

IDENTIFICACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE “SWEET SPOTS” REMANENTES EN UN YACIMIENTO DE BAJA PERMEABILIDAD Y ALTA SATURACIÓN DE AGUA EN LA CUENCA NEUQUINA

Mirta C. de Galacho¹, Sebastián D. Grasso¹, Andrés E. Legarreta¹

1: MG&A Oil & Gas.

mirta.galacho@mgoilandgas.com.ar, sebastian.grasso@mgoilandgas.com.ar, andres.legarreta@mgoilandgas.com.ar

Palabras clave: Reservorios, Baja Permeabilidad y Alta Saturación Inicial de Agua, Modelado de Alta Resolución, Modelado de Fracturas Hidráulicas, Desarrollo con Pozos Horizontales

ABSTRACT

Identification and exploitation of remaining sweet spots in a low permeability and high water saturation field in Neuquén Basin

The objective of this work was to outline the reservoir static and dynamic model of a low permeability and high water saturation field to define the current field development and exploitation, analyzing also secondary recovery by injection of water. The field, productive from Sierras Blancas formation, in the Neuquén Basin, is operated by Petrolera Entre Lomas S.A. (PELSA).

It was a challenge to describe a static model that particularly represents the permeability heterogeneity generated by the dunes of Sierras Blancas formation. Due to the low permeability, few hard core data were available, and a deconvolution procedure of Stoneley permeability logs should be used jointly with the field primary dynamic data in a high resolution numerical simulation. The model facies were defined with SP and ILD logs and the porosity with density and NMR logs.

Neural networks and cores/plugs data were also used.

The grid model was built by 20x20x1m cells. The distribution of the properties was made by geostatistical procedures co-simulated with density and SP seismic cubes.

The tNavigator software was used to get the dynamic model of two hydraulic units and nine rock regions with different SCAL properties. The last ones were obtained by hundreds of simulation runs using the split and merge simulator tool. The well hydraulic fractures were explicitly simulated.

Three development and exploitation scenarios were simulated of primary and waterflooding recovery, including horizontal wells.

Finally, we could identify the sweet spots of this low permeability and high water saturation field, defining also the best way to produce it.

INTRODUCCIÓN

El trabajo aquí presentado se realizó sobre un yacimiento petrolífero de baja permeabilidad y alta saturación inicial de agua (75% promedio en reservorio) en la formación Sierras Blancas, zonas SB1 y SB2 del área Entre Lomas, operado por PELSA.

De acuerdo con la clasificación del US Department of Energy, el reservorio, por su permeabilidad, puede ser considerado entre *tight*, baja y moderada permeabilidad (ver Figuras 1 y 2). Los valores que muestra el histograma de la Figura 1, corresponden a la distribución conjunta de ambas zonas, y cada una por separado. La zona SB1 tiene en general valores inferiores de permeabilidad respecto de SB2, con distribuciones semejantes.

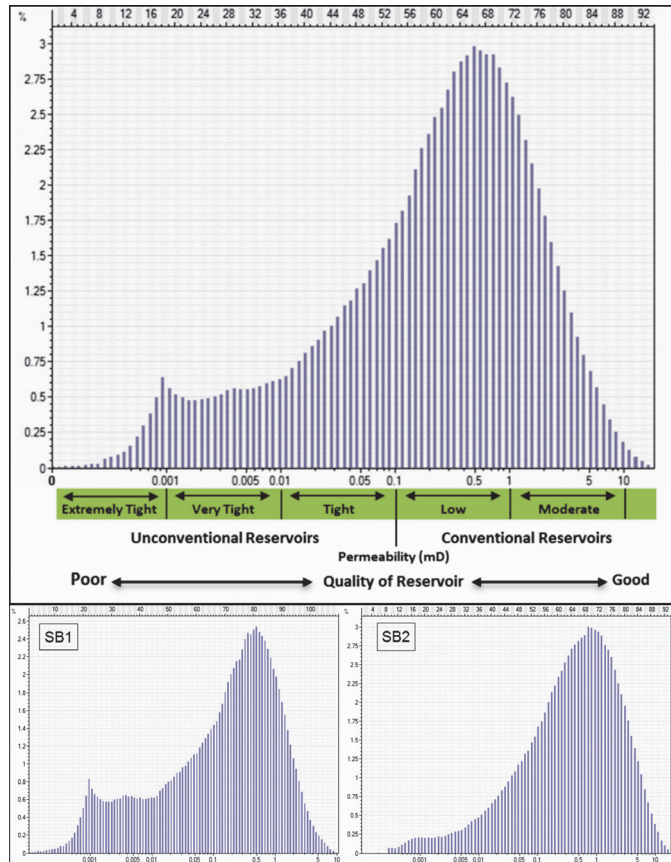


Figura 1. Distribución de permeabilidad del poblado de la grilla y clasificación de los reservorios según el US Department of Energy.

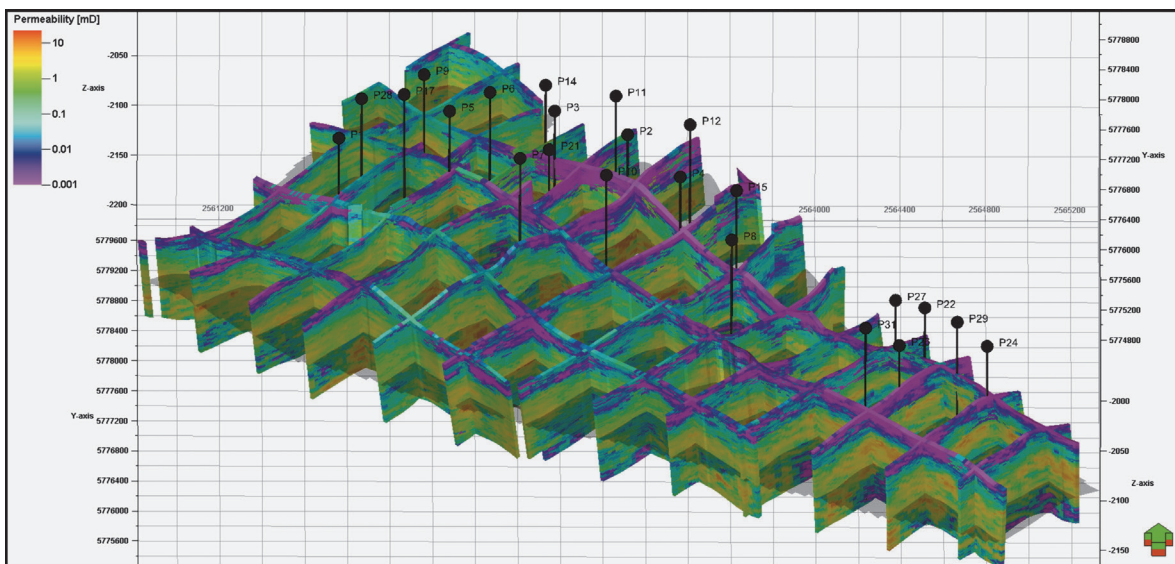


Figura 2. Modelo de permeabilidad (k en mD) con superficie de división entre SB1 y SB2.

En la Tabla 1 se muestran las características generales del reservorio y del crudo del yacimiento (según los ensayos PVT realizados).

Numero de pozos productores	23
Rango de porosidad	0.07 - 0.201
Espesor de reservorio	80 m
Profundidad del reservorio	2650 mbbp
Fracturas naturales	No detectadas
Principal mecanismo de drenaje	Expansión por gas disuelto
Presión estática original	253.3 Barsa
Presión estática actual promedio zona productiva	226 Barsa
Temperatura de fondo (Tf)	95.6°C
Presión de burbuja (Pb)	253.4 Barsa
Factor de volumen (Bo) @ Pb y Tf	1.5242
Densidad @ Pb y Tf	0.6766 g/cm ³
Viscosidad @ Pb y Tf	0.897 cP
Gravedad API @ cond. STD	35
Petróleo Saturado	

Tabla 1. Principales características del reservorio y su petróleo en valores promedio.

El yacimiento estuvo en producción primaria desde el 01/06/1996, alcanzando al 31/12/2013 una producción de 43 m³/d de petróleo con el 85% de agua.

En las condiciones de reservorio hasta ahora descriptas, se definió un modelo estático-dinámico del yacimiento que permitió:

- Identificar los *sweet spots* de petróleo remanentes en el yacimiento.
- Sustener un desarrollo primario de los mismos con pozos verticales y horizontales, de acuerdo con condiciones técnicas y económicas
- Analizar la factibilidad de escenarios de recuperación secundaria por inyección de agua.
- Recomendar los procedimientos más adecuados para el desarrollo y explotación del yacimiento.

La generación del modelo de entrada al simulador comprendió:

- Realizaciones sedimentológicas;
- Generación de la grilla del modelo estático;
- Modelo de facies;
- Modelo de porosidades efectivas;
- Modelo de permeabilidades absolutas;
- Determinación de las propiedades petrofísicas especiales (SCAL)
- Validación de las propiedades PVT de los fluidos.

Los escenarios de desarrollo y explotación analizados con el simulador comprendieron producción primaria y también secundaria, con pronósticos hasta enero del 2026.

METODOLOGÍA

Análisis Sedimentológico

La estratigrafía del yacimiento comprende unidades jurásicas. La roca generadora es la formación Vaca Muerta y la roca reservorio la formación Sierras Blancas.

La formación Sierras Blancas corresponde a la parte inferior del ciclo sedimentario jurásico-cretácico.

Suprayace, en discordancia, a la formación Auquilco. Está constituida por areniscas lítico-feldespáticas de origen eólico, de grano fino a medio, con regular a buena selección y de moderado a buen redondeamiento.

Esas areniscas tuvieron una compleja historia diagenética. Los procesos de compactación y cementación autigénica ocluyeron gran parte de la porosidad primaria. Los intervalos de mejor calidad de reservorio poseen porosidad secundaria, probablemente causada por procesos de disolución.

En general las dunas presentan una cara de barlovento suave con pendientes máximas de 10 a 20° y caras de sotavento mucho más inclinadas, cuya pendiente refleja el ángulo de reposo de la arena suelta (30-34°) (Arche 2010).

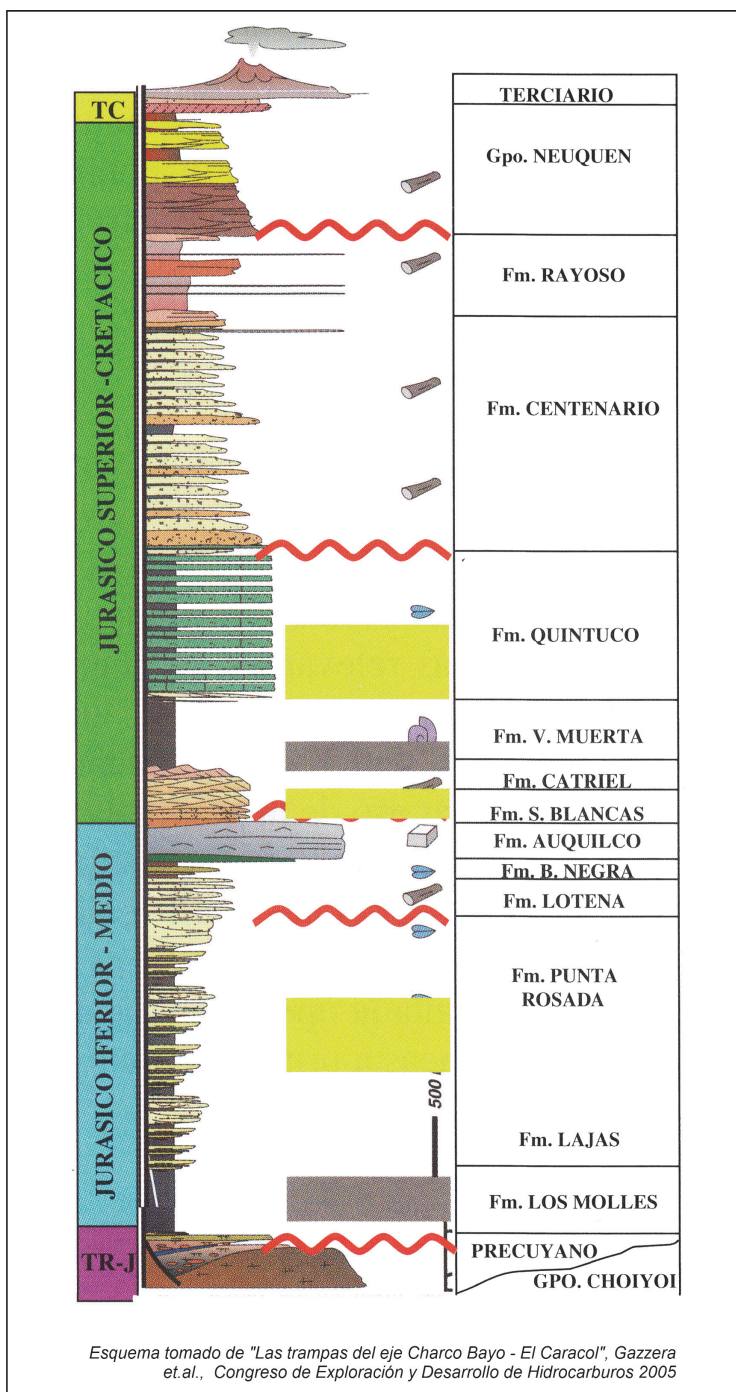


Figura 3. Columna estratigráfica representativa del área de estudio.

En la Figura 3 se muestra el modelo estratigráfico esquemático de la formación Sierras Blancas, correspondiente a un ambiente de deposición de dunas. A continuación, en la Figura 4, se muestra una foto del afloramiento que valida cualitativamente el esquema anterior.



Figura 4. Foto de afloramiento de la formación Sierras Blancas. Escala aproximada 1:3000.

Modelo de Entrada al Simulador

Se generó un modelo estático de alta resolución, con celdas de 20x20x1m, orientadas en sentido NO-SE, por ser la dirección de mayor continuidad de las propiedades de la roca, producto de la dirección predominante del viento, SO-NE, cuando se depositaron las dunas.

Con esa orientación de las celdas se pudieron utilizar en el modelo dinámico transmisibilidades mayores en la dirección perpendicular a la paleodirección del viento, respondiendo a mediciones realizadas sobre coronas del área (ver Figura 5).

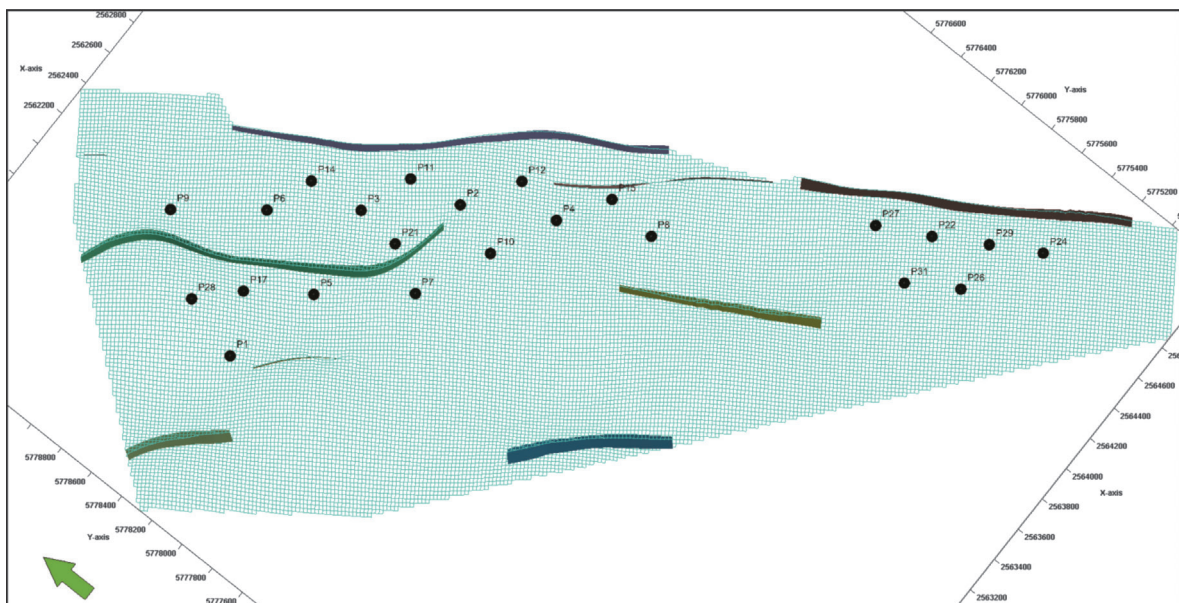


Figura 5. Vista en planta de la grilla del modelo. Distribución de pozos, fallas y orientación de las celdas.

El modelo de facies se construyó con una variable discreta, reservorio–no reservorio, utilizando un *cut-off* interpretado sobre los perfiles SP normalizados e ILD.

$$\text{“Facies Reservorio = SPN} < 0.55 \text{ and ILD} > 1.25 \text{”}$$

Luego se correlacionaron los datos de dicha variable escalada a la grilla con el cubo sísmico SP como atributo secundario (obtenido a través del *software* “Emerge” entre perfiles SP normalizados y atributos sísmicos), de manera de precisar con mayor información la probabilidad de reservorio. Finalmente el poblado se realizó utilizando el método de simulación secuencial indicadora.

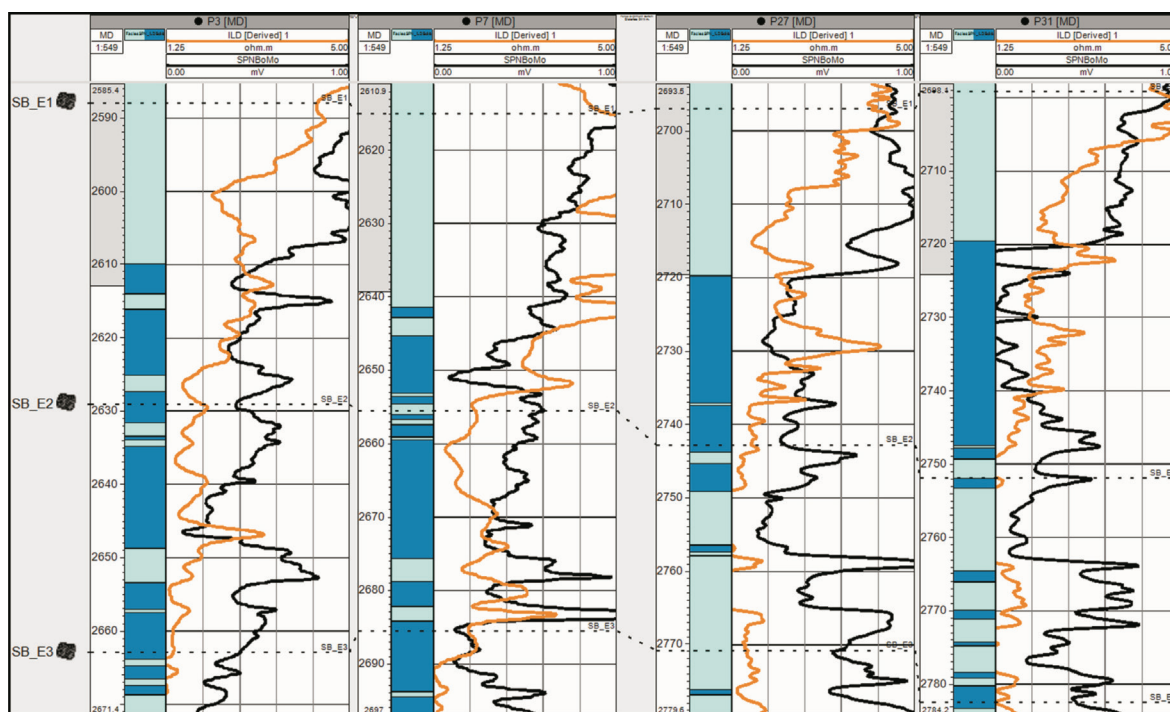


Figura 6. Definición de facies. Perfiles ILD (naranja) y SP normalizado (negro) de algunos pozos del yacimiento.

Para estimar la porosidad se utilizaron redes neuronales artificiales (RNA), entrenando RHOB con la porosidad efectiva de RMN y validándola luego con otros perfiles de PORO RMN y coronas. Se distribuyeron esos valores en la grilla con simulación secuencial gaussiana con co-Kriging con el cubo de densidad sísmica.

La información básica requerida para la definición de la permeabilidad fueron los perfiles de permeabilidad Stoneley (sónicos dipolares registrados en modo Stoneley). En los pozos que no disponían ese perfil se lo estimó mediante el uso de RNA entrenadas con perfiles sónico/Stoneley. En general los perfiles Stoneley muestran valores de permeabilidad relativamente altos y de baja variabilidad. Considerando las características de esta variable en reservorios como el aquí modelado, se tuvo como objetivo lograr el ajuste de la permeabilidad, partiendo de la caracterización

estática e incluyendo activamente el proceso de ajuste histórico del comportamiento dinámico del yacimiento.

Inicialmente se buscó incorporar a este análisis los resultados de mediciones sobre corona de pozo. No se utilizaron estas mediciones pues presentaron las siguientes limitaciones: correspondían a un pozo de un yacimiento vecino de características similares y no al aquí estudiado, y presentaban errores relativos muy grandes por tratarse de mediciones sobre valores muy bajos de permeabilidad.

Ante esta situación se utilizó un proceso de deconvolución de los perfiles Stoneley, en base a dos parámetros, uno para ajustar la variabilidad, y otro para ajustar el valor medio de la permeabilidad. Los valores más probables de ambos parámetros se alcanzaron de manera iterada verificando el ajuste de las presiones dinámicas simuladas con las medidas en cada pozo.

La población de la permeabilidad se realizó por simulación secuencial gaussiana con co-Kriging con el cubo sísmico de SP como atributo secundario. Como se expresó previamente, se volcaron en el modelo las anisotropías de permeabilidad medidas en algunas coronas.

Los poblados de grilla con facies, porosidad y permeabilidad se obtuvieron como promedio de 30 realizaciones, teniendo en cuenta el teorema central del límite (Kelkar M. *et al.* 2002). Ver en la Figura 7 la grilla de permeabilidad resultante.

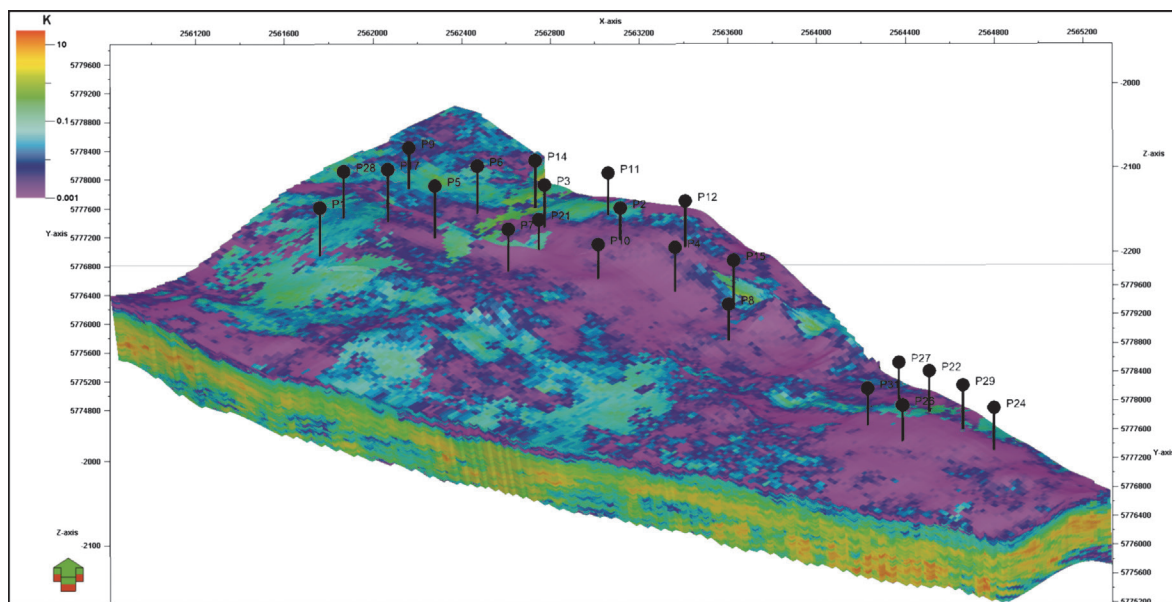


Figura 7. Modelo de permeabilidad.

Las funciones SCALS, permeabilidades relativas agua-petróleo, gas-petróleo y presiones capilares (ver Figura 8) para las distintas regiones de roca, más adelante analizadas, se representaron con funciones de Corey, que permitieron realizar ajustes, con el comportamiento dinámico del yacimiento de los puntos extremos y de las concavidades de cada curva independientemente. Las

funciones de Corey tienen cuatro puntos extremos de saturación, cuatro permeabilidades relativas, tres factores denominados exponentes Corey que gradúan la concavidad de cada curva y una presión capilar (agua-petróleo o gas-petróleo).

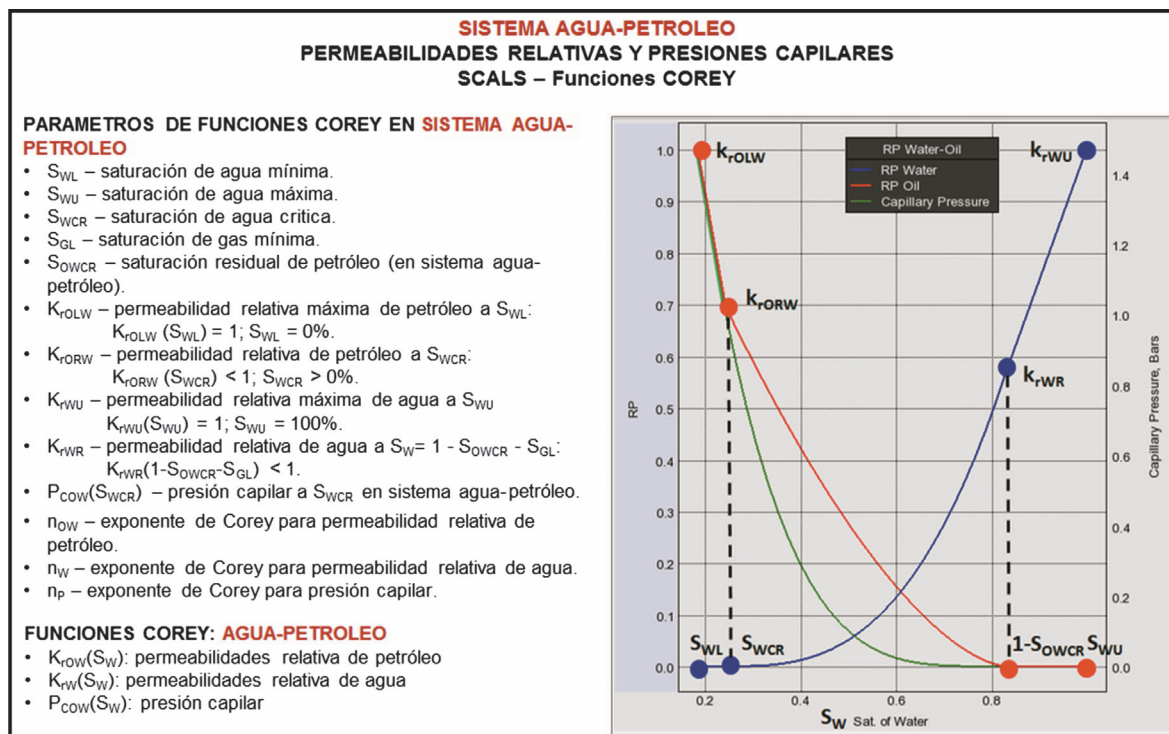


Figura 8. Definición de las Funciones Corey (Mehdi Honorpour *et al.* 1986).

Durante los procesos de ajuste histórico del modelo por región de roca, los puntos extremos de saturación utilizados se consideraron iguales para todas las regiones, coincidiendo con los valores medidos en laboratorio.

Así los grados de libertad durante el proceso de ajuste radicarón en la determinación de los cuatro puntos de permeabilidad y de los tres exponentes Corey.

A continuación se detallan los valores de los puntos extremos (saturaciones) del sistema agua petróleo utilizado:

- $S_{WL} = 0\%$ (saturación de agua mínima)
- $S_{WU} = 100\%$ (saturación de agua máxima)
- $S_{WCR} = 37\%$ (saturación de agua crítica)
- $S_{OWCR} = 10\%$ (saturación residual de petróleo)

S_{WCR} y S_{OWCR} son los valores medidos en laboratorio sobre *plugs*.

Así, por medio del simulador dinámico utilizado (tNavigator), realizando cientos de corridas por Región de Roca, se obtuvieron las curvas óptimas de las funciones SCALS que permitieron

ajustar la producción de los pozos del área.

Se utilizaron en el simulador los datos PVT medidos en laboratorio, validándolos con varias de las correlaciones disponibles en la literatura.

Modelo Dinámico. Regiones de simulación

Se identificaron 2 unidades hidráulicas independientes (UHI), ver Figura 9, al SO y NE, de la falla central del yacimiento, que presenta un importante rechazo. Esa falla provoca la desvinculación, de la UHI al NE con la UHI al SO, con sus respectivos OWC. Considerando las funciones SCALS previamente definidas se reconocieron las regiones de roca dentro de las UHI (ver Figura 9).

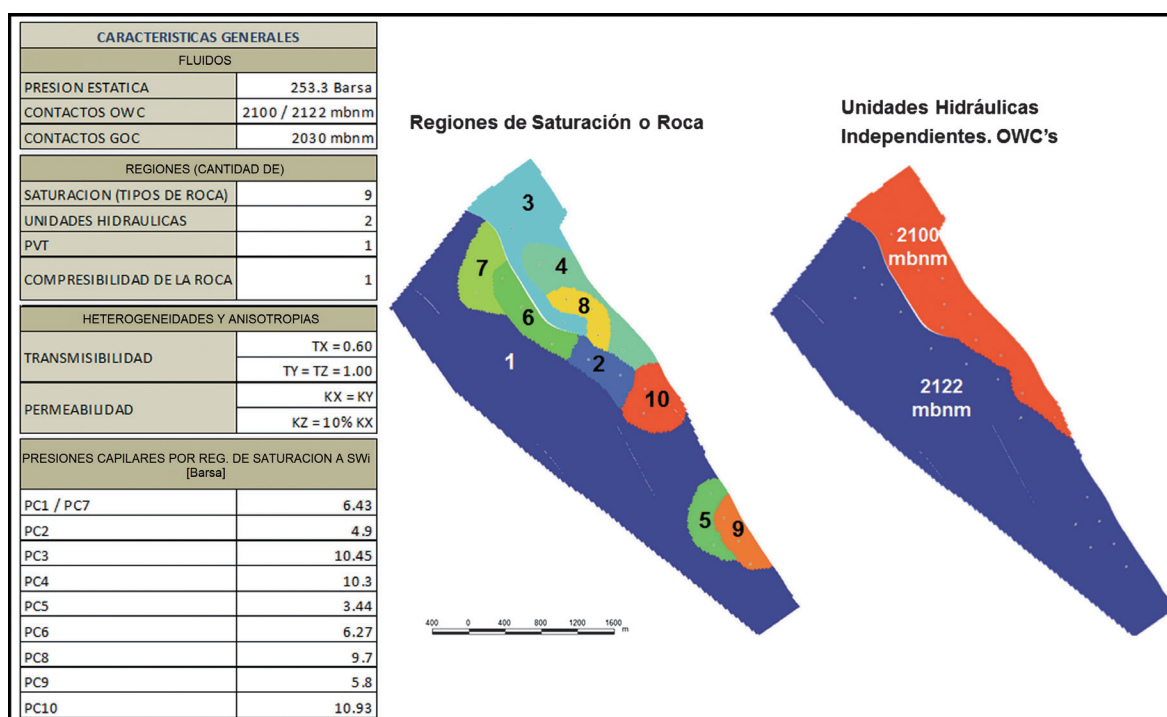


Figura 9. Unidades Hidráulicas y Regiones de Roca.

Modelo Dinámico. Fractura Hidráulica de los Pozos. Simulación Explícita

Para facilitar el flujo de fluidos, la mayoría de los pozos tienen más de una fractura hidráulica, realizadas habitualmente al terminar el pozo. Esas fracturas sufren un efecto de daño con el correr del tiempo, por cierre de las mismas.

Como es bien sabido, las fracturas hidráulicas establecen conexiones entre el pozo y las celdas que intercepta, de acuerdo con su geometría.

Con tNavigator se simuló el reservorio conjuntamente con las fracturas hidráulicas de manera explícita, considerando su geometría y sus características generales, como se detalla a continuación:

- El movimiento de fluidos (desde la formación hacia el pozo, a través de la fractura) queda determinado por la geometría de la fractura, y las propiedades estáticas y dinámicas del agente de sostén:
 - o Permeabilidad vs. presión de confinamiento (Perm NOBP)
 - o Permeabilidad en función de tiempo / caudal (Flow function)
 - o Productividad adimensional (Factor M). Este factor es proporcional a la Perm Fractura/Perm Formación (Sada D. Joshi, Ph.D. 1991)
- El simulador utilizado admite:
 - o Fracturas sobre pozos horizontales, verticales y desviados
 - o Múltiples fracturas por pozo con sus respectivas geometrías y agentes de sostén.
 - o Utilizar el modelo geométrico explícito de la fractura: dimensiones, ángulos azimutal y cenital; o utilizar datos geomecánicos: volúmenes, propiedades de la roca y ángulos preferenciales de stress (ver Figura 10).

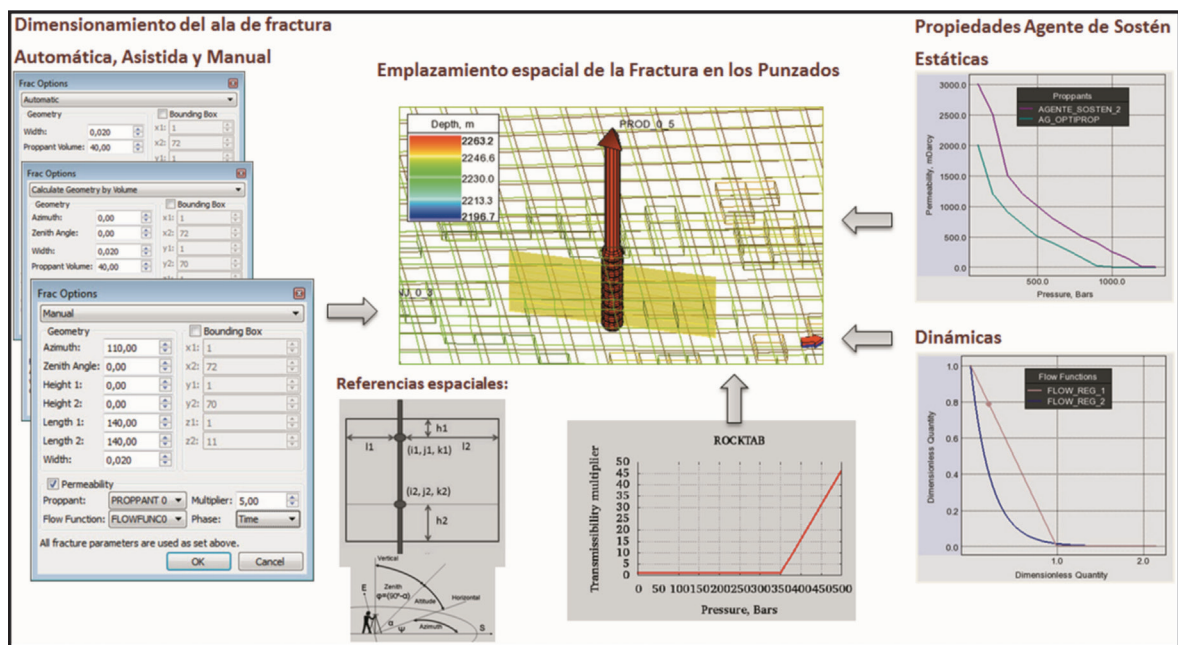


Figura 10. Características Generales de las Fracturas.

Cabe resaltar que para alcanzar una buena concordancia con las presiones históricas de los pozos es de gran importancia ajustar de manera combinada las características de los reservorios y de los fluidos, conjuntamente con la representación explícita de las fracturas hidráulicas arriba referida.

La orientación de las fracturas correspondió a análisis de esfuerzos geomecánicos de la zona previamente realizados, además del estudio de sensibilidad llevado a cabo en el proceso de simulación dinámica.

Modelo dinámico. Ajustes históricos

A continuación se pueden ver (Figura 11) los ajustes de producciones y presiones dinámicas de dos pozos representativos del yacimiento. Cabe destacar que para estos dos pozos los regímenes de flujo transitorio, dominados por las fracturas hidráulicas, son de muy corta duración, por la relativamente mayor permeabilidad del reservorio en la ubicación de los pozos, logrando rápidamente el ajuste del simulador, que es en flujo pseudo-estacionario.

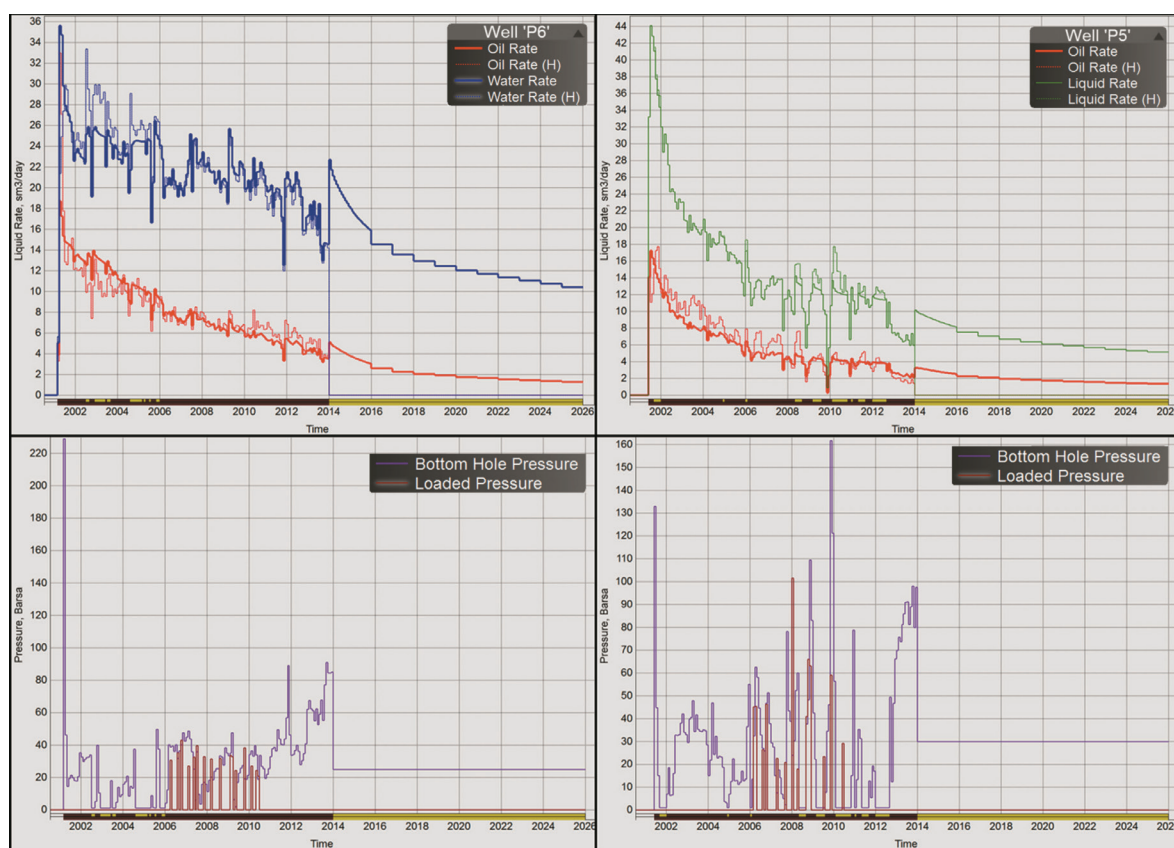


Figura 11. Ajustes históricos de dos pozos del yacimiento.

En otros pozos, como el P1 de la Figura 12, el régimen transitorio de la fractura hidráulica, es más prolongado por la mucho menor permeabilidad del reservorio en su ubicación. En esta situación, la simulación, que es en flujo pseudo-estacionario, no puede simular el comportamiento histórico.

ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN

Caso Base. Continuidad de Operaciones

En las condiciones de simulación arriba descriptas se logró el ajuste histórico del modelo y el pronóstico del caso base, como continuidad de operaciones, hasta enero 2026 (ver Figura 12).

Sobre este proceso valen las siguientes consideraciones:

- Los ajustes históricos se realizaron por pozo, en la Figura 12 se muestra la suma de los mismos a nivel yacimiento.
- En la Figura 12, se destaca la etapa inicial del yacimiento en la que sólo producía el pozo P1 en régimen transitorio, por lo que los ajustes logrados son menores.
- Cabe aclarar que sólo 3 pozos del yacimiento, correspondientes a zonas de muy bajas permeabilidades, muy altas heterogeneidades y muy altas saturaciones iniciales de agua, mostraron menor ajuste histórico.
- El resto de los pozos lograron muy buenos ajustes de las historias de producciones y presiones.

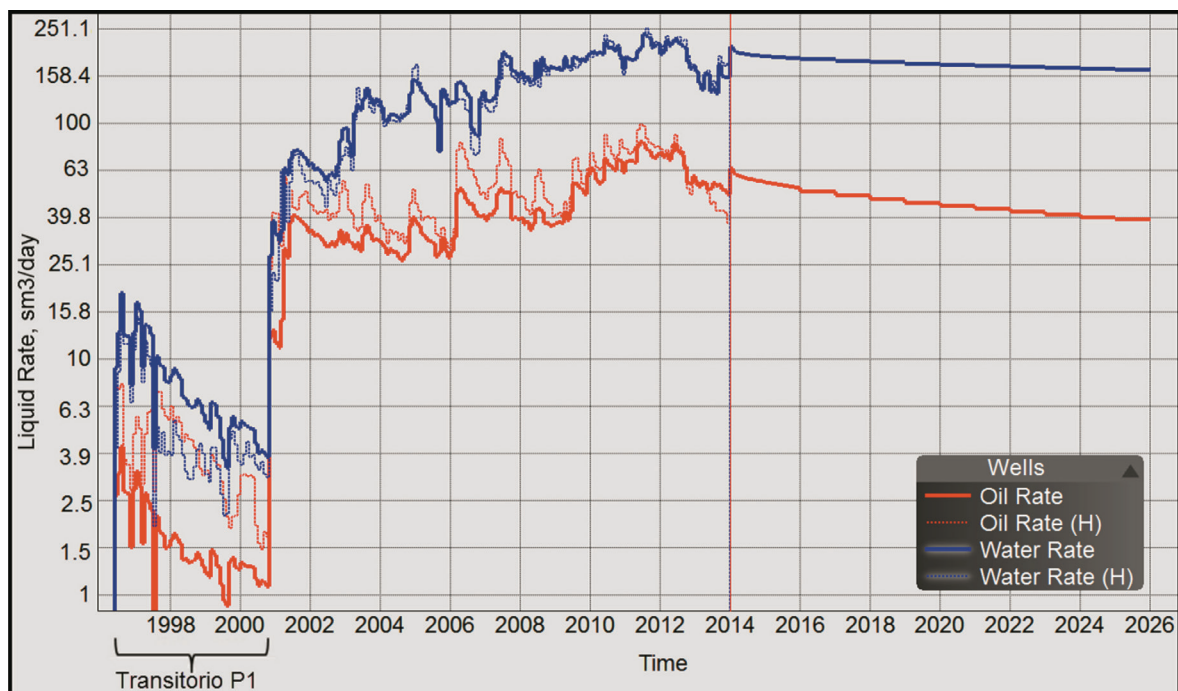


Figura 12. Resultados a Nivel Yacimiento. Ajuste Histórico y Escenario de Explotación Caso Base.

Definición de los Escenarios de Desarrollo Primario.

Se evaluaron escenarios de desarrollo con pronósticos a enero 2026, incluyendo los pozos actuales.

El pronóstico de los pozos existentes se realizó con control de presión dinámica promedio de su evolución histórica y para los pozos nuevos, de acuerdo con las condiciones de operación del área, se adoptó una presión dinámica de 20 Barsa para los pozos verticales y 30 Barsa para los pozos horizontales.

El criterio de locación y punzado de los pozos nuevos fue definido teniendo en cuenta las zonas con mayores valores de petróleo móvil in situ remanente (MOIP) a enero de 2014 y con permeabilidad mayor a 0.5 mD (criterios de selección de los reservorios).

$$\text{MOIP}_{\text{celda}} = \text{VP}_{\text{celda}} * (\text{So}_{\text{celda}} - \text{Sor}_{\text{celda}}) * (1/\text{Bo}), \text{ siendo:}$$

- $\text{VP}_{\text{celda}} \rightarrow$ volumen poral de la celda [m^3].
- $\text{So}_{\text{celda}} \rightarrow$ saturación de petróleo a la fecha de análisis [$^\circ/1$].
- $\text{Sor} \rightarrow$ saturación residual de petróleo [$^\circ/1$].
- $\text{Bo} \rightarrow$ factor de volumen del petróleo [m^3/m^3].

En la Figura 13 se muestra el mapa de MOIP, sumatoria de MOIP/celda en la dirección vertical, obtenido del proceso de simulación del yacimiento, filtrado con la condición utilizada para las celdas con permeabilidad mayor a 0.5 mD y MOIP mayor a 2.5 sm^3 , junto con las líneas de flujo a enero de 2014 (condición actual). Las líneas de flujo muestran el camino más probable de los fluidos producidos.

También en la Figura 13 se agrega un vista 3D de la misma zona del yacimiento con las celdas que cumplen los criterios de selección de los reservorios visualizadas en rojo mientras que con una curva negra se indica el tope de SB2.

Los criterios de selección de los reservorios sobre la variable MOIP identifican las regiones con mayor volumen de petróleo recuperable y de allí su interés para la ubicación de los pozos, con sus punzados y fracturaciones.

Los volúmenes de petróleo móvil en la roca son medidos más directamente y con mayor resolución en las distintas realizaciones de MOIP que en las correspondientes de saturación remanente de petróleo. Esto es particularmente notable para regiones con poco recurso remanente, como es el caso del yacimiento en evaluación.

El pronóstico de los nuevos pozos fue simulado con fractura hidráulica de geometría promedio histórica (Ala $L = 20\text{m}$, altura por sobre el punzado superior $H1 = 15\text{m}$, altura por debajo del punzado inferior $H2 = 8\text{m}$ y espesor $W = 0.003\text{m}$), factor de productividad ($M = 100$) y función

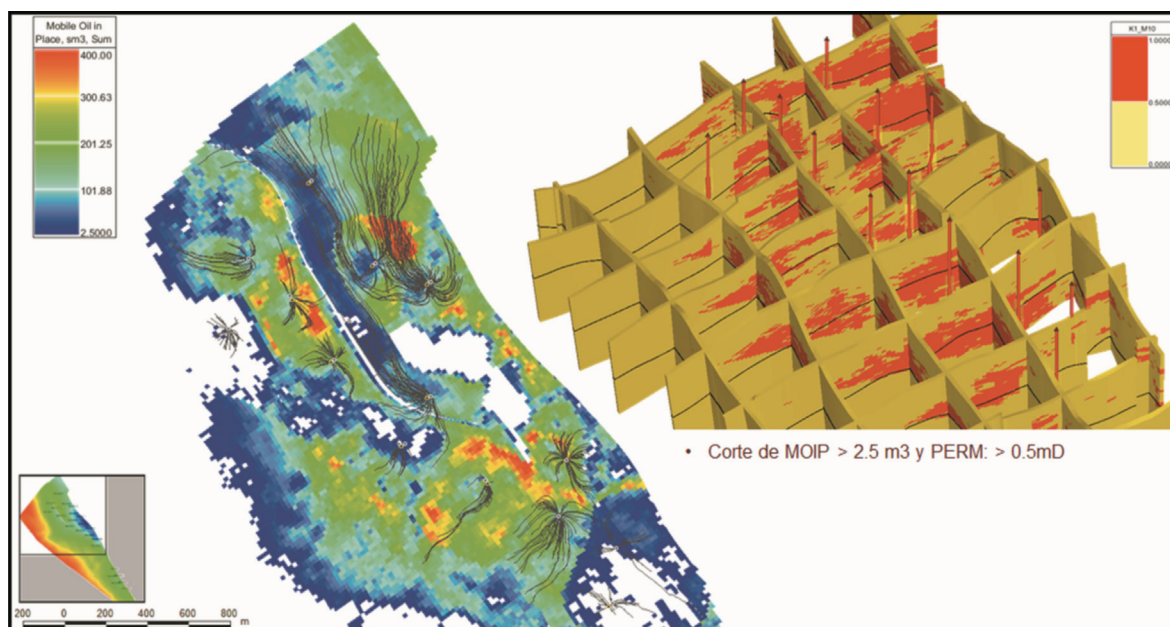


Figura 13. Mapa Suma de MOIP con permeabilidad de celda mayor a 0,5 mD.

de pérdida de eficiencia exponencial a cinco años, con valor de permeabilidad remanente del 10% (*Flow Function*). Todos estos valores surgen del ajuste histórico del comportamiento dinámico de los pozos (producciones y presiones).

Selección de los Escenarios de Desarrollo. Pronósticos de Producción

De manera sumaria se presentan a continuación los escenarios primarios y secundarios analizados. Las recuperaciones adicionales involucran también, los efectos de interferencia productiva de los desarrollos sobre los pozos existentes.

Escenario Productivo		Pozos Nuevos	Conversiones Pozos Productores a Inyectores	Nr Recuperación de Petróleo adicional respecto del Caso Base
# 1	Desarrollo Primaria	4 Hor. + 4 Vert.	0 (cero)	200 %
# 2	Desarrollo Secundaria	4 Hor. + 9 Vert.	11	208 %

Nr al 1/1/2026

En el escenario de desarrollo de recuperación secundaria por barrido con agua se incluyeron 4 pozos horizontales y 9 verticales a perforar, todos productores durante un año y luego se convirtieron 11 pozos a inyectores. El caudal de inyección inicial por pozo y por fractura fue de 30 sm³/día, ajustado progresivamente para obtener el equilibrio dinámico y minimizar el reciclado

de agua (inyectada-producida) (Waterflooding Management; Ganesh C. Thakur *et al.* 1998) y con un límite de Presión de 450 Barsa.

Analizando los resultados respecto del caso base, se estimó un aumento de petróleo recuperable (Nr) de 200% y 208%, para los escenarios de recuperación primaria y secundaria respectivamente.

Las pequeñas diferencias de producción esperadas sostienen la elección del desarrollo primario por las menores inversiones y gastos operativos correspondientes.

Así resultó que el escenario de desarrollo primario, mostrado en la Figura 14, sea técnica y económicamente más conveniente.

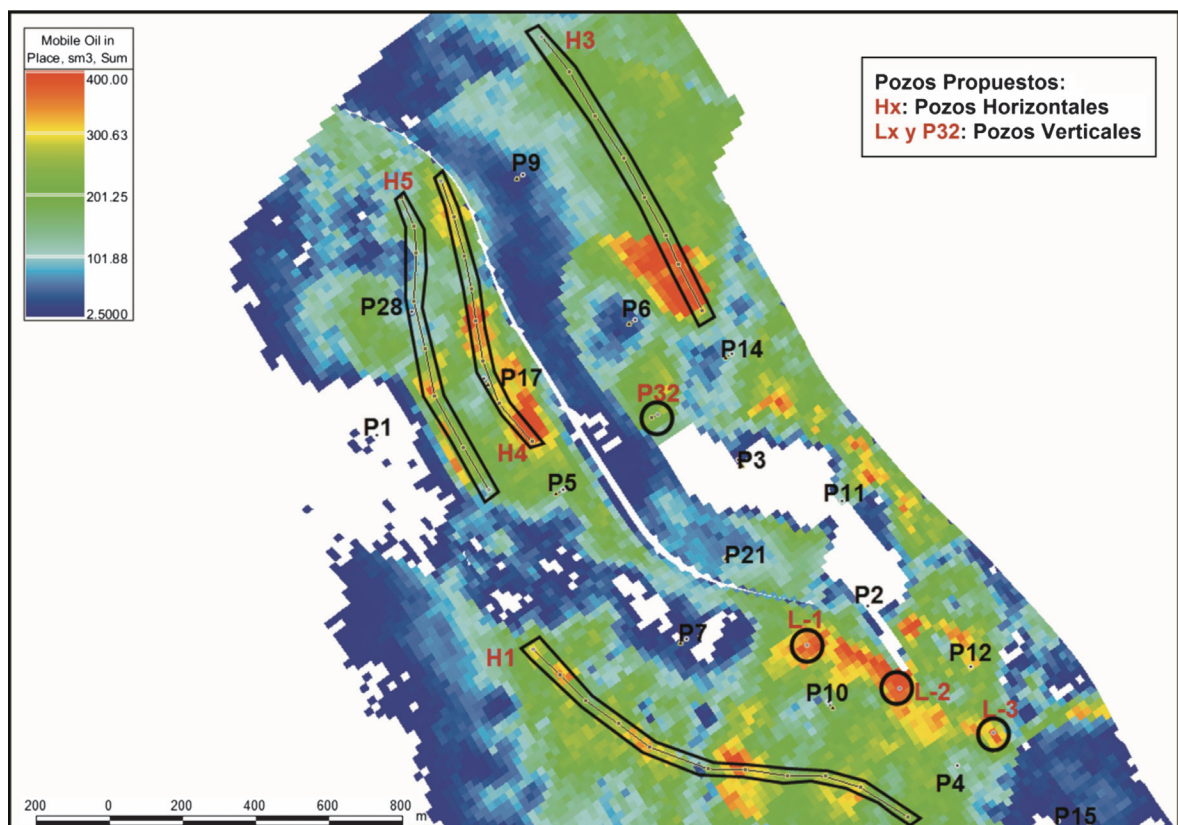


Figura 14. Escenario de Desarrollo de Producción Primaria Seleccionado. Mapa Suma de MOIP con las Condiciones de Reservoirio Seleccionadas.

Cabe observar que los pozos horizontales fueron propuestos en la dirección de las máximas permeabilidades indicadas por el modelo de permeabilidad. A su vez las líneas de flujo son esencialmente paralelas a dichas direcciones. Así resulta que las fracturas hidráulicas son cuasi-perpendiculares al movimiento de fluidos, permitiendo captar la mayoría del flujo producido. Además en la dirección seleccionada para los pozos horizontales se obtienen las mayores distancias de navegación.

Los pozos verticales L-1, L-2 y L-3 fueron elegidos como resultado de la comparación con el desempeño de un pozo horizontal equivalente navegando en SB1. Los pozos verticales lograron mejor recuperación de petróleo porque en esa zona se puede observar alta permeabilidad y MOIP en SB2.

En la Figura 15 se muestra el ajuste histórico de producciones a nivel yacimiento y los pronósticos del caso base (continuidad de operaciones) y el escenario de desarrollo primario seleccionado, con sus producciones esperadas y factores de recuperación al 01/01/2026.

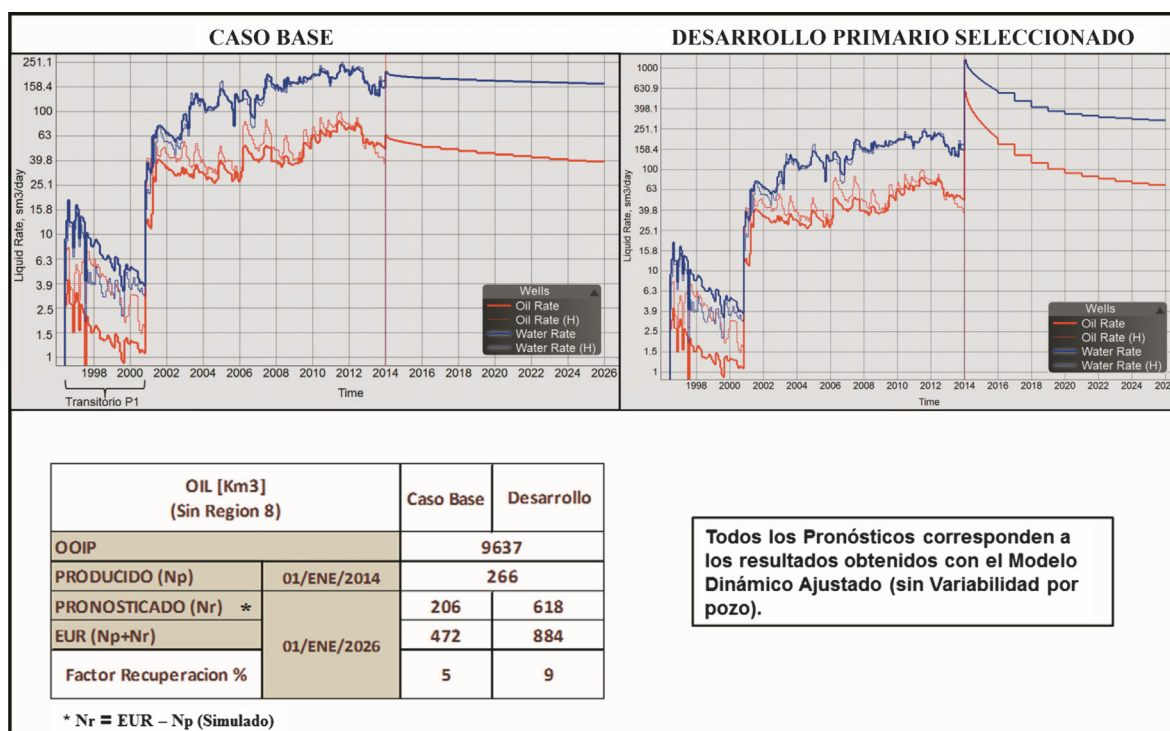


Figura 15. Resultados a nivel yacimiento. Ajuste histórico y escenarios de desarrollo: Caso base y primario seleccionado. Factores de recuperación.

Sensibilidad de los Pronósticos de Producción por Variación de las Funciones SCALS

Se pronosticó también el impacto de la variación de las funciones petrofísicas especiales (SCALS) sobre las recuperaciones esperadas, Nr. Para esto se consideró una posible variación de las SCALS entre la región del pozo y las vecinas. En la Figura 16 se muestra este efecto para alguno de los pozos propuestos. El pozo H1, por ejemplo, presenta mayor incertidumbre en su Nr, en concordancia con el hecho de ser un pozo de avanzada.

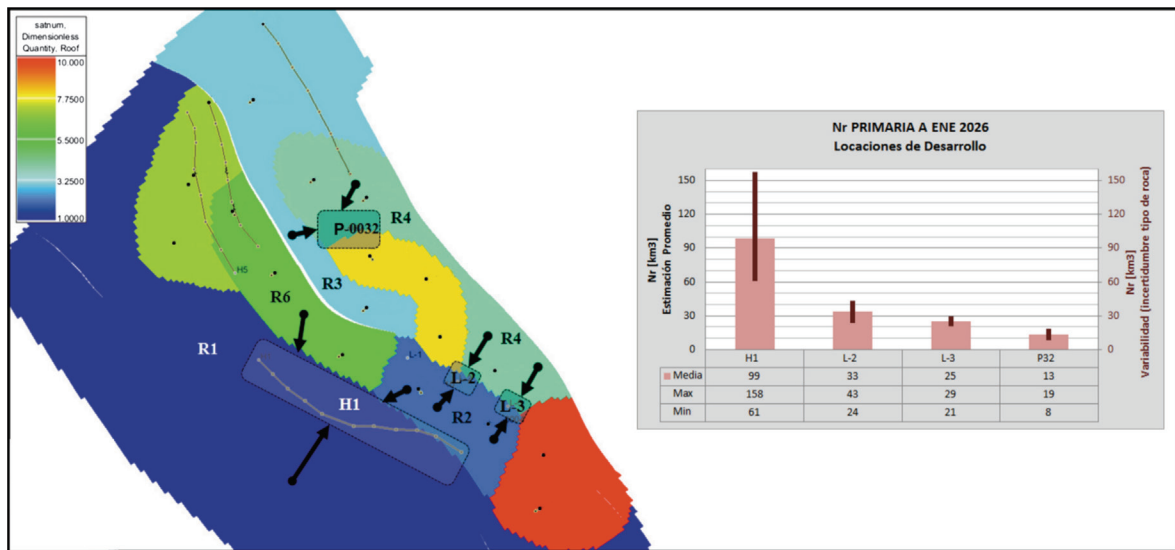


Figura 16. Sensibilidad de los pronósticos de producción por variación de las funciones SCALS.

CONCLUSIONES

- Fue posible simular un reservorio petrolífero “*tight-baja permeabilidad*”, con casi 18 años de producción, alcanzando buenos ajustes históricos.
- Para lograrlo se procedió
 - Definiendo un modelo estático-dinámico de alta resolución
 - Trabajando con una caracterización estática-dinámica detallada del reservorio y particularmente de las permeabilidades absolutas
 - Simulando explícitamente las fracturas hidráulicas de los pozos
- Así se pudieron identificar los *sweet-spots*, constituidos por regiones dispersas de mayor saturación actual de petróleo (mayor MOIP).
- La identificación de los mencionados *sweet-spots* pudo llevarse a cabo en un yacimiento con una alta saturación inicial de agua, cuyo promedio fue del 75%.
- La distribución dispersa de los *sweet-spots* se debe a la alta variabilidad que muestra el yacimiento en sus parámetros petrofísicos básicos y especiales (SCALS).
- La simulación realizada permitió determinar en qué zonas resultaba conveniente perforar pozos verticales y en qué zonas pozos horizontales.
- La distribución dispersa de los *sweet-spots* mostró, en los procesos de recuperación secundaria simulados, una limitada recuperación de petróleo adicional.
- En estas condiciones resultó conveniente el escenario de desarrollo primario seleccionado que logra incorporar una recuperación remanente de petróleo al 1-1-2026, 200% superior a la correspondiente del caso base (continuidad de operaciones).

- Sin embargo podrán a futuro aplicarse mejoras en la recuperación secundaria considerando procesos de barrido que incluyan:
 - o La refracturación de los pozos convertidos a inyectores para aumentar la admisión de agua.
 - o Procesos mejorados que disminuyan la Sor del yacimiento, etc.
- Todos estos procesos requerirán, como es habitual, no sólo el análisis técnico de su aplicabilidad, sino también el económico.
- En junio 2014 fue puesto en producción el Pozo P32, del Escenario de Desarrollo de Producción Primaria Seleccionado en este trabajo. Presentó una permeabilidad promedio acorde con los valores del modelo desarrollado y en el escaso tiempo de producción de 1 mes, mostró un porcentaje de agua en la producción cercano al pronosticado.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la empresa Petrolera Entre Lomas S.A. por autorizar la presentación de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Alfredo Arche: "Sedimentología. Del Proceso Físico a la cuenca sedimentaria", Consejo Superior de Investigaciones Científicas, Madrid (2010).
- Arregui, Gazzera, Seguí, Carbone y Quiroga, "Las trampas del Eje Charco Bayo – El Caracol", Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Ampliando Fronteras, 2005.
- Kelkar, M. y Pérez, G.: "Applied Geostatistics for Reservoir Characterization", Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, U.S.A. (2002).
- Sada D. Joshi, Ph.D.: "Horizontal Well Technology", PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma (1991).
- Calvin C. Mattax and Robert L. Dalton: "Reservoir Simulation", Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, U.S.A. (1990).
- Ganesh C. Thakur y Abdus Satter: "Integrated Waterflood Asset Management", PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma (1998).
- Mehdi Honorpour *et al.*: "Relative Permeability of Petroleum Reservoirs", CRC Press, Inc., Boca Raton, Florida (1986).
- Akhil Datta-Gupta y Michael J. King: "Streamline Simulation: Theory and Practice", Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, U.S.A. (2007).