

MODELO INTEGRAL PARA LOS RESERVORIOS TIGHT DE LA FORMACIÓN POZO D-129 EN EL DESARROLLO CON POZOS HORIZONTALES MULTIFRACTURADOS

Nelson Chirinos Peña¹, Nahuel Ignacio Raineri², Carlos Leopoldo Pérez³, Andrea Ágata Alaimo Flores⁴,
Helena Ciapparelli⁵

1: YYPF S.A, nelson.chirinos@ypf.com

2: YPF S.A, nahuel.raineri@ypf.com

3: YPF S.A, andrea.alaimo@ypf.com

4: YPF S.A, carlos.l.perez@ypf.com

5: YPF S.A, helenaciapparelli@ypf.com

Palabras Clave: Tight oil, pozo horizontal, estimulación hidráulica, modelo estático y simulación dinámica.

ABSTRACT

The Cañadón León block is located on the southern flank of the Gulf of San Jorge basin. This area has more than 2000 wells drilled and only 110 wells reach more than 100 meters within the Pozo D-129 Formation. This unit is the base of the Chubut Group, deposited in a lacustrine environment with a wide areal distribution. Cañadón León - Central is the most productive field with an area P50 of 10.5 km². The smooth structure has a low angle (4-5°) and NE dip, the productive reservoirs are between 2200-2400 md. The reservoirs have a total thickness of 100 meters, the porosity is between 8-22% and the permeabilities between 0.001-1 mD, up to 10 mD, indicating mixed tight and conventional reservoir conditions. Tight reservoir's production depends on hydraulic fracturing. The object of this work is to perform the technical/economic feasibility study of horizontal wells in the productive sands of Pozo D-129 Formation. The study determines through a geological / dynamic model the oil and gas production, considering different scenarios and uncertainties.

Currently, the production of the Pozo D-129 Formation come from vertical wells. To optimize the field development, a static (geological, geophysical and petrophysical) / dynamic model was performed to evaluate the productivity of a multi-fractured horizontal well in the reservoir, the first in the CGSJ. Searching production potential and profitability of the area, this study results in a development plan with a pilot project to drill a horizontal well.

INTRODUCCIÓN

En este informe se presenta el procedimