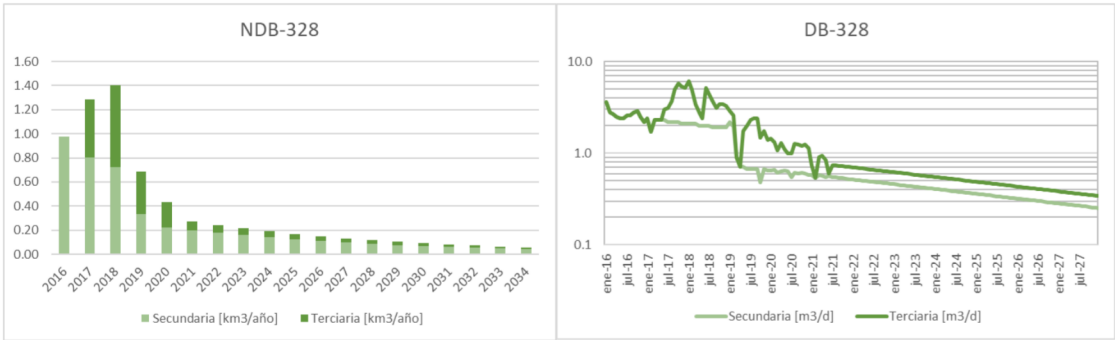


Figura 25: Pozo Productor DB-328 – Inyectores DB-15 y DB-90

Pozos nuevos en zona periférica a piloto

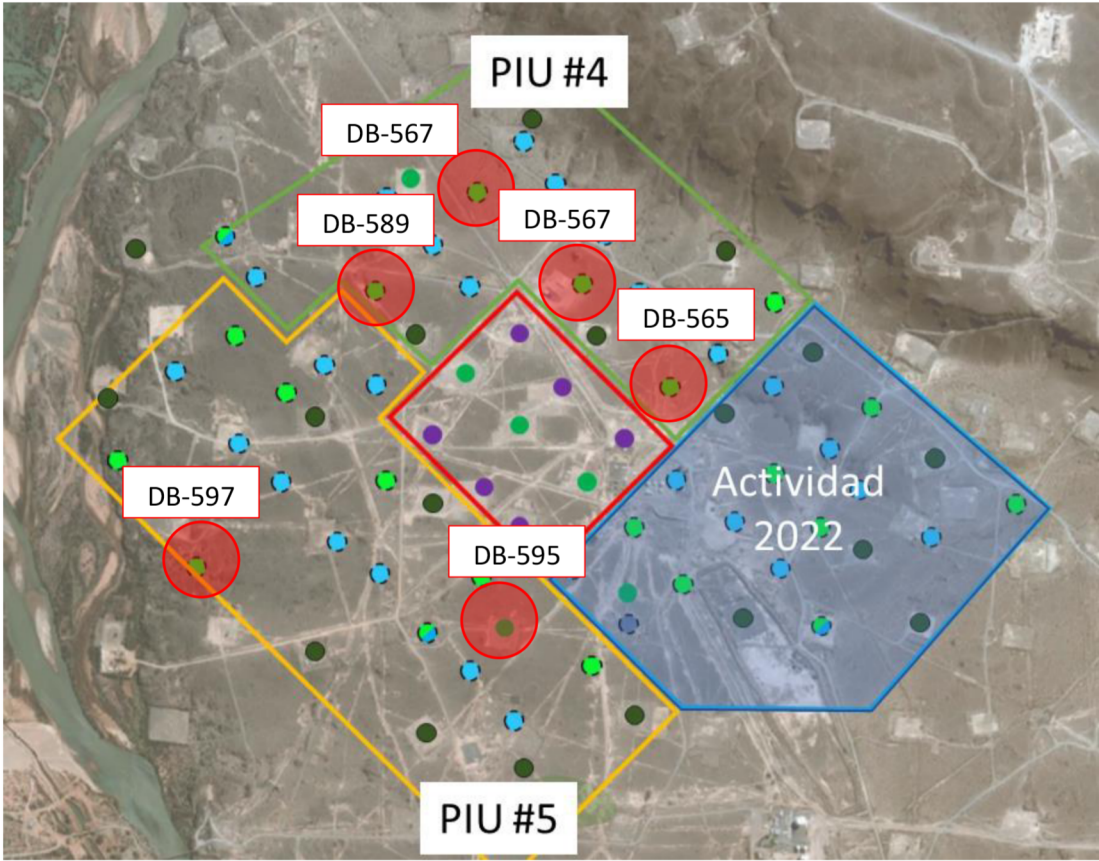


Figura 26: Pozo Productor DB-567 – Inyectores DB-570, DB-467, DB-91, DB-573, DB-571 y DB-569

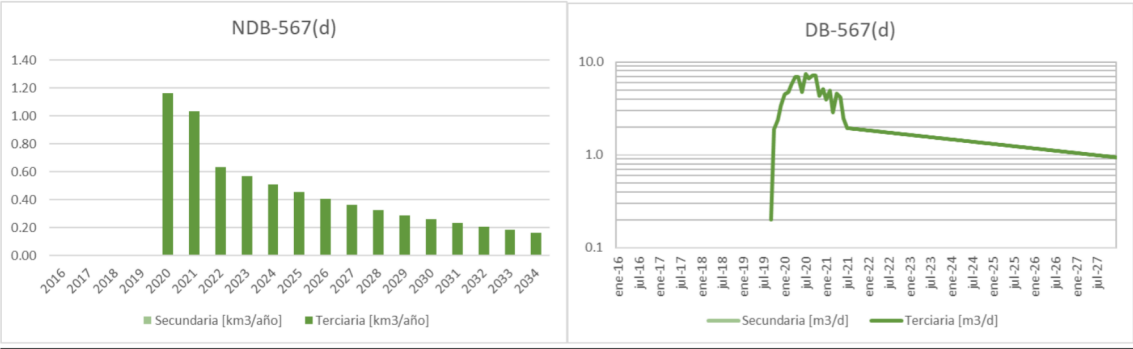


Figura 27: Estimación de producción anual del Pozo DB-567

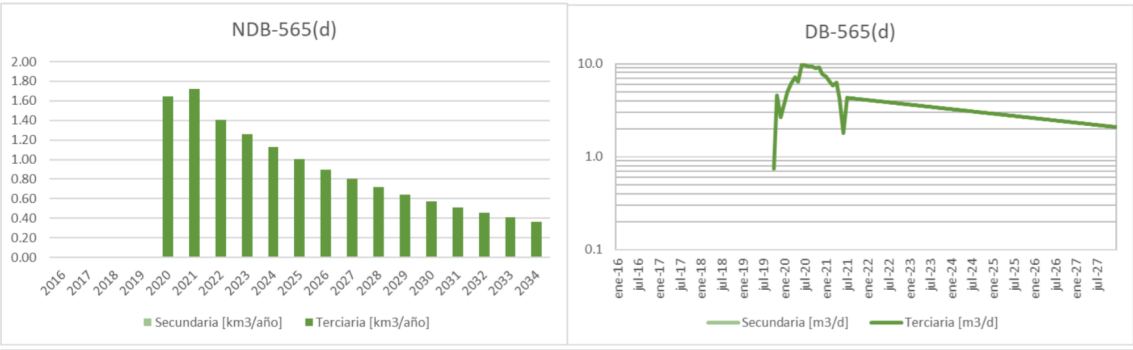


Figura 28: Estimación de producción anual del Pozo DB-565

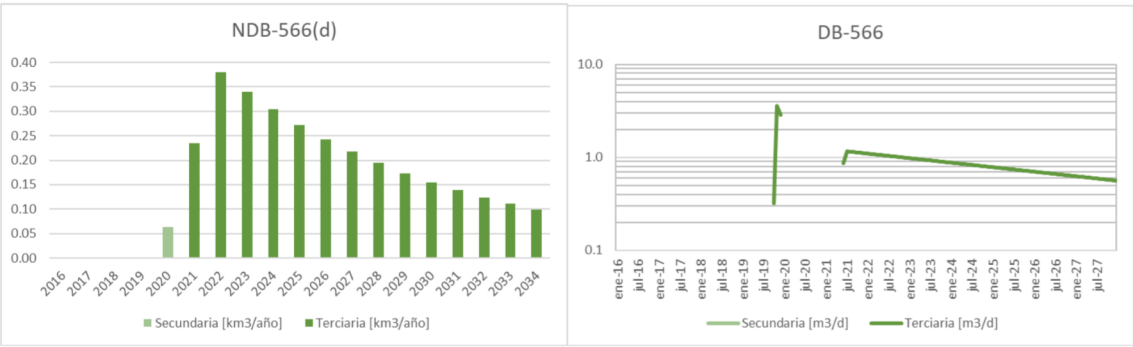


Figura 29: Estimación de producción anual del Pozo DB-566

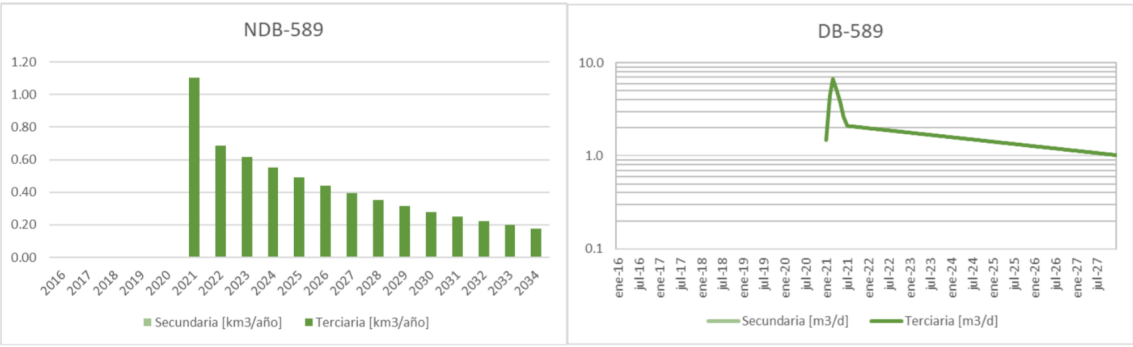


Figura 30: Estimación de producción anual del Pozo DB-589

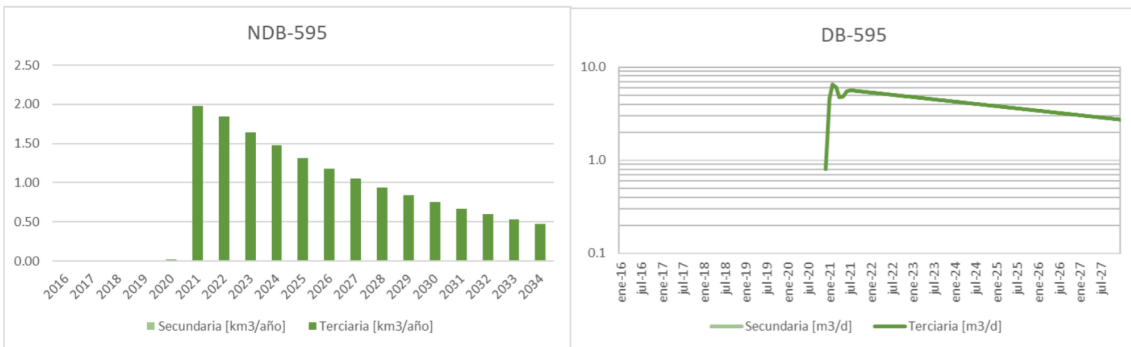


Figura 31: Estimación de producción anual del Pozo DB-595

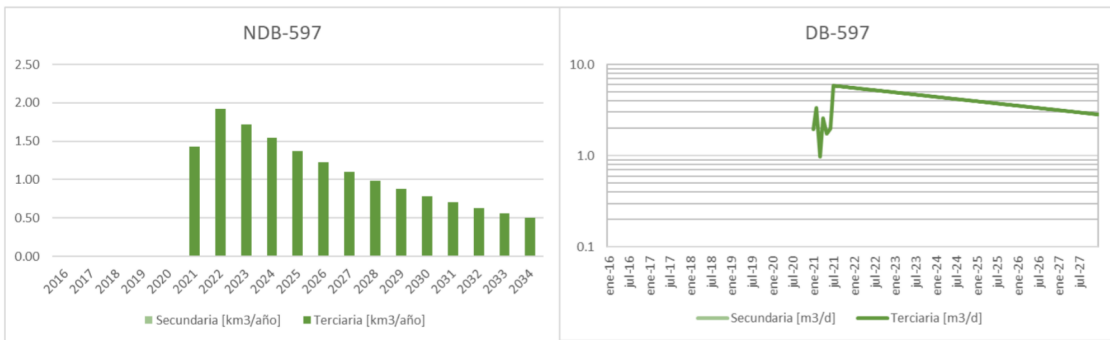


Figura 32: Estimación de producción anual del Pozo DB-597

Pozos con respuesta de inyección de polímeros ampliación 2020

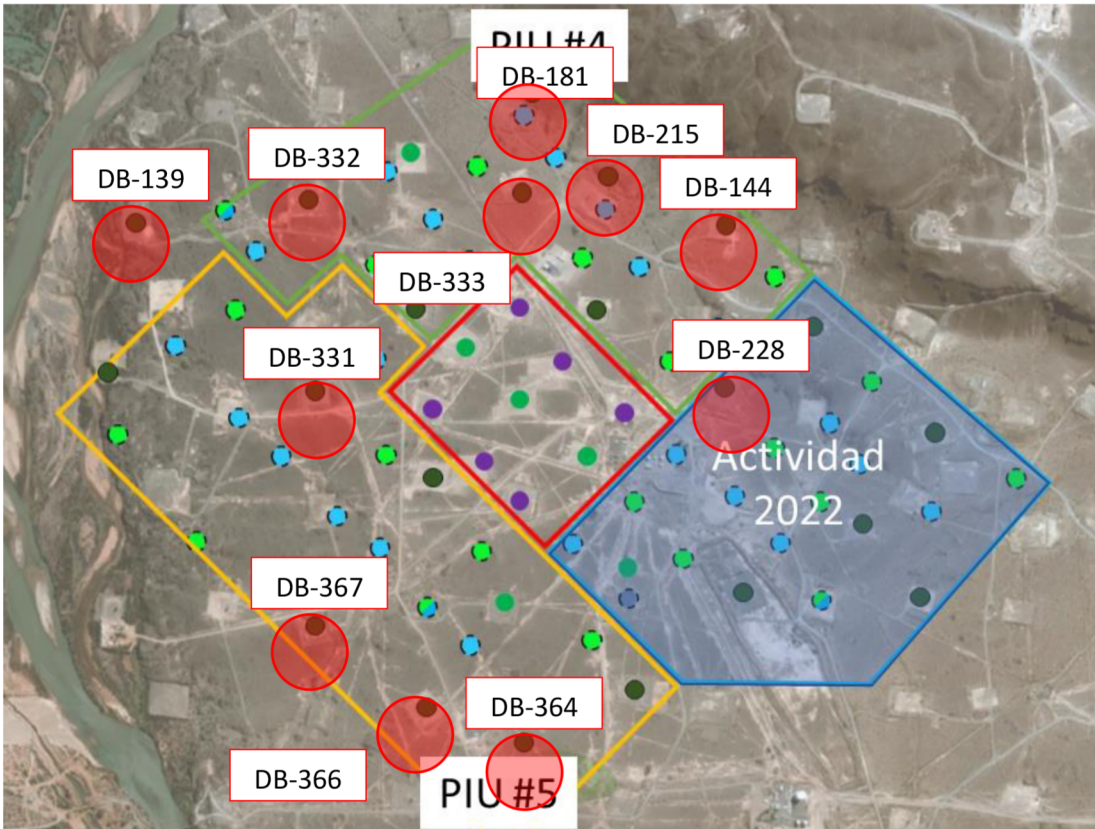


Figura 33: Mapa proyecto polímeros – Pozos con respuesta de inyección de polímeros 2020

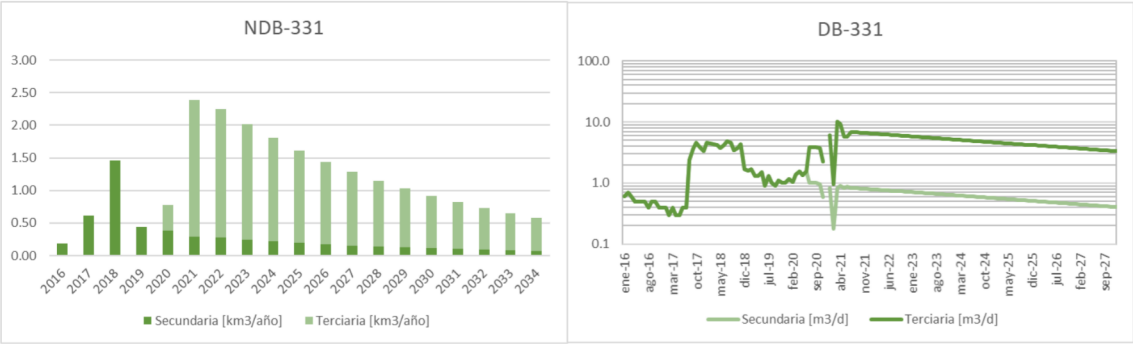


Figura 34: Estimación de producción anual del Pozo DB-331 por tipo de producción

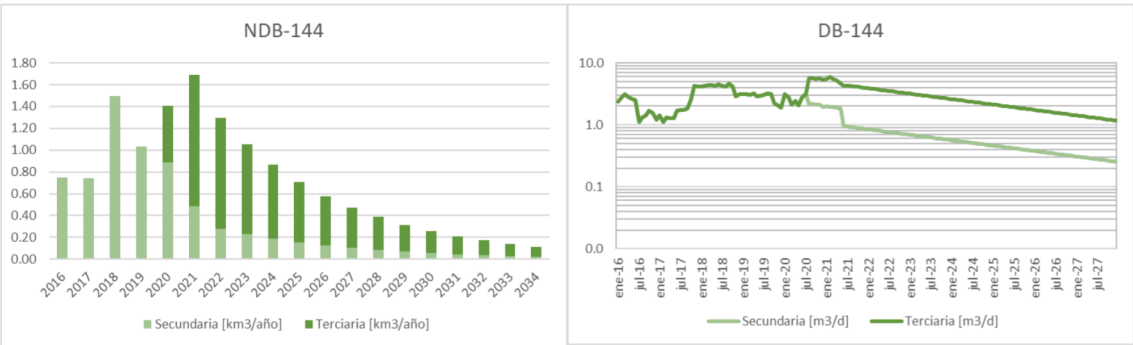


Figura 35: Estimación de producción anual del Pozo DB-144 por tipo de producción

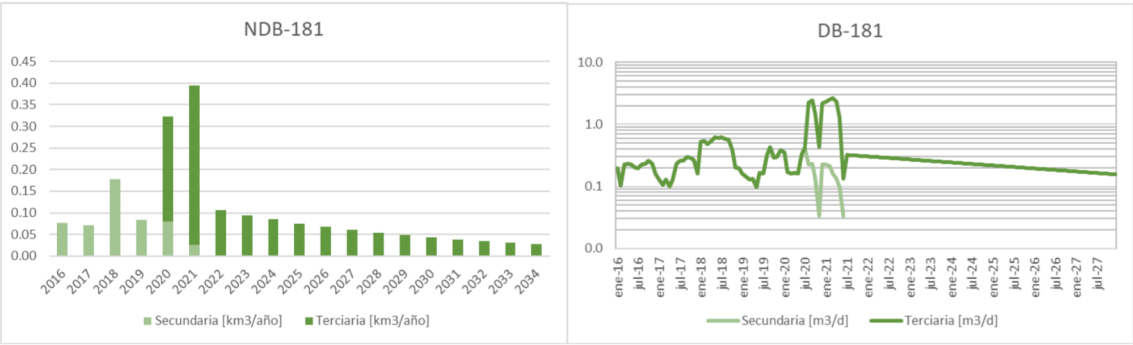


Figura 36: Estimación de producción anual del Pozo DB-181 por tipo de producción

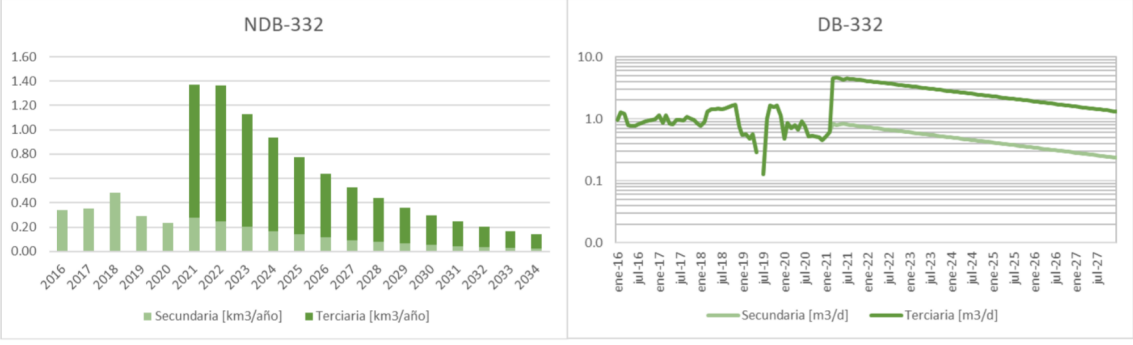


Figura 37: Estimación de producción anual del Pozo DB-332 por tipo de producción

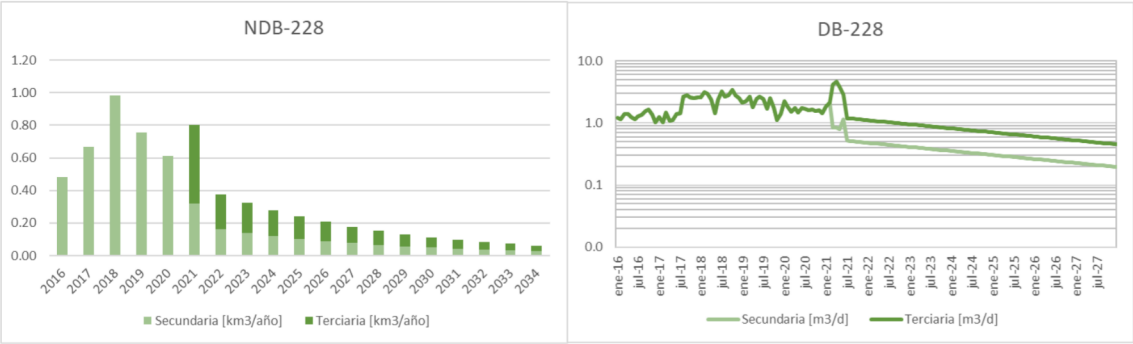


Figura 38: Estimación de producción anual del Pozo DB-228 por tipo de producción

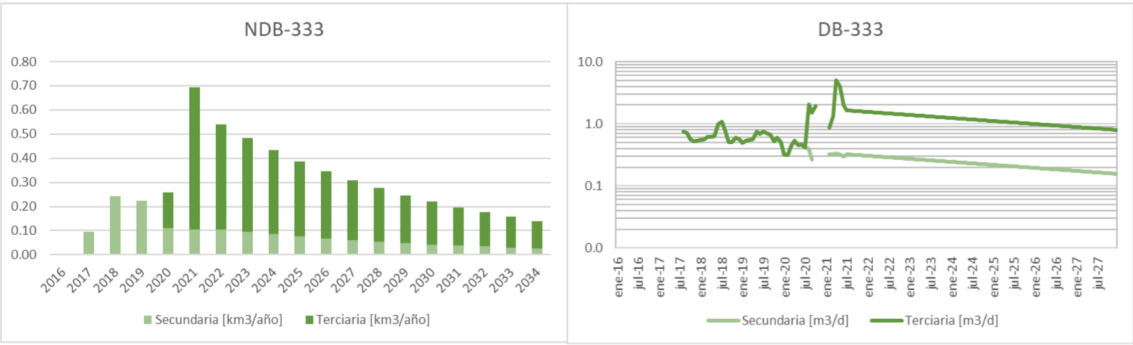


Figura 39: Estimación de producción anual del Pozo DB-333 por tipo de producción

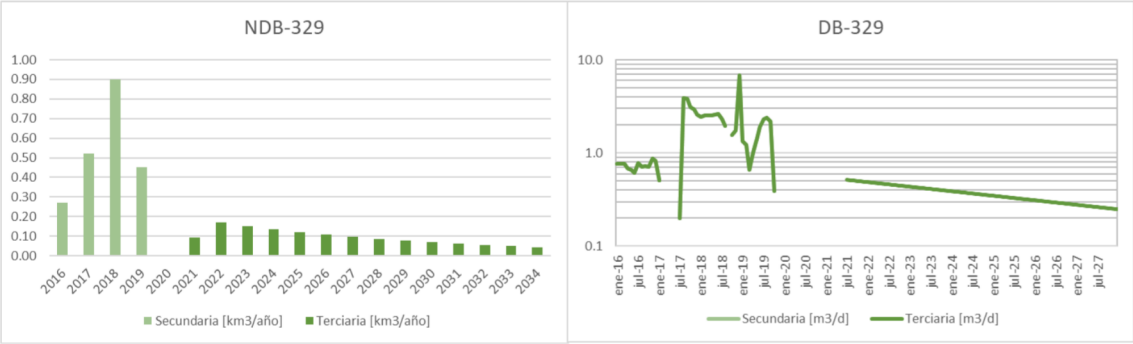


Figura 40: Estimación de producción anual del Pozo DB-329 por tipo de producción

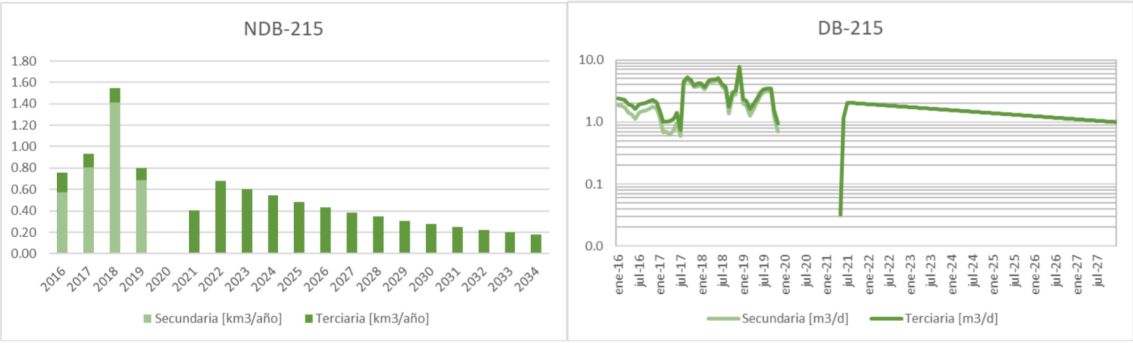


Figura 41: Estimación de producción anual del Pozo DB-215 por tipo de producción

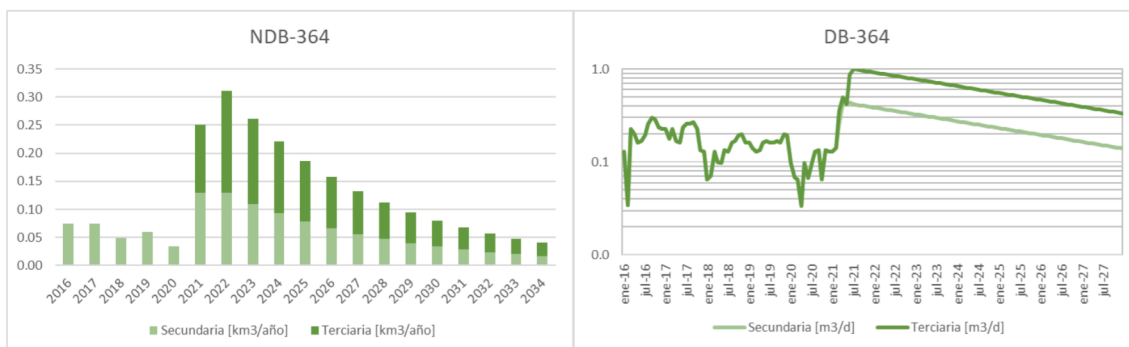


Figura 42: Estimación de producción anual del Pozo DB-364 por tipo de producción

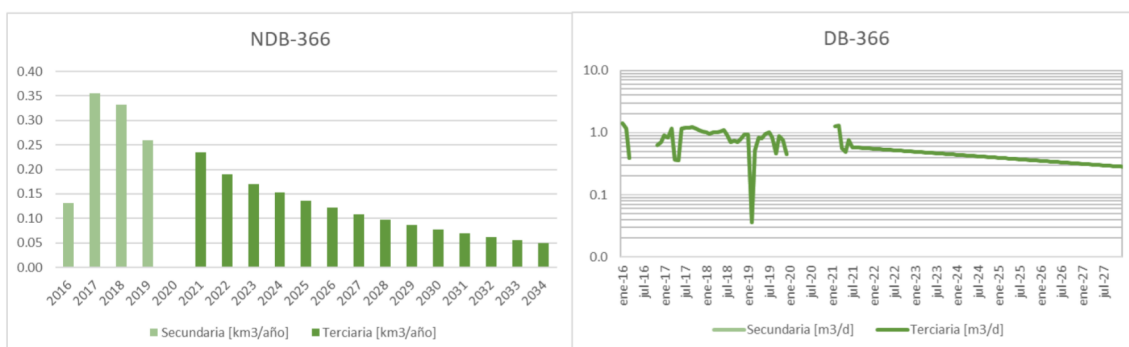


Figura 43: Estimación de producción anual del Pozo DB-366 por tipo de producción

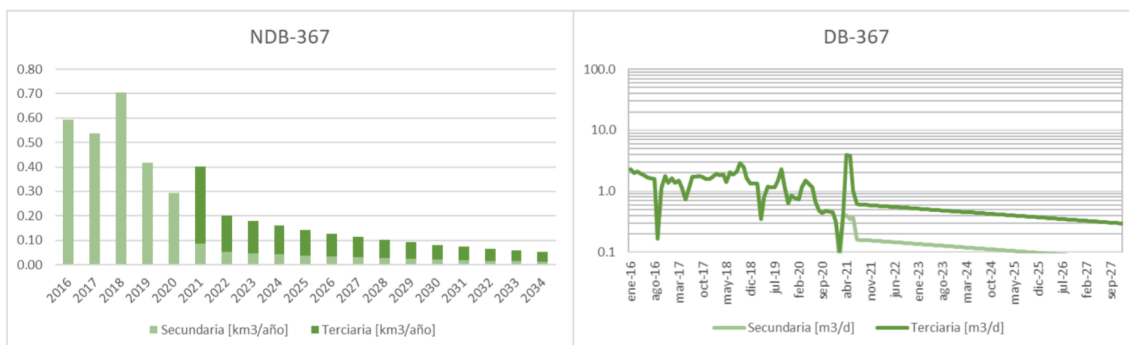


Figura 44: Estimación de producción anual del Pozo DB-367 por tipo de producción

Probadas no desarrolladas zona Expansión

El Piloto de inyección de Polímeros ha comprobado satisfactoriamente la tecnología de inyección de polímeros para una recuperación adicional de petróleo y permite determinar un incremental de producción por recuperación terciaria.

A partir de los resultados del Piloto DB, se comenzó una campaña de perforación de pozos (43 pozos nuevos), instalando 2 plantas de inyección de polímeros (PIU) e incrementando en 20 el número de pozos inyectoros de polímero durante 2019/21.

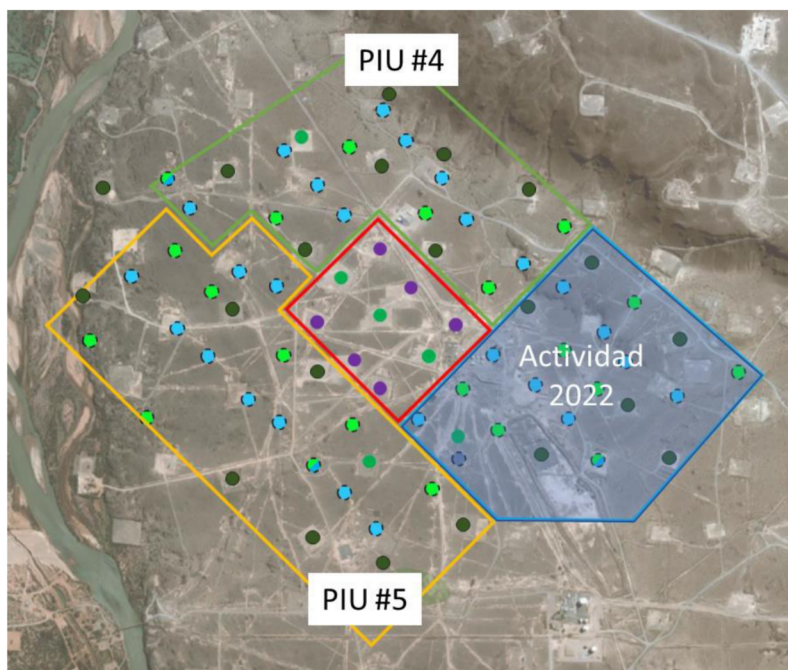


Figura 45: Actividad asociada a la expansión del piloto.

En la actualidad ya se han perforado 3 pozos productores, 15 pozos inyectores, se ejecutaron 3 WO de productor y una conversión de Inyector de agua a polímero. Esta actividad esta asociada a la puesta en marcha las dos plantas de polímeros (PIU#4 y PIU#5), con un caudal de inyección por pozo de 120 m³/d.

Tomando como referencia los resultados descriptos del piloto, la información de subsuelo, el modelo de simulación y los nuevos datos obtenidos en la perforación de los pozos, se estima que existe un volumen adicional de petróleo con baja incertidumbre que la expansión del proyecto permitirá incorporar como Reservas Comprobadas No Desarrolladas.

En la Figura se muestra la zona a desarrollar con la expansión del proyecto de polímeros durante 2019-2021 con un STOIP calculado de 7994 km³ en la zona.

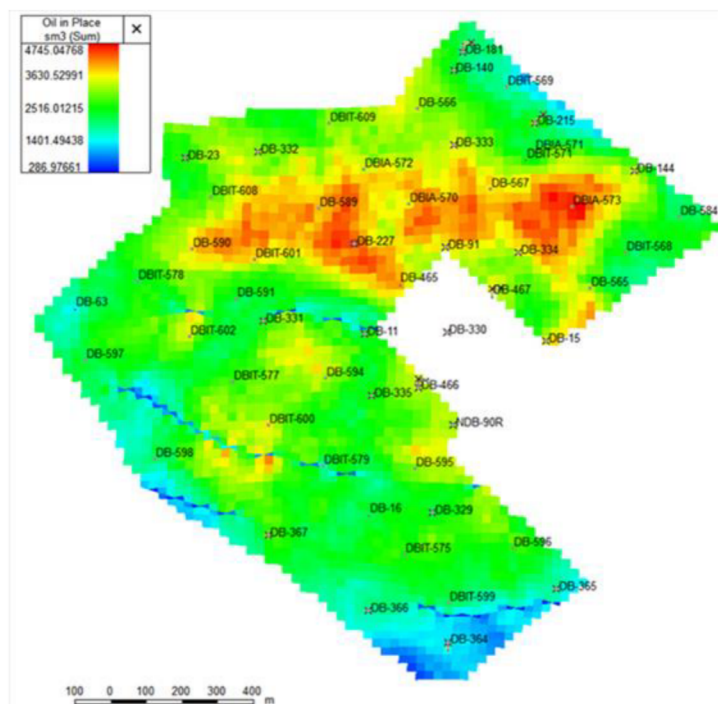


Figura 46: STOIIIP en la zona de expansión 2019/2021

Utilizando los FR obtenidos en el piloto de polímeros y las simulaciones realizadas, se pueden discriminar los tipos de reservas, según la incertidumbre de cada volumen.

El procedimiento para la estimación es el siguiente:

- 1) Se calculó el factor de recobro adicional de terciaria (FR) para el perfil de producción, hasta el agotamiento, correspondiente a las PD de los pozos centrales del piloto. Dicho FR es de 2.79%.
- 2) A partir del STOIIIP (7994 km³) asociado a la ampliación 2019-2021 y utilizando el FR obtenido en el piloto, se obtiene el volumen de reservas P1 recuperable en la zona de expansión de 223 km³ al fin de vida útil. Este FR utilizado es conservador, al haberse realizado sólo sobre las reservas PD del piloto.

La curva de producción resultante tiene un declino del 12% anual y un caudal de enganche, obtenido a partir del modelo de simulación. El declino utilizado se encuentra en el orden de la declinación de secundaria para Desfiladero Bayo, entre un 11.5% y 12.5% de Dna. (Figura 41).

- 3) El Volumen de Reservas PND se obtiene como la diferencia entre la P1 y la PD en la zona de expansión (periféricos, pozos nuevos y WO). Los cálculos anteriores arrojan un volumen de 70.1 km³ de petróleo a fin de vida útil y de 29.5 km³ a fin de conseción.

Reservas probables

Basados en el modelo de simulación de la expansión, se propone como reservas 2P la curva resultante de esta simulación.

La diferencia entre las reservas 2P y las reservas 1P, es el volumen correspondiente a las Reservas Probables.

El volumen obtenido para esta categoría es de 273.7 km³ de petróleo a fin de concesión.

Resumen

En la Figura se muestran las curvas de producción correspondientes a todas las categorías de reservas, hasta noviembre 2027. El FR incremental por terciaria, asociado a las 3P, es de 3.27% a fin de concesión y de 8.21% a fin de vida útil. Este último valor, es acorde a los estándares internacionales.

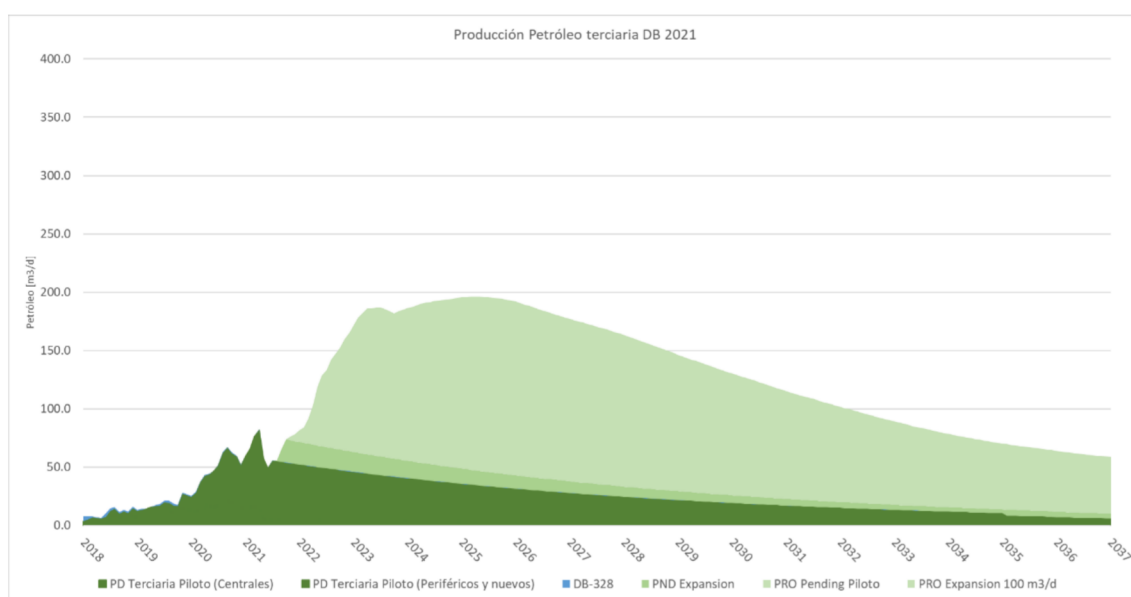
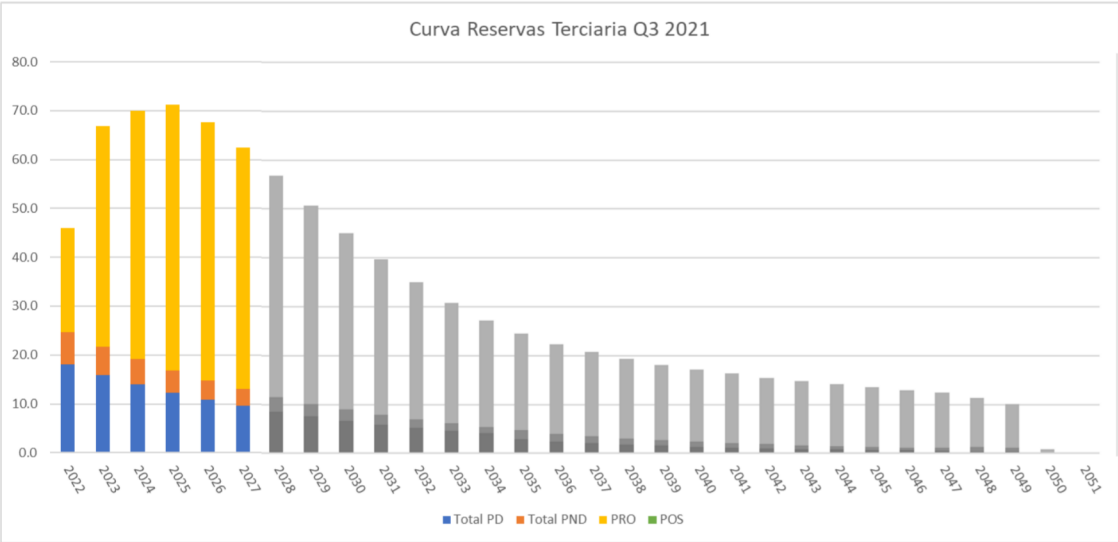


Figura 47: Curvas de producción por categoría

En la siguiente tabla se plasman los volúmenes de reservas en todas las categorías.

		Piloto Centrales		Expansión		Proyecto Completo			
		PD	PRO	PD	PND Expansion	Total PD	Total PND	PRO	POS
2022		1.6	0.0	16.4	6.6	18.0	6.6	21.2	0.0
2023		1.3	0.0	14.5	5.9	15.9	5.9	45.2	0.0
2024		1.2	0.0	12.8	5.1	14.0	5.1	50.8	0.0
2025		1.0	0.0	11.3	4.5	12.3	4.5	54.4	0.0
2026		0.9	0.0	10.0	3.9	10.9	3.9	52.7	0.0
2027		0.7	0.0	8.8	3.4	9.6	3.4	49.4	0.0
2028		0.6	0.0	7.8	3.0	8.5	3.0	45.3	0.0
2029		0.5	0.0	6.9	2.6	7.5	2.6	40.6	0.0
2030		0.5	0.0	6.1	2.3	6.6	2.3	36.1	0.0
2031		0.4	0.0	5.4	2.0	5.9	2.0	31.9	0.0
2032		0.4	0.0	4.8	1.7	5.2	1.7	28.1	0.0
2033		0.3	0.0	4.3	1.5	4.6	1.5	24.6	0.0
2034		0.3	0.0	3.8	1.3	4.1	1.3	21.9	0.0
2035		0.2	0.0	2.7	1.8	2.9	1.8	19.9	0.0
2036		0.0	0.0	2.4	1.6	2.4	1.6	18.4	0.0
2037		0.0	0.0	2.1	1.4	2.1	1.4	17.2	0.0
2038		0.0	0.0	1.7	1.3	1.7	1.3	16.2	0.0
2039		0.0	0.0	1.5	1.2	1.5	1.2	15.4	0.0
2040		0.0	0.0	1.4	1.0	1.4	1.0	14.7	0.0
2041		0.0	0.0	1.2	0.9	1.2	0.9	14.2	0.0
2042		0.0	0.0	1.0	0.9	1.0	0.9	13.6	0.0
2043		0.0	0.0	0.9	0.8	0.9	0.8	13.1	0.0
2044		0.0	0.0	0.8	0.7	0.8	0.7	12.7	0.0
2045		0.0	0.0	0.7	0.6	0.7	0.6	12.3	0.0
2046		0.0	0.0	0.6	0.5	0.6	0.5	11.9	0.0
2047		0.0	0.0	0.5	0.6	0.5	0.6	11.3	0.0
2048		0.0	0.0	0.4	0.9	0.4	0.9	10.1	0.0
2049		0.0	0.0	0.3	0.8	0.3	0.8	8.9	0.0
2050		0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.7	0.0
2051		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0


2022 a 2027		6.6	0.0	73.8	29.5	80.7	29.5	273.7	0.0
2028 a 2037		3.2	0.0	46.4	19.1	49.8	19.1	284.1	0.0
2038 a 2050		0.0	0.0	11.1	10.1	11.1	10.1	155.1	0.0
Fin de Vida		9.9	0.0	131.3	58.7	141.6	58.7	712.9	0.0



Adjunto:

Anexo I: Informe del Piloto DB

Anexo II: Informe Modelo DB

	YACIMIENTO Desfiladero Bayo Este	Movimiento de Reservas Q3 2021
--	-------------------------------------	-----------------------------------


**AREA DE CONCESIÓN:
CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA**

**AREA DE RESERVAS:
DESFILADERO BAYO**

**YACIMIENTO:
DESFILADERO BAYO ESTE**

**PROVINCIA:
MENDOZA**

**INFORME MOVIMIENTO RESERVAS RECUPERACIÓN
TERCIARIA DBE FORMACIÓN RAYOSO.
DESFILADERO BAYO ESTE**

	YACIMIENTO Desfiladero Bayo Este	Movimiento de Reservas Q3 2021
---	-------------------------------------	-----------------------------------

Objetivo

El objetivo del presente informe es solicitar movimiento de reservas de recursos a Reservas Comprobadas para la Formación Rayoso en el yacimiento Desfiladero Bayo Este debido a la respuesta de inyección de polímeros en el piloto de Recuperación Terciaria.

Introducción

En enero del año 2020 se comenzó con la inyección de polímeros en los pozos inyectoros del piloto. Los pozos productores del piloto comenzaron a evidenciar respuesta a esa inyección.

Resumen

Mediante el presente informe se proponen los siguientes movimientos:

- Desincorporar de Reservas Comprobadas **11.46 km³** de petróleo incremental correspondiente a respuesta de recuperación terciaria proveniente de **C2** debido a factor de alocación de producción bajo.

Detalle de la respuesta de recuperación terciaria.

En la siguiente imagen puede verse la ubicación del piloto de EOR así como también los pozos que evidenciaron un incremento de producción. En el mapa, la línea roja es la división de las áreas, Desfiladero Bayo Este a la izquierda y Chachahuén Sur a la derecha.

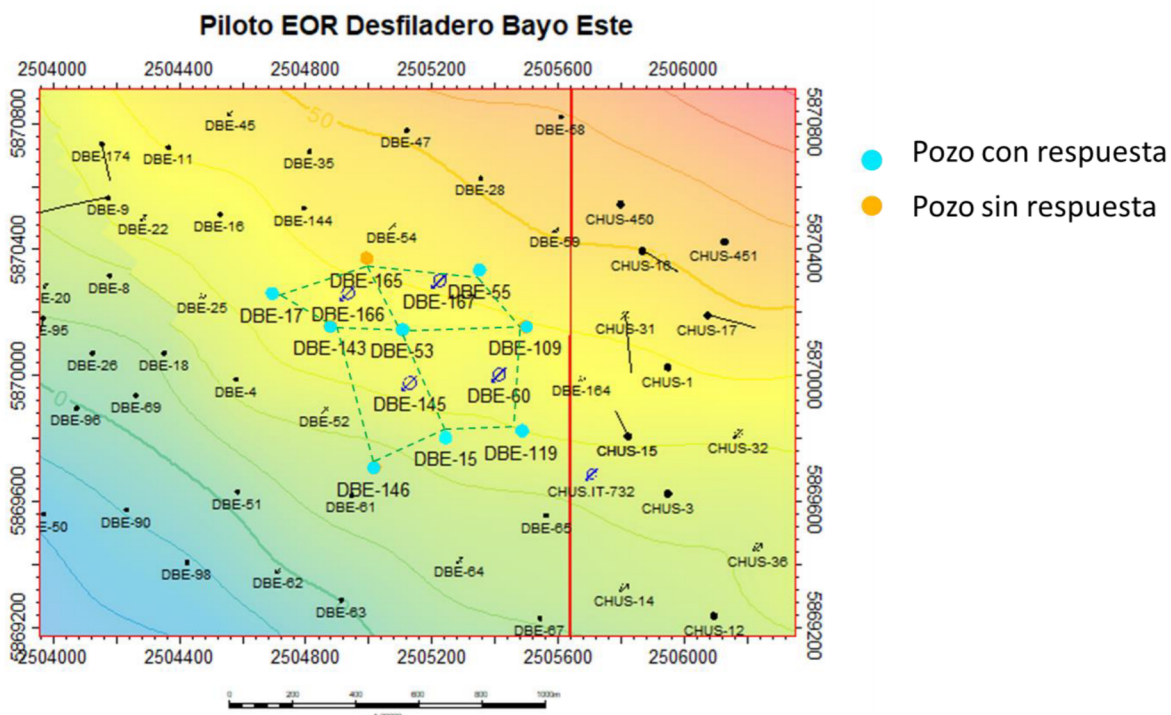


Figura 1: Mapa ubicación pozos con incremental de terciaria.

En enero del año 2020 se comenzó la inyección de polímeros en el piloto ubicado en Desfiladero Bayo Este. Dicho piloto comprende 4 pozos inyector y 9 pozos productores en una configuración five spot. Los pozos inyector inyectan 120 m³/d de agua y polímero.

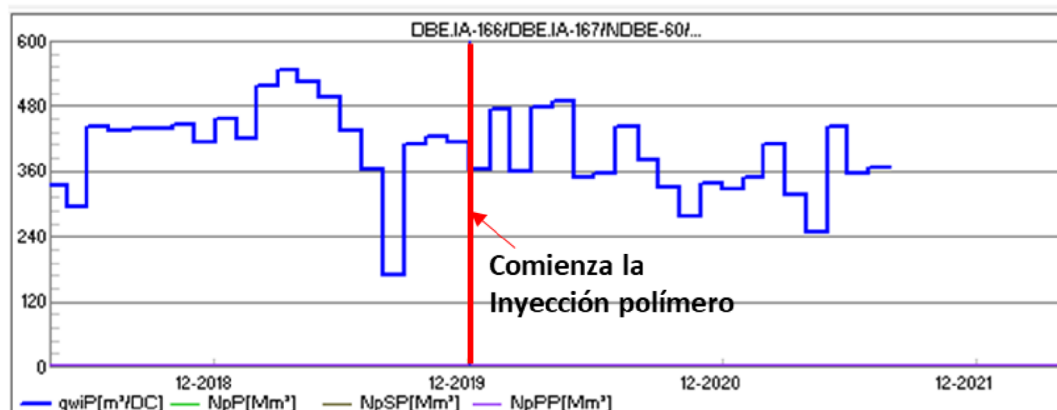


Figura 2: Inyección de Polímero Piloto

El incremental de producción por recuperación terciaria comenzó a evidenciarse y cargarse en TOW en Julio del año 2020, a 6 meses de comenzada la inyección de polímeros en los 4 pozos inyector del piloto.

Para calcular la producción incremental de terciaria, se definió una línea base de secundaria, que en los gráficos que se adjuntan a continuación se ve como una línea fina verde claro, y la producción que se encuentra por encima de esa línea, es la producción que se asigna a terciaria.

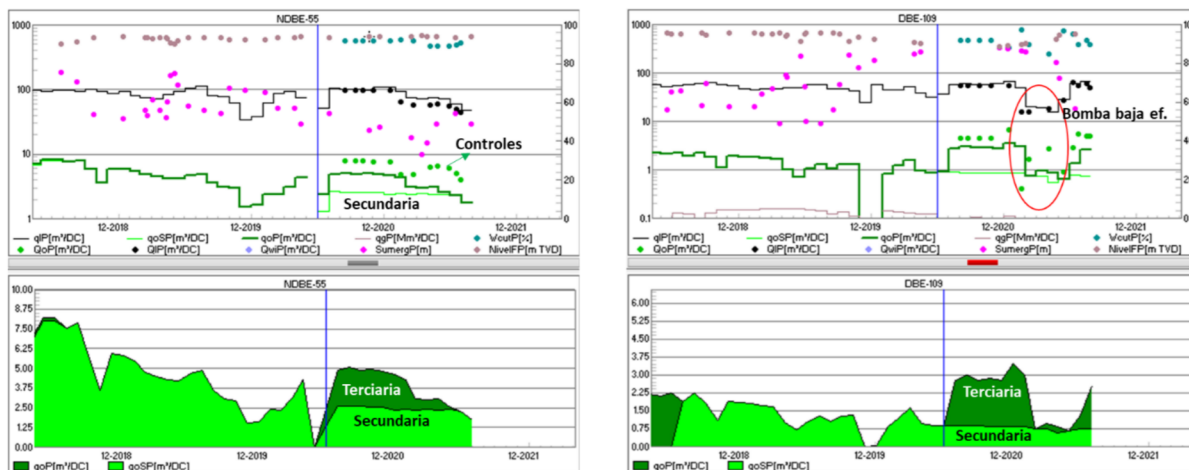


Figura 3: Incrementales terciaria pozos DBE-55 y DBE-109

A la izquierda de la figura 3, en el gráfico del pozo DBE-55 observando los últimos 2 meses, se aprecia cómo aun registrando controles donde se evidencia el incremental de terciaria, la producción alocada del pozo no alcanza ni siquiera la de secundaria, dejando una producción alocada de terciaria igual a 0 m³/d (FA jun= 0.39 FA jul= 0.43).

Otro caso diferente, es en el pozo DBE-109, también en la figura 3 pero a la derecha, donde se ve que debido a un problema de la bomba, la cual debió ser reemplazada en una intervención con pulling, la única producción que se vio afectada fue la de terciaria, como consecuencia de ello hubo meses en lo que alocó 0 m³/d, mientras que la producción de secundaria siguió siendo la misma como si la bomba funcionara correctamente.

