

GERENCIAMIENTO DE AGUA EN CAMPOS MADUROS

Erich Hermann¹, Alejandro Maidana¹, Nicolás Mora¹, José Capitillo¹, Luis Sánchez¹

1: YPF S.A. erich.hermann@ypf.com, alejandro.g.maidana@ypf.com, nicolas.mora@ypf.com,
jose.e.capitillo@ypf.com, luis.e.sanchez@ypf.com

Palabras clave: Manejo del agua, objetivos de inyección, eficiencia de barrido, proyectos, plantas

ABSTRACT

The purpose of this work is focused on solving how efficient the water management has been in Los Perales oil field, to be able to show improvement points that allow prioritizing the resource, capitalizing on the remaining oil with the current infrastructure and sitting down the bases for a future growth from an optimal condition of operation of the field.

The need arises because of the lack of water sources in secondary recovery projects implemented in the recent years. Throughout the history of the field, the focus has always been on oil production, then gas and produced and injected water in third place. Even today it is difficult to concentrate on injectors first and then oil and gas producers, although 70% of crude oil production is by secondary recovery and each injector, at least, supports around four to five producers.

The absence of attention on the circulating water in the system is a major problem in the management of the field, and so, this present project attempt to highlight the importance of knowing which reservoirs represents the 80% of the oil field production in order to make a good use of the resource. The objective is to be able to reach an acceptable injection rate to sweep the remaining oil trying to minimize the lifting cost.

There are excellent examples in oil fields near by the analysis area, that proves how important is to have the injection as a priority and a strong work on surveillance waterflooding projects for maintaining the base curve. There is also enough injection pressure to reach the target of injection rate per layer and get the maximum potential of the field.

This work will allow to indicate the north in the optimization of the field with the current infrastructure as well as to define an optimized base curve based on the requirements of the reservoir, allowing to show some preliminary results of the redistribution.

ÁREAS DE APLICACIÓN

Los bloques de estudio se encuentran ubicados en el área de reserva Las Mesetas Los Perales ubicada a 70 km de la ciudad de Las Heras (Fig. 1), en la cual se han perforado hasta la actualidad 2.989 pozos, de los cuales permanecen activos 1.467 productores y 364 inyectores.

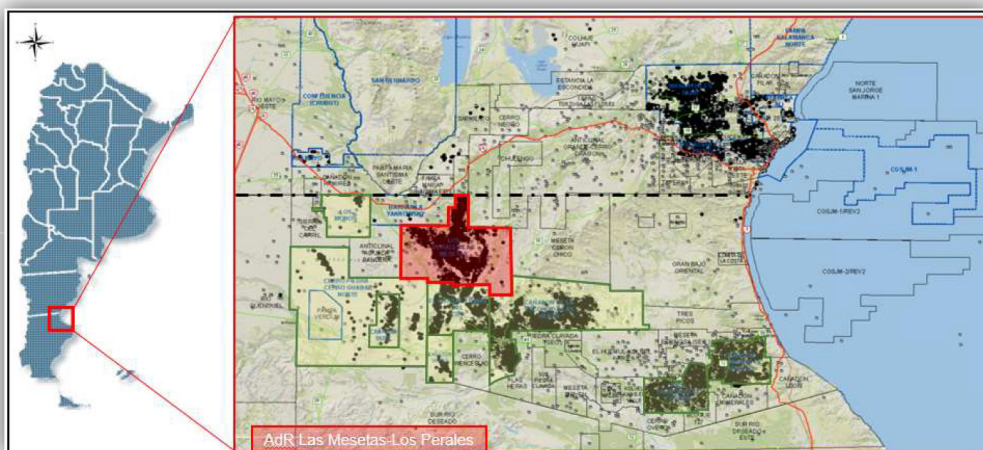


Figura 1. Ubicación del área de reserva Los Perales.

El área se encuentra sub-dividida en 17 bloques distribuidos según se detalla en la Fig. 2 sobre los que detallaremos el análisis a lo largo del trabajo.

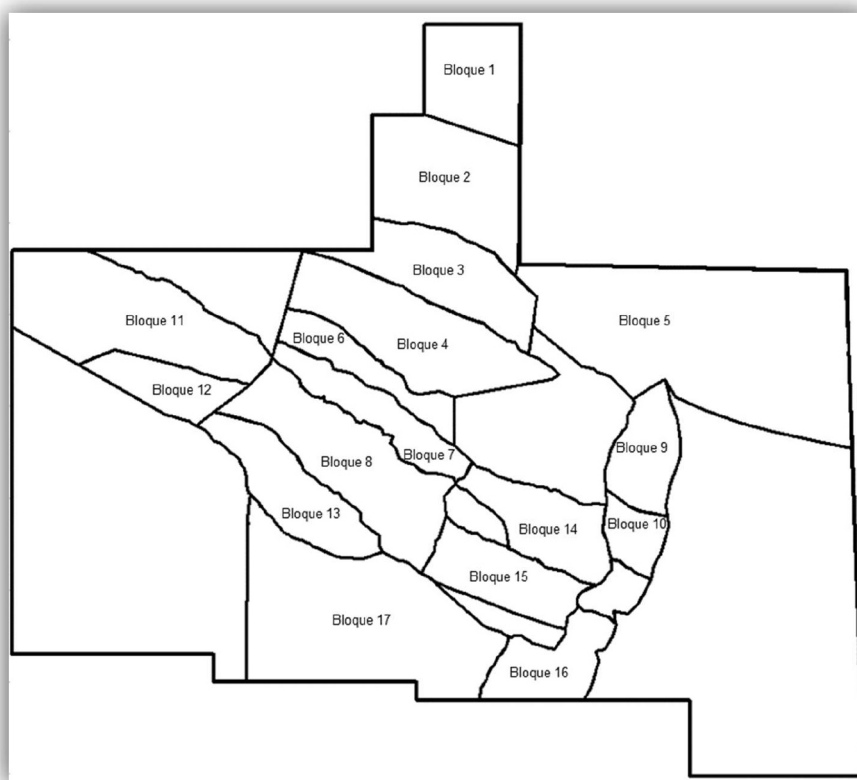


Figura 2. Distribución de bloques dentro del Activo Los Perales.

A fin de entender el desarrollo del activo y de los bloques en análisis, se presenta en la Fig. 3 las formaciones productivas alcanzadas por los pozos en cada sector. Como se puede observar, la mayoría del activo concentra su desarrollo por recuperación secundaria en Bajo Barreal, específicamente sobre su Miembro Inferior.

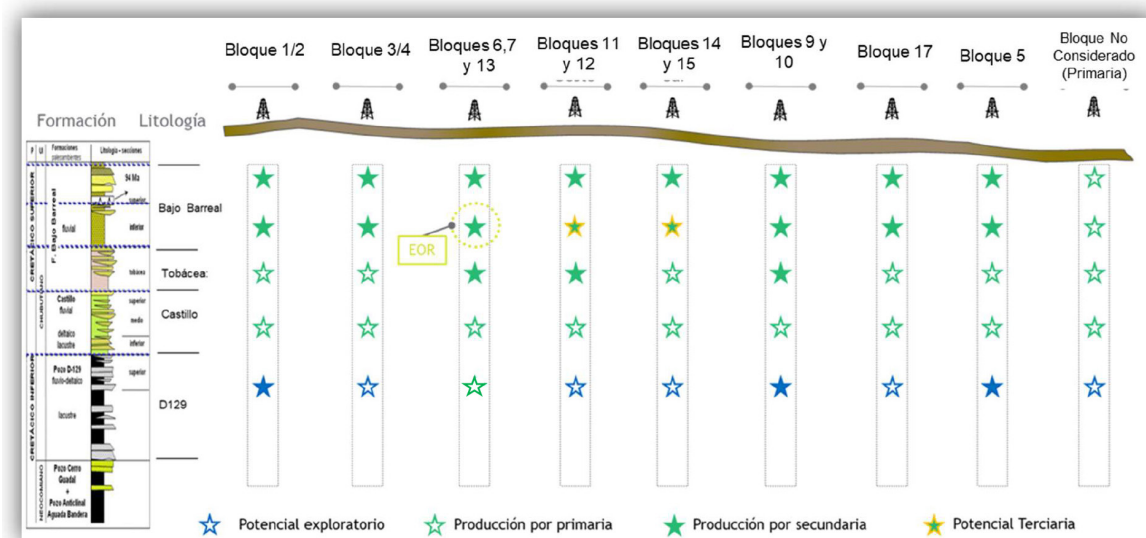


Figura 3. Formaciones productivas por cada bloque que conforma el yacimiento Los Perales.

LINEAMIENTOS

Los campos bajo recuperación secundaria en la Cuenca del Golfo San Jorge implican una complejidad adicional al resto debido al manejo de volúmenes de inyección a lo largo de múltiples reservorios, motivo por el cual es importante priorizar campos en función del petróleo remanente por nivel de interés teniendo en mente las capacidades de inyección del área bajo análisis que, en muchos casos, no han sido adaptadas post depleción primaria. Por este motivo, a continuación, se listan los puntos de análisis que definen el impacto del gerenciamiento de agua en los resultados del negocio de cualquier compañía:

A. Caracterización del subsuelo:

- Identificación de Original Oil In Place (OOIP) por reservorio – formación – bloque y yacimiento
- Identificación de mecanismo de drenaje por capa – caracterización dinámica
- Evaluación de factores de recobro y cortes de agua por campo

B. Evaluación de capacidad de inyección

- Relevamiento de capacidad instalada y restricciones actuales (cuellos de botella)

- Evaluación del balance general del campo
- Análisis general de balance de mallas – estimación preliminar del potencial del campo
- C. Oportunidades de exploración y ampliación de desarrollo
 - Oportunidades en reservorios profundos
 - Costo de oportunidad de pozos activos vs nuevos pozos y equipamientos
- D. Resultados económicos

En base a los puntos listados previamente, los factores claves de éxito en campos bajo recuperación secundaria se resumen en los 3 puntos que siguen a continuación.

- Conocimiento del subsuelo. Factor clave para la definición de prioridades
- Definición del potencial de producción correcto por pozo. La definición del potencial de un pozo de secundaria es crítica, ya que controla la eficiencia de barrido del proceso y define la orientación de recursos de *pulling*, grúa, entre otros, para el ajuste de producción y mantenimiento del balance por malla-bloque y activo.
- Cuellos de botella del sistema de inyección y captación. El desconocimiento del estado general del campo implica improvisar en la asignación de recursos en función de las pérdidas que podrían ser atacadas con un plan de mantenimiento acorde.

Introducción al proceso de trabajo

El trabajo por desarrollar pretende identificar los lineamientos para la detección de oportunidades de redireccionamiento de agua en proyectos de recuperación secundaria en función del grado de inundación de los reservorios, permitiendo mejorar el sostenimiento de presión de los niveles principales y optimizar la curva base.

Las capacidades actuales de inyección y captación resultan un condicionante importante a la hora de redireccionar el agua, motivo por el cual se debe realizar un esfuerzo adicional para definir qué zonas agregan mayor valor y cuáles no para cerrar inyección, liberar capacidad y materializar nuevas oportunidades.

El desconocimiento del potencial de los campos hace imposible establecer prioridades en la asignación de recursos, por lo tanto, el primer paso es establecer un ranking de reservorios por yacimiento, evaluar el mecanismo de drenaje de cada reservorio, al menos de forma cualitativa a partir de discriminación de ensayos primarios, y definir qué valor agrega el agua inyectada en cada reservorio.

Para poder establecer una evaluación integral es necesario analizar cada proyecto, inyector y mandril sin perder de vista los principales reservorios de cada área. El siguiente esquema representa el flujo de trabajo general a partir del cual se define el plan de redireccionamiento integral del agua de inyección.

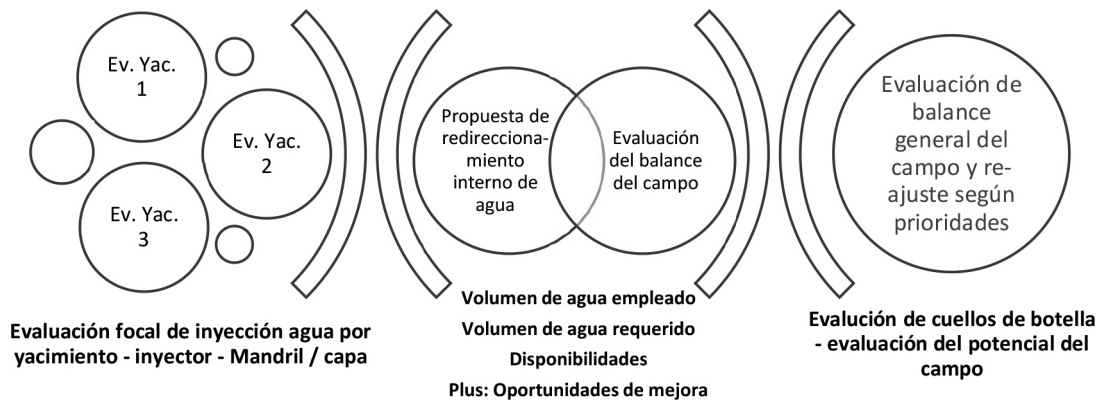


Figura 4. Flujo de trabajo para definir plan de redireccionamiento integral de la inyección.

En campos con tantos años de historia es común encontrar gran cantidad de información que, interpretada, conforman los modelos de subsuelo con los que trabajamos diariamente. Sin embargo, la extensión areal de los campos implica subdividir los equipos de trabajo para cubrir las necesidades de cada zona, generando en muchas ocasiones información no homologada.

La mayoría de los campos cuentan con modelos 2D que agrupan atributos de pozos, intervenciones, producciones, perfiles, propiedades de capa, factores de asignación de producción e inyección que facilitan realizar cálculos analíticos para evaluar el proceso de inyección y el petróleo remanente, las posibilidades de redireccionamiento de agua y sus posibles efectos.

Teniendo en mente que el desarrollo del área por recuperación secundaria se concentra en niveles productivos de Bajo Barreal Inferior similares entre una zona y otra, es posible construir un modelo integral que agrupe los reservorios caracterizados en cada modelo para evaluar la evolución de la recuperación secundaria desde un nivel macro a uno micro.

Para poder realizar esta tarea se siguió el siguiente proceso de trabajo:



Figura 5. Pasos generales de evaluación de modelos dentro de una misma área

Para desarrollar un proceso como el descrito es clave el rol del líder en el seguimiento de las tareas de homologación, a fin de poder integrar la información y poder gerenciar los campos asignando recursos acordes a la mejor estrategia de desarrollo. La Figura 6 resume la estructura de análisis considerada para la integración de los modelos del activo.

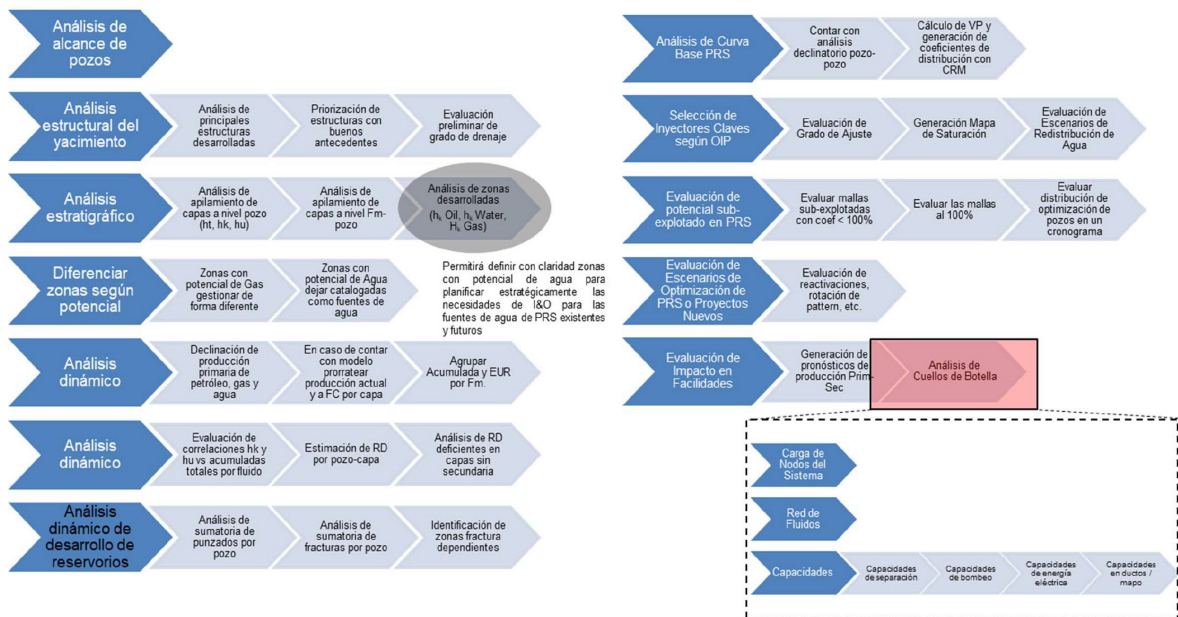


Figura 6. Procesos de trabajo para evidenciar oportunidades (primaria, secundaria, terciaria, optimización de productores y optimización de instalaciones).

El proceso de construcción de un modelo integral de yacimientos surge de la validación de modelos, homologación de información e integración en un único modelo que facilita el análisis general de oportunidades.

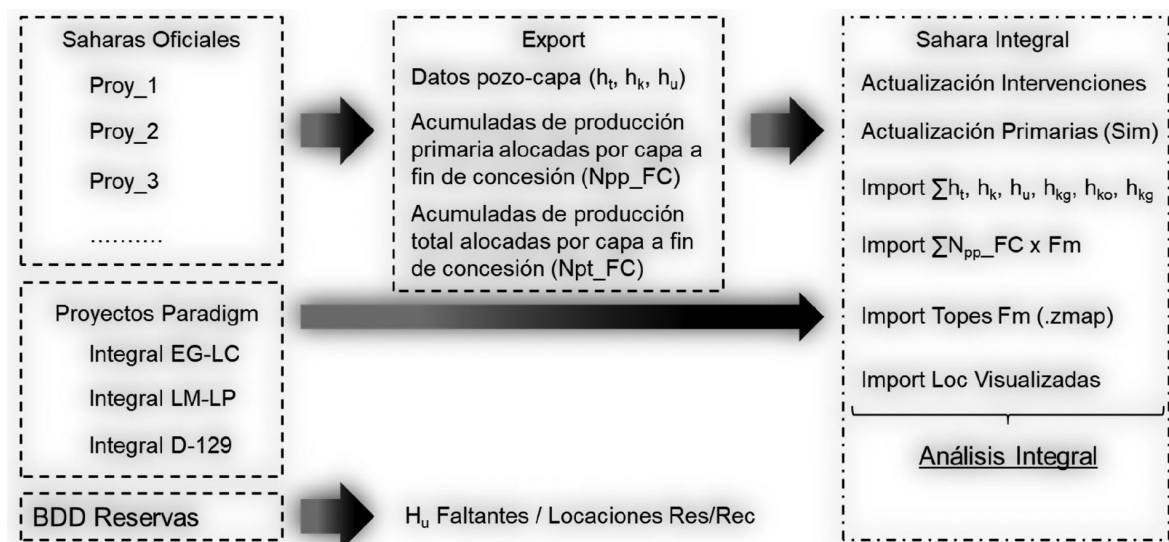


Figura 7. Estructura de datos para la generación de un modelo regional a nivel yacimiento (Paradigm software de interpretación sísmica).

Como se puede observar (Fig. 7), todo surge a partir de los modelos que lleva cada equipo de trabajo en donde se debe encontrar la información homologada para evitar inconsistencias o problemas de interpretación entre los distintos grupos de trabajo. A partir de cada proyecto es posible capturar las correlaciones con su identificación de niveles productivos por formación, los mapas de tope e isopaquicos, la evaluación de distribución de fluidos, intervenciones, producciones acumuladas de primaria (Npp) y totales (Npt) a fin de concesión, como así también escenarios NFA (no further action) evaluados en cada proyecto que servirán de comparación con los resultados de la simulación analítica del modelo integral.

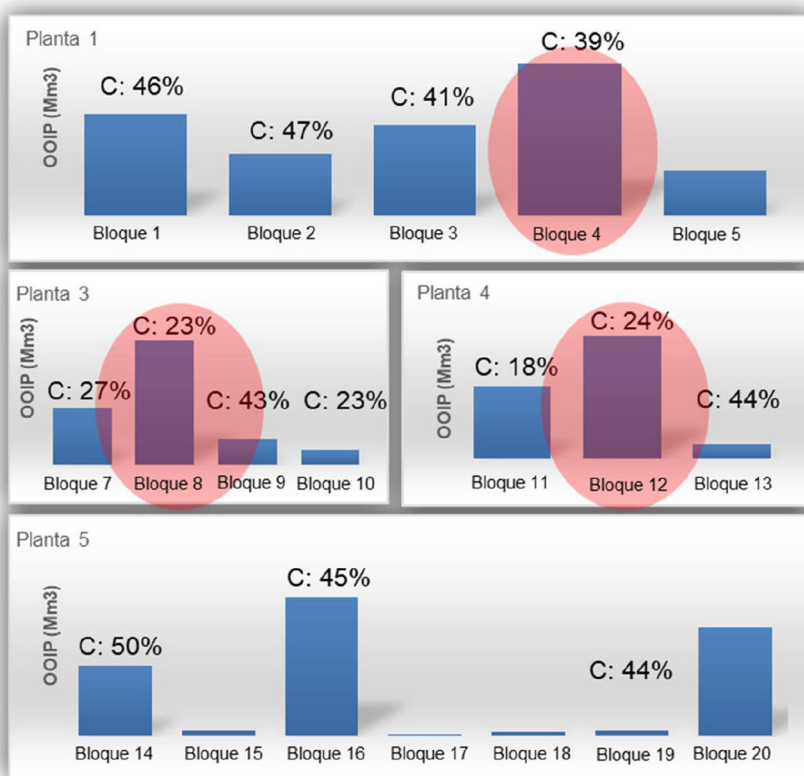
Como en todas las áreas de reserva, hay bloques que están en producción que no cuentan con un modelo actualizado y una forma de resolver el faltante de información es hacer uso de los valores de espesor útil declarados en reservas para cada pozo. Por último, y no de menor importancia, los mapas estructurales a cada formación resultan claves para entender cuan desarrollada está la columna productiva en cada zona y detectar estructuras favorables no desarrolladas.

ANÁLISIS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN LOS PERALES

El activo Los Perales actualmente produce el 72% del petróleo por recuperación secundaria luego de 27 años de inyección, motivo por el cual el entendimiento del proceso de recuperación secundaria resulta fundamental para poder optimizar la producción y el lifting del activo.

La evaluación del conformance¹ general del activo ronda el 35% y, siendo el 50% el objetivo planteado a nivel compañía, es evidente que difícilmente estemos logrando el sostenimiento de presión requerido para obtener un valor aceptable de declino de producción por recuperación secundaria.

Figura 8. Conformance (C) de bloques del área LM-LP distribuidos por Planta.



¹ Conformance de inyección: Diferencia en valor absoluto respecto de la unidad del caudal plan vs el caudal alocado dividido por el caudal planeado.

Realizando una apertura a nivel bloque es posible notar que aquellos con mayor OOIP tienen valores de conformance más bajos, lo cual implica que existe inyección distribuida en reservorios con bajo OOIP a lo largo de la columna en otras zonas que pueden ser redistribuidas para focalizar el agua en los reservorios de mayor interés.

A nivel general, el análisis se estructurará en función de las restricciones generales de infraestructura que se detallan a continuación como puntos principales para tener en cuenta:

- Falta de electrificación zona norte de Los Perales (Bloques afectados del 1 al 5)
- Problemas de integridad en ductos troncales desde la PIA 1 a bloques 1 al 5
- Problemas de capacidad de energía zona correspondiente a los Bloques 7 al 10.
- Problemas de capacidad de separación en baterías.
- Problemas de tratamiento de agua en la Planta 5 (Skimmer y Unidad de Flotación fuera de servicio), manifold de inyección de planta no individualizado condicionado a integridad de ductos (no es posible individualizar presiones).
- Capacidad de tratamiento Skimmer Planta 3 al límite.
- Falta de capacidad en energía para abastecer una bomba adicional en la Planta 1.

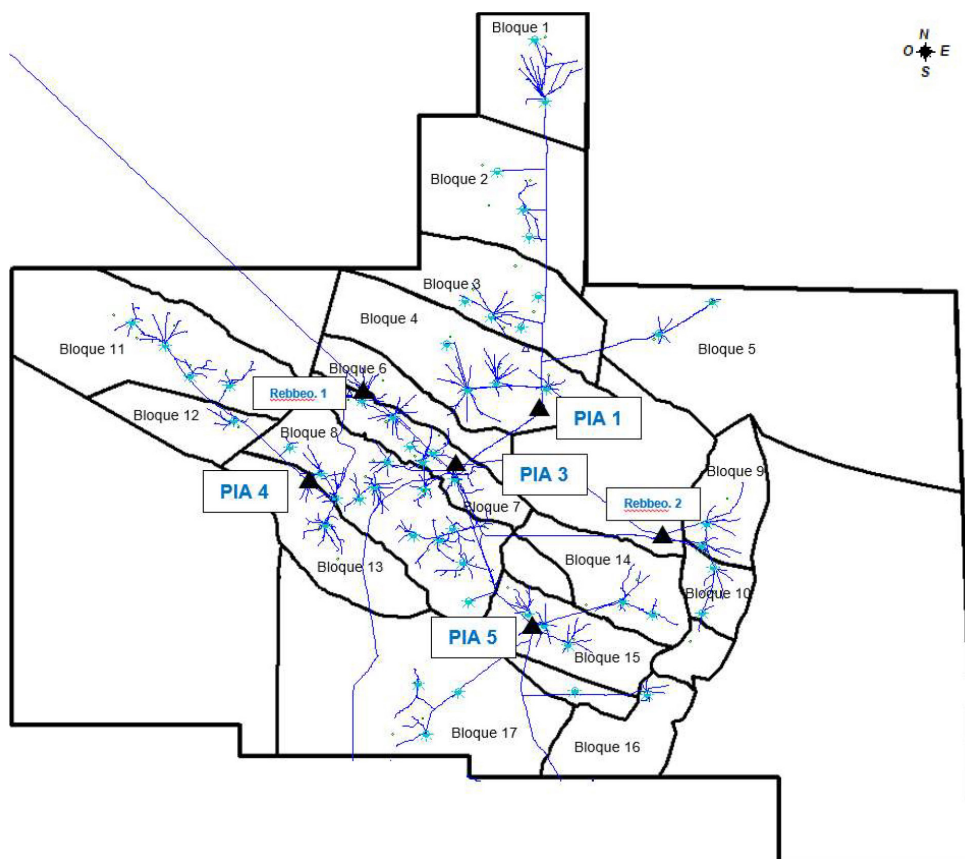


Figura 9. Distribución de plantas y sistema de distribución de inyección Activo Los Perales

ENTENDIMIENTO GENERAL DEL PROCESO

El activo Los Perales cuenta con 4 plantas de corte intermedio y 4 plantas de inyección de agua (PIA) que proveen de agua a los distintos proyectos de recuperación secundaria implementados. En los últimos años se interconectaron las plantas para flexibilizar el proceso y poder disponer el volumen tratado sin inyectar de cada planta en un tanque de distribución que permite redireccionar el agua hacia la planta que lo requiera.

Sin embargo, los equipos de cada planta cuentan con una capacidad dada como así también el anillo de transferencia entre plantas, motivo por el cual es fundamental conocer las restricciones para poder definir qué volúmenes pueden ajustarse.

A continuación, en la Fig. 10 se esboza un diagrama de flujo simplificado en donde se visualiza el aporte al tanque de distribución y los volúmenes redireccionados a cada bloque. En la tabla 2 se detallan los resultados del primer ejercicio de distribución por bloque y planta.

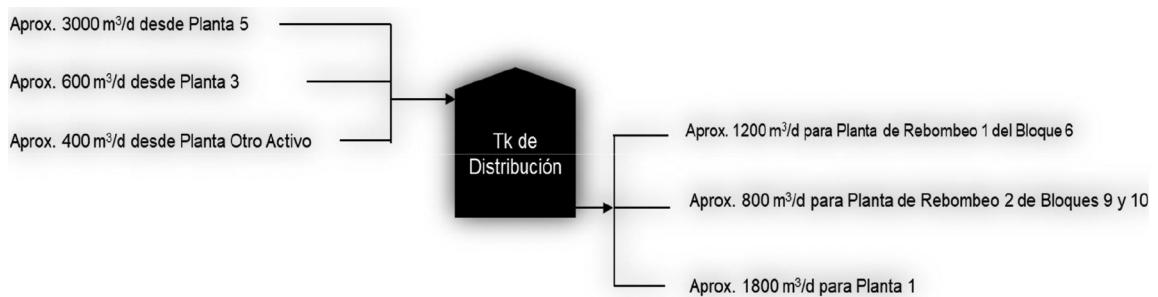


Figura 10. Anillo de conexión de Plantas en Los Perales.

EJEMPLO DE EVALUACIÓN PRÁCTICA

En función de los modelos 2D disponibles para cada bloque y las planillas de seguimiento de estudios (PSS: *Proyect Summary Sheet*) que permiten plasmar el Pareto del petróleo original in situ (*Original Oil in Place*) de los reservorios de cada zona, se analiza la distribución de inyección en las distintas capas de cada inyector respecto de antecedentes históricos de inyección para establecer una propuesta de redireccionamiento.

Para el análisis se tuvieron en cuenta los siguientes puntos:

- Extensión areal de los reservorios con inyección que permita entender el volumen de hidrocarburo asociado a la inyección de agua → Recurso utilizado: Mapa de espesor permeable con superposición de mapa estructural, resultados de ensayos y pronósticos, contactos de fluidos, burbujas de inyección actual y volúmenes porales inyectados/saturación de petróleo actual de cada elemento de la malla.
- Discretización de reservorios de mayor y menor interés → Recurso utilizado: Hoja de Proyectos (*Project Summary Sheet*)

- Antecedentes de inyección → Recurso utilizado: Perfiles de tránsito de fluido históricos relevados, ponderando los periodos de inyección recientes y el historial de cambios de presión por movimiento de válvula.
- Integridad de pozo → Recurso utilizado: Última intervención registrada. A medida que se evaluaba cada pozo se consultaba la última intervención en base de datos para verificar posibles problemas.

Se describe a continuación, un ejemplo de aplicación de los puntos de análisis descriptos anteriormente para el Bloque 1 de Los Perales.

En función del análisis de Pareto de OOIP (Fig. 11) del proyecto se selecciona el primer reservorio y se verifica el estado de inundación actual configurando el mapa de espesor permeable en superposición con el estructural, mallado, volúmenes porales inyectados de cada malla y burbujas de inyección actual (no acumulada) para definir donde existen valores bajos o nulos de inyección para indagar al respecto.

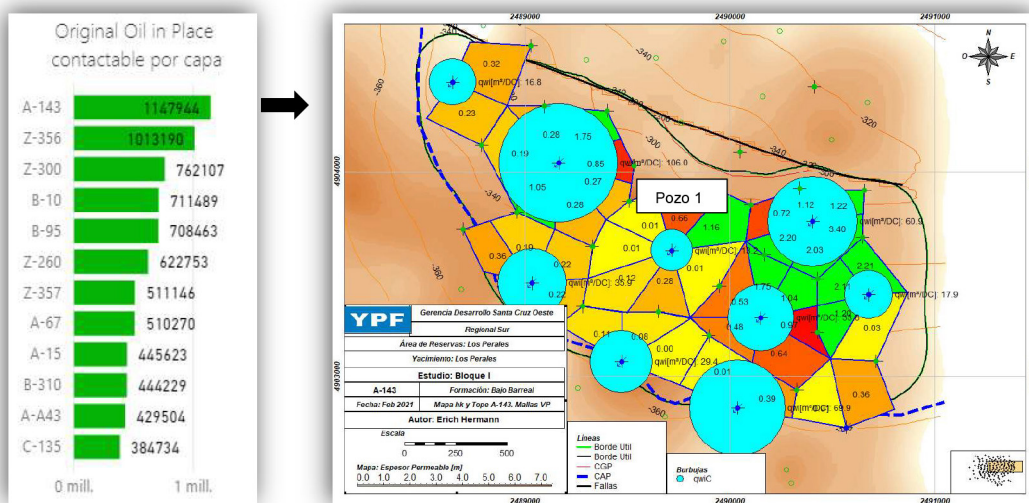


Figura 11. Pareto de OOIP principales reservorios del Bloque I del área LM-LP y mapa hk/tope de principal reservorio (A-143) con su respectiva inyección y volúmenes porales barridos a nivel por elemento.

Verificado el estado de inundación del principal reservorio del bloque (A-143), se avanza por los puntos de baja inyección con la evaluación de la distribución de inyección en el resto de los reservorios observando pozo a pozo. Esto permite detectar inyectoras como el "Pozo 1" con baja inyección en un reservorio principal (A-143) e inyección en niveles de bajo a nulo interés como el caso del reservorio Y-405 con $30 \text{ m}^3/\text{d}$ (Tabla 1). Por lo tanto, en función de la distribución de inyección de cada pozo, se prevén cierres en niveles de bajo interés y aperturas o regulaciones en alza en niveles de mayor interés, definiendo de este modo la variación de inyección que sufriría cada inyector que, sumada, daría el balance del bloque.

Pozo	Estado	Fecha Instalación	Tope	Base	N° MND	Capa	Regulación actual m³/d	Inyección actual m³/d	Inyección propuesta m³/d	Variaciones de Inyección m³/d	Recurso
Pozo 1	PIA	8/12/2015	640.54	644.29	MND_7	Y405	30	30	0	-30	SL
Pozo 1	PIA	8/12/2015	674.74	678.49	MND_6	Z305	30	0	0	0	SL
Pozo 1	PIA	8/12/2015	698.98	702.73	MND_5	Z356	30	0	0	0	SL
Pozo 1	PIA	8/12/2015	723.54	727.29	MND_4	A67	30	12	20	8	SL
Pozo 1	PIA	8/12/2015	747.66	751.41	MND_3	A143	50	14	50	36	SL
Pozo 1	PIA	8/12/2015	781.55	785.3	MND_2	A-A43	30	29	60	31	SL
Pozo 1	PIA	8/12/2015	806.12	809.87	MND_1	A-A62	30	1	0	-1	SL

Tabla 1. Distribución de inyección Inyector Pozo 1 (Capas de interés en verde y capas de bajo interés en rojo).