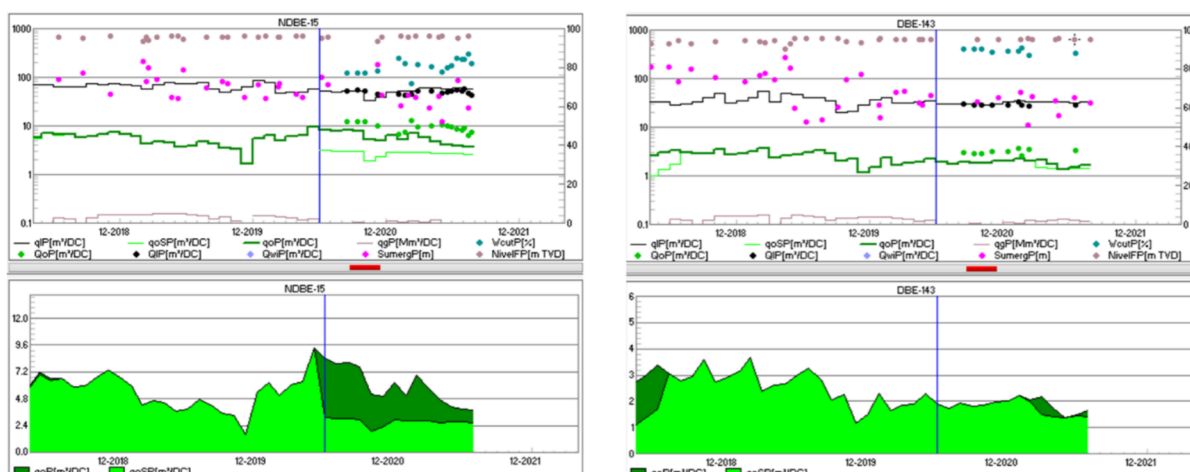


Figura 4: Incrementales terciaria pozos DBE-15 y DBE-143

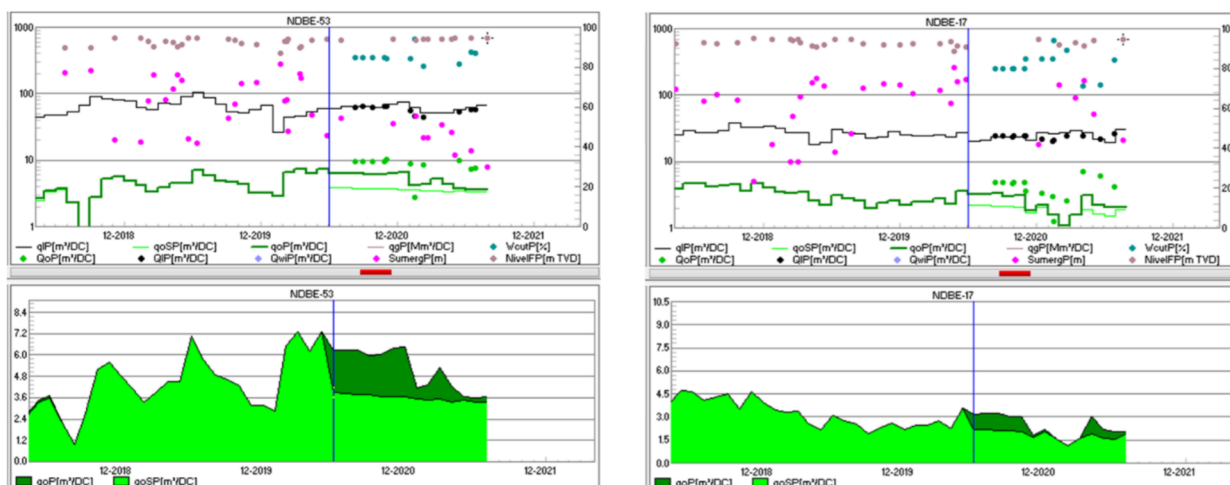


Figura 5: Incrementales terciaria pozos DBE-53 y DBE-17

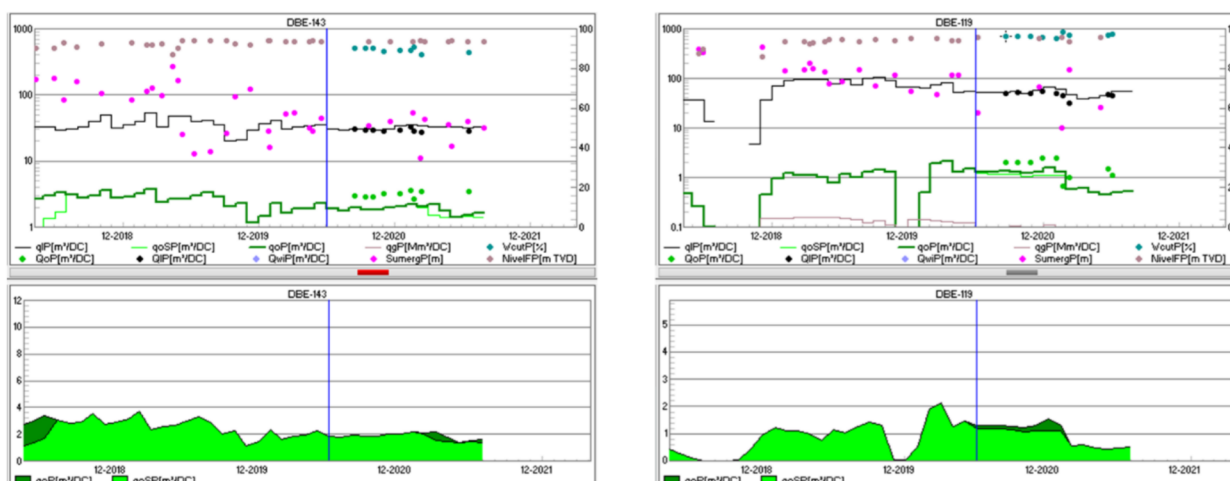


Figura 6: Incrementales terciaria pozos DBE-143 y DBE-119

El incremental total del piloto de terciaria se puede ver a continuación:

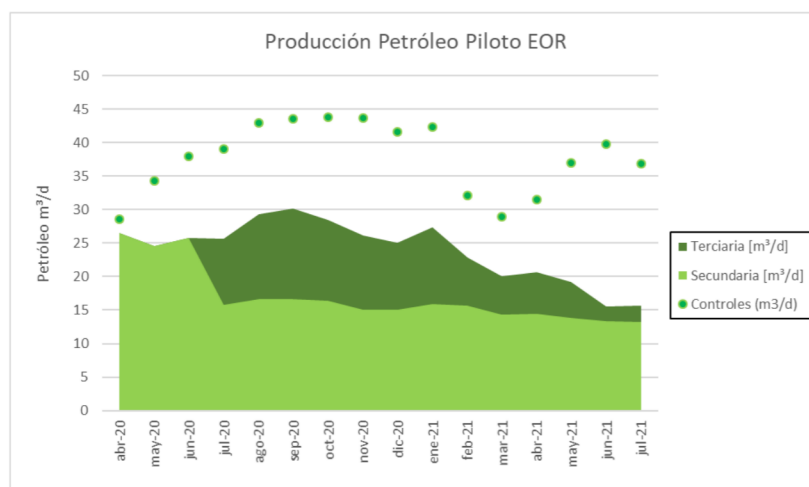


Figura 7: Incremental total Piloto DBE inyección de polimeros.

Detalle de Movimiento propuesto

A continuación, perfil de producción incremental del año 2020 y el actual:

DBE PD 2020		DBE PD 2021	
Año	Petróleo m³	Año	Petróleo m³
2020	1.80	2020	
2021	3.20	2021	0.51
2022	2.80	2022	0.92
2023	2.40	2023	0.81
2024	2.10	2024	0.71
2025	1.90	2025	0.63
2026	1.70	2026	0.55
2027	1.40	2027	0.40
Total	16.00	Total	4.54
		Diferencia	11.46



NOTA Nº85/2021
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

REF: EX-2021-06757225- -GDEMZA-DHIDRO#MEIYE - "CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN - ÁREA CHACHAHUEN SUR"

A: YPF S.A.

Asunto: EMPLAZAMIENTO POR SOLICITUD DE INFORMACIÓN.

Fecha: 18 de noviembre de 2021.

De conformidad con los artículos 26, 27 y 30 de la Ley 7.526, 75, 77 y 78, Ley 17.319 y Ley 26197. Ley de Ministerios 9206/19. Resolución N°02-MEyE-2019. Teniendo en cuenta la nota presentada por YPF S.A. de fecha 06 de octubre del corriente, identificada con el número NO-2021-06428117-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE, por la cual se solicitó la reducción de regalías para el Área Chachahuen Sur. Y considerando el Informe Técnico elaborado por el Departamento de Explotación de esta Dirección, el cual se identifica con el número IF-2021-07521061-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE. Se **EMPLAZA** en el término de **DIEZ (10) días** hábiles administrativos a contar desde la recepción de la presente, a remitir a esta Dirección, la información que abajo se detalla:

- 1) Perfil de producción anual (Km³/año) diferenciando la producción asociada al mecanismo actual de producción por inyección de agua (Rec. Secundaria) y la respuesta a obtener por inyección de polímeros (Rec. Terciaria).

Periodo	Iny. de Agua (Secundaria) Km ³	Iny. de Polimeros (Terciaria) Km ³
Año 1		
Año 2		
Año 3		
Año 4		
...		
...		
Año 16		

- 2) Demostración técnica de los pronósticos de producción por inyección de agua (Rec. Secundaria) y por inyección de polímeros (Rec. Terciaria).
- 3) Pronóstico de reservas a recuperar totales (Desarrolladas, No Desarrolladas, Probables y Posibles) considerando la implementación de Terciaria.

NO-2021-07585421-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE

Periodo	P. Des (Km3)	P. No Des (Km3)	P2 (Km3)	P3 (Km3)	Total (Km3)
Año 1					
Año 2					
Año 3					

Año 16					

- 4) Especificar el año donde se lograría obtener los primeros resultados de producción en los pozos sometidos a inyección de polímeros, posterior a la ejecución de obras y/o actividades propuestas.
- 5) Listado de pozos (6) que serán conectados a la planta de inyección de polímeros PIU de Desfiladero Bayo, y lista de pozos productores asociados con su respectivo pronóstico de producción incremental por Terciaria.

Pozo	Yacimiento	Estado Actual (CAP. IV)	Formación sometida a Inyección	Inversión Plan	Coordenadas		Equipo de WorkOver	Pozos Productores Asociados	Estado Actual (CAP. IV)	Formación Objetivo	Producción Actual		Producción Incremental Estimada Asociada		Batería / Planta donde Converge
				ARS (pesos argentinos)	NORTE	ESTE					Petróleo (m ³ /d)	Gas (Mm ³ /d)	Petróleo (m ³ /d)	Gas (Mm ³ /d)	
Pozo IP-01								Prod-01							
								Prod-02							
								Prod-03							
								Prod-04							
Pozo IP-02								Prod-01							
								Prod-02							
								Prod-03							
								Prod-04							

- 6) Factor de Recobro máximo a obtener con la implementación de Terciaria en el yacimiento.
- 7) Evaluación de indicadores económicos bajo 2 escenarios: A) considerando alícuota de regalías actual del 18% y B) con una alícuota reducida al 50%. Agregar por separado los cálculos correspondientes a los volúmenes de Reservas 2P y 3P.
- 8) Cronograma actualizado de inversiones en firme.
- 9) Informes técnicos de resultados obtenidos en proyectos de inyección de polímeros en los yacimientos de Desfiladero Bayo y Desfiladero Bayo Este

Dicho emplazamiento se hace bajo apercibimiento de lo dispuesto en el Artículo 28° inciso c), Ley Provincial 7.526.



MINISTERIO DE ECONOMÍA Y ENERGÍA

DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

La información deberá ser enviada a la siguiente casilla de mail:
direcciondehidrocarburos@mendoza.gov.ar. **Notifíquese.**



Gobierno de la Provincia de Mendoza

-

Hoja Adicional de Firmas
Nota importada no comunicable

Número: NO-2021-07585421-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE

Mendoza, Jueves 18 de Noviembre de 2021

Referencia: NOTA DH N°85/2021 - ÁREA CHACHAHUEN SUR - SOL/IT

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 3 pagina/s.