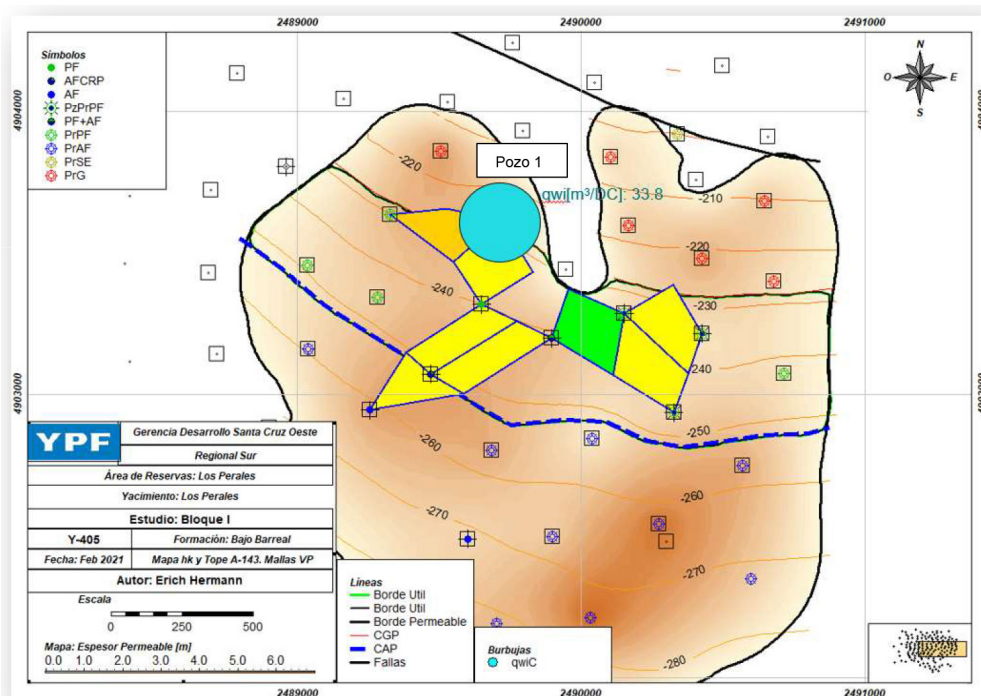


Figura 12. Mapa de hk/Tope del reservorio secundario Y-405 del bloque I con su respectiva inyección.

Revisando la totalidad de los inyectores del Bloque I, las capas y regulaciones de cada mandril se propone disminuir 838 m³/d la inyección en capas de bajo interés para ser redireccionadas a reservorios principales que requieren por plan 1.257 m³/d, por lo que se evidencia la necesidad de capturar 419 m³/d adicionales de otro bloque.

Propuesta de regulación interna:

$$\begin{array}{r}
 \uparrow 1257 \text{ m}^3/\text{d} \\
 \downarrow 838 \text{ m}^3/\text{d} \\
 \hline
 + 419 \text{ m}^3/\text{d}
 \end{array}$$

Teniendo en cuenta el mismo análisis proyecto a proyecto se puede evaluar el movimiento de agua interno dentro de cada bloque y entre bloques, permitiendo de este modo ajustar el agua disponible a los requerimientos de inyección propios de cada campo.

RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN INTEGRAL ZONA LM-LP

En función del análisis realizado para todo el yacimiento Los Perales se logró construir una tabla de redistribución de inyección interna a nivel bloque y planta.

Planta	Sub_Bloque	Σ Aumentos de Caudal	Σ Disminuciones de Caudal	Neto
PIA 1	Bloque 1	1257	-838	419
PIA 1	Bloque 2	651	-403.5	247.5
PIA 1	Bloque 3	1109	-2245.6	-1136.6
PIA 1	Bloque 4	3398.104	-2762.658	635.446
PIA 1	Bloque 5	0	-112	-112
Rebbero. 1	Bloque 6	214.9	-497.04	-282.14
PIA 3	Bloque 7	1556.5	-671.8	884.7
PIA 3	Bloque 8	2944.3	-3218.56	-274.26
Rebbero. 2	Bloque 9	1044.04	-336.54	707.5
Rebbero. 2	Bloque 10	0	0	0
PIA 4	Bloque 11	818.9	-934.3	-115.4
PIA 4	Bloque 12	29.1	-429	-399.9
PIA 4	Bloque 13	781.87	-578.58	203.29
PIA 5	Bloque 14	0	-237.45	-237.45
PIA 5	Bloque 15	0	-297.06	-297.06
PIA 5	Bloque 16	0	0	0
PIA 5	Bloque 17	1479.51	-503.75	975.76
TOTALES		15284.224	-14065.838	1218.386

Tabla 2. Distribución de inyección por Bloque - Planta.

Para poder lograr esta redistribución se deben realizar varias acciones que pueden encuadrarse del siguiente modo:

Acción	N° Pozos
Cierres	83
Coiled Tubing	4
Work Over Injector	32
Perforación Inyectores Reemplazo	2
Pulling	2
Restricción Satélite desde	4
Regulaciones con Slickline o Wireline	201 (7 WL)

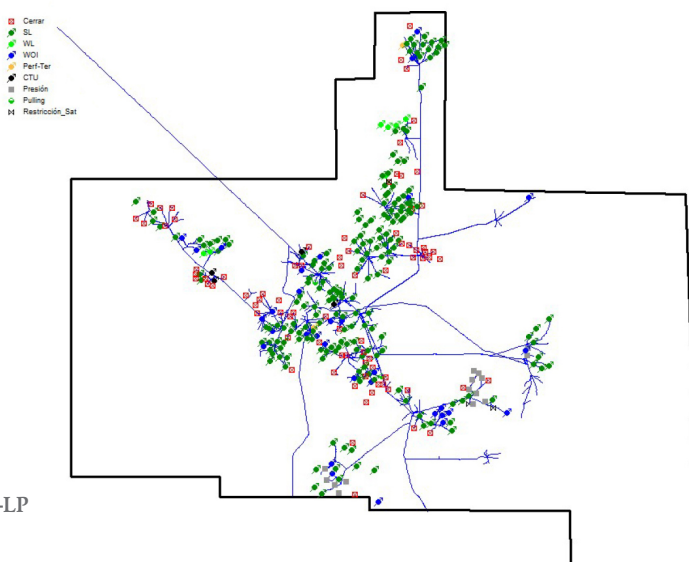


Figura 13. Distribución de actividad LM-LP para redireccionamiento de agua.

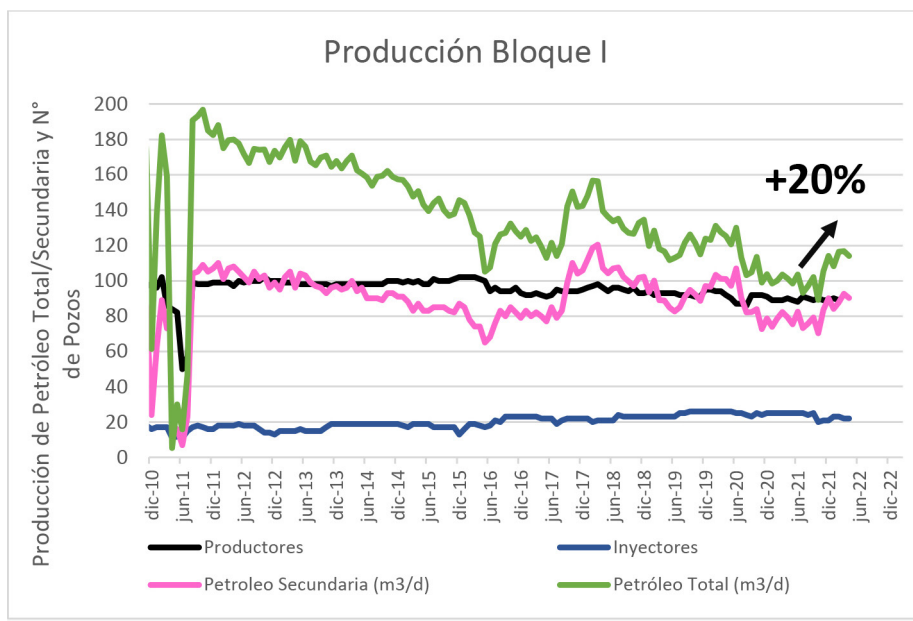
Es importante aclarar que el análisis detallado previamente constituye una visualización preliminar de las oportunidades de reparación en pozos, resta evaluar si el volumen de reservas comprometido y su distribución en el tiempo son rentables bajo las pautas económicas actuales. Sin embargo, algunas otras acciones como cierres, *pulling*, restricción desde satélite y SL/WL pueden ser ejecutadas.

Otro punto importante para destacar de la tabla de redistribución es que la suma de inyección total no es cero, por lo que debe tomarse una de las siguientes decisiones: (1) reajustar los volúmenes de inyección en algunos pozos de las zonas con mayor desbalance entre lo propuesto y la inyección actual o (2) capturar el agua requerida de optimizaciones de fondo pendientes y así alcanzar el balance.

Si se tiene en cuenta que el desbalance alcanzado con el ejercicio de redistribución alcanza el 3% respecto de inyección actual, podríamos asumir que ese volumen podría ser capturado por optimizaciones visualizadas en el dossier de ingeniería de producción sin inconvenientes.

RESULTADOS DE PRODUCCIÓN

A continuación, se observan los resultados de producción obtenidos para los bloques 1 y 2 ejemplificados a lo largo del trabajo en los que se ha comenzado a evidenciar cambios en su comportamiento de producción.



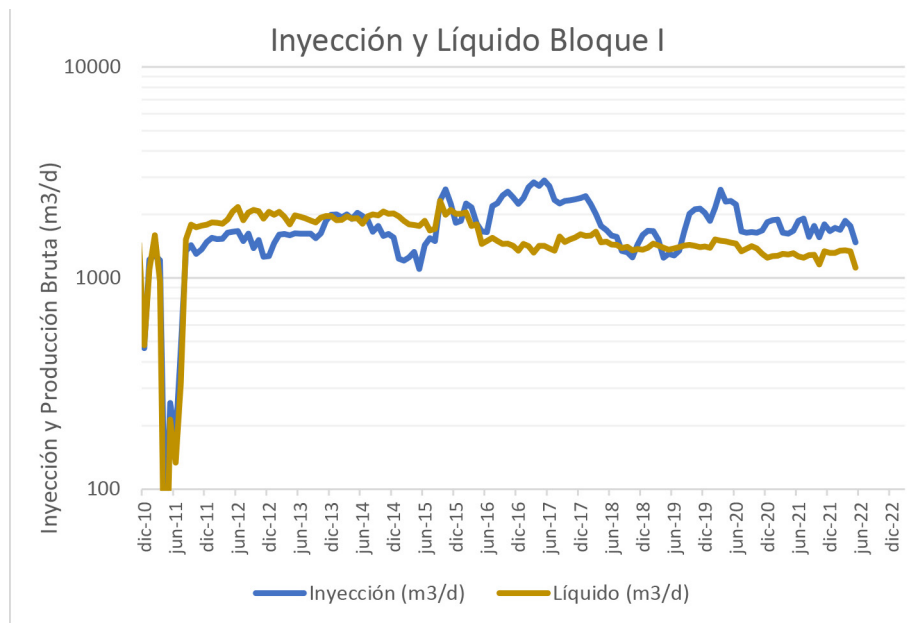


Figura 14. Curva de producción con resultados de distribución de agua Bloque I LM-LP.

CONCLUSIONES

La revisión conjunta del estado de inyección de todos los proyectos permite verificar oportunidades de redistribución de agua a lo largo de todo el activo y lograr sinergia entre los requerimientos de un bloque y otro, optimizando la producción y el costo del manejo del agua. Por lo tanto, se detallan las siguientes conclusiones generales:

- Evaluar los bloques de forma conjunta permite evidenciar movimientos no solo internos sino entre bloques.
- Conocer aquellas zonas donde el agua inyectada agrega mayor valor resulta fundamental para racionalizar y priorizar proyectos en función del agua disponible y cuellos de botella existentes.
- El monitoreo de las acciones ejecutadas es clave para mantener el plan de redistribución de inyección

Como conclusiones particulares del análisis realizado para el activo Los Perales se detallan las siguientes:

- Se logró detectar una gran cantidad de capas con valores bajos de inyección que no agregan valor, cuya sumatoria podría generar valor en capas de mayor interés. Se detectaron 521 mandriles con admisiones menores a $10 \text{ m}^3/\text{d}$ en niveles de bajo interés, lo cual implica un uso ineficiente de $2.288 \text{ m}^3/\text{d}$ de inyección.
- Se observaron 20 inyectoros con 29 mandriles que inyectan $600 \text{ m}^3/\text{d}$ en zonas de gas o próximas a casquetes.

- Existen 82 pozos inyectoros activos con 4.786 m³/d de inyección con posibilidad de cierre debido a procesos de barrido ineficientes o baja saturación de petróleo.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a YPF SA por permitir la publicación del trabajo, al equipo de gerenciamiento de reservorios de estudios y operativo que hicieron posible la planificación y la ejecución del proyecto.