Estanislao Schilardi Puga
Director
Dirección de Hidrocarburos
Ministerio de Economía y Energía

15 de noviembre de 2021

Señor
Director de Hidrocarburos
Ing. Estanislao Schilardi Puga

Ref: Nota N° NO-2021-06428117-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE – “Ampliación de solicitud de reducción de regalías - Área de Concesión de Explotación Chachahuen Sur”

El día 06 de octubre de 2021, YPF presentó la solicitud de reducción de regalías para Chachahuen Sur, sujeta a una opción mejorada en el desarrollo del área. La empresa solicitó a la Autoridad de Aplicación la reducción de la alícuota de regalías petrolíferas del 50% de las regalías actualmente vigente del 18%, aplicable a los hidrocarburos producidos por pozos asociados a recuperación terciaria mediante la inyección de polímeros, con el objetivo de incrementar la producción y mejorar el factor de recobro del yacimiento. Para ello, proponen incrementar las inversiones del área, perforando un (1) pozo Inyector de polímeros, la conversión de cuatro (4) pozos productores a inyectores de polímero durante los años 2021 y 2022 y la adecuación de instalaciones de superficie.

Dicha reducción de la alícuota de regalías será aplicada a partir de que se declare la producción obtenida por recuperación terciaria, conforme al proyecto aprobado por la Autoridad de Aplicación.

Tabla N°1. Detalle de inversiones necesarias para el desarrollo del proyecto (Fuente: NO-2021-06428117-GDEMZA#MEIYE – Pag. 8)

Las inversiones se distribuyen de la siguiente forma:

Proyecto	Actividad	Compromiso 2021	Compromiso 2022	Monto previsto acuerdo 21/22
EOR ChuS	Ing Básica Extendida (IBE)	233	0	233
	Estudios Impacto Ambientales (EIA)	30	40	70
	Equipos y materiales LLI	59	1.093	1.152
	Materiales y Líneas	800	800	1.600
	PIUs	3.000	8.949	11.949
	Nacionalización y transporte	0	1.600	1.600
	Movimiento de suelo	200	0	200
	Tendido de líneas	1.080	1.320	2.400
	Tendido de líneas de medición	0	240	240
	EPC PIUs + Materiales	312	7.928	8.240
	Acueducto	1.357	0	1.357
	Energía	888	1.115	2.002
	SUB TOTAL	7.959	23.085	31.043
Piloto Inyec Polímero Cido 1 ChuS	Líneas de Conducción	907	0	907
	Perforación ChuS.it-752	1.099	0	1.099
	SUB TOTAL	2.006	0	2.006
Obras EOR ChuS	Ampliación Batería 1	2.208	1.082	3.291
	Red de Colectores - Etapa 3	170	500	670
	Gasoducto/Oleoducto	2.500	8.691	11.191
	Montaje Booster en PTA DB	3.348	1.390	4.738
	Ingeniería GIE BsAs	250	210	460
	PERFORAC DE 2 PZ MONITORES AGU	296	0	296
	SUB TOTAL	8.772	11.874	20.646
PRESUPUESTO 2021: CAPEX CHACHAHUÉN SUR		18.737	34.958	53.695



MINISTERIO DE ECONOMÍA Y ENERGÍA

DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

El proyecto se fundamenta en mejora de las instalaciones en superficie, las cuales son necesarias para garantizar el abastecimiento del agua de producción para mezclar con polímeros en las plantas de inyección y mezclado, incluye el montaje de cuatro (4) nuevas PIUs de inyección de polímeros, construcción de red de acueductos para vincular la planta de tratamiento de agua (PIA) a las PIU, líneas de conducción hacia los pozos, obras en Baterías ChuS-1 y ChuS-2 para aumento de su capacidad de captación y despacho, construcción un gasoducto para abastecer de gas externo a la Central Térmica del activo, y montaje de oleoducto desde Bat-1 ChuS a PIPH para garantizar la evacuación del crudo. La inversión estimada para la realización de todas las obras descritas anteriormente asciende a los 53,7 M\$USD entre los años 2021* y 2022.

** Se deberá ajustar a la fecha de inicio del proyecto.*

Antecedentes:

En junio de 2015, se aprueba por **Decreto N° 972/2015** un plan intensivo de desarrollo en el área Chachahuen Sur, el cual consistía en la perforación de 123 pozos, la construcción de instalaciones conexas a dicho desarrollo incluyendo caminos, líneas de conducción de la energía eléctrica, ductos, baterías colectoras, planta de tratamiento de inyección, sistema de telemetría y comunicación, otras; asumiendo el compromiso de invertir un total de 244 MM\$USD hasta el 31 de diciembre de 2016. Así mismo, y para poder viabilizar el cumplimiento de dicho compromiso, la Provincia aprobó la reducción de la alícuota de regalías petrolíferas de 23 a 18%.

Para mayo de 2017, la empresa informó la actividad ejecutada en el área, entre el 20 de octubre de 2013 y 31 de diciembre de 2016; afirmando que las erogaciones totales ascendían a la suma de 250,51 MM\$USD, correspondiente a la perforación de 162 pozos productores e inyectores de agua para el mantenimiento de la presión del yacimiento y la recuperación secundaria temprana. Información que fue analizada y corroborada por el Departamento de Evaluación Económico /Financiero, concluyendo que YPF, S.A. logró cumplir con los compromisos asumidos en el marco del Decreto 972/2015 (mínimo de 244 MM\$USD y la perforación de 123 pozos).

Como antecedente de Recuperación Terciaria, la empresa hace referencia en nota presentada NO-2021-06428117-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE, al proyecto piloto de inyección de polímeros realizado en desfiladero Bayo iniciado en 2016 y posterior su expansión en 2019 y el piloto en Desfiladero Bayo Este implementado a comienzo de 2020. Ambos pilotos presentaron respuesta de incremento de petróleo sobre la secundaria.

"...Las similitudes desde el punto de vista geológico, sedimentológico, y de propiedades de roca DB, DBE y ChuS son claras, y están preestablecidas en base a un estudio detallado. Por lo tanto, se espera similar calidad, continuidad y heterogeneidades internas de la arenas. Debido a estas similitudes y el hecho de que ChuS tiene una recuperación secundaria poco avanzada y con menor incertidumbre en cuanto al

NO-2021-07585421-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE

volumen acumulado de agua inyectada, la expansión de la inyección de polímeros en esta área resulta en una gran oportunidad de aceleración de producción asumiendo riesgos extras..."

Para avanzar con la evaluación técnica del proyecto, es necesario contar con la siguiente información:

- 1) Perfil de producción anual (Km3/año) diferenciando la producción asociada al mecanismo actual de producción por inyección de agua (Rec. Secundaria) y la respuesta a obtener por inyección de polímeros (Rec. Terciaria).

Periodo	Iny. de Agua (Secundaria) Km3	Iny. de Polimeros (Terciaria) Km3
Año 1		
Año 2		
Año 3		
Año 4		
...		
...		
Año 16		

- 2) Demostración técnica de los pronósticos de producción por inyección de agua (Rec. Secundaria) y por inyección de polímeros (Rec. Terciaria).
- 3) Pronóstico de reservas a recuperar totales (Desarrolladas, No Desarrolladas, Probables y Posibles) considerando la implementación de Terciaria.

Periodo	P. Des (Km3)	P. No Des (Km3)	P2 (Km3)	P3 (Km3)	Total (Km3)
Año 1					
Año 2					
Año 3					
...					
...					
Año 16					

- 4) Especificar el año donde se lograría obtener los primeros resultados de producción en los pozos sometidos a inyección de polímeros, posterior a la ejecución de obras y/o actividades propuestas.
- 5) Listado de pozos (6) que serán conectados a la planta de inyección de polímeros PIU de Desfiladero Bayo, y lista de pozos productores asociados con su respectivo pronóstico de producción incremental por Terciaria.

Pozo	Yacimiento	Estado Actual (CAP. IV)	Formación sometida a Inyección	Inversión Plan ARS (pesos argentinos)	Coordenadas		Equipo de WorkOver	Pozos Productores Asociados	Estado Actual (CAP. IV)	Formación Objetivo	Producción Actual		Producción Incremental Estimada Asociada		Batería / Planta donde Conviene
					NORTE	ESTE					Petróleo (m³/d)	Gas (Mm³/d)	Petróleo (m³/d)	Gas (Mm³/d)	
Pozo IP-01								Prod-01							
								Prod-02							
								Prod-03							
								Prod-04							
Pozo IP-02								Prod-01							
								Prod-02							
								Prod-03							
								Prod-04							



MINISTERIO DE ECONOMÍA Y ENERGÍA

DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

- 6) Factor de Recobro máximo a obtener con la implementación de Terciaria en el yacimiento.
- 7) Evaluación de indicadores económicos bajo 2 escenarios: A) considerando alícuota de regalías actual del 18% y B) con una alícuota reducida al 50%. Agregar por separado los cálculos correspondientes a los volúmenes de Reservas 2P y 3P.
- 8) Cronograma actualizado de inversiones en firme.
- 9) Informes técnicos de resultados obtenidos en proyectos de inyección de polímeros en los yacimientos de Desfiladero Bayo y Desfiladero Bayo Este.



Gobierno de la Provincia de Mendoza

-

**Hoja Adicional de Firmas
Informe Técnico Importado**

Número: NO-2021-07585421-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE

Mendoza, Jueves 18 de Noviembre de 2021

Referencia: IF-Solicitud de Información Complementaria - Proyecto de Terciaria Chachahuen Sur

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 4 pagina/s.

Estanislao Schilardi Puga
Director

Dirección de Hidrocarburos
Ministerio de Economía y Energía



Gobierno de la Provincia de Mendoza

-

Nota

Número:

Mendoza,

Referencia: YPF SA, Respuesta Nota N° 85

A: Federica Alvarez (DHIDRO#MEIYE), Carlos Water Barbosa (DHIDRO#MEIYE), Luis Franco (DHIDRO#MEIYE), Jorge Luis Peñaloza (DHIDRO#MEIYE),

Con Copia A: Estanislao Schilardi Puga (DHIDRO#MEIYE),

De mi mayor consideración:

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 66 pagina/s.

Sin otro particular saluda atte.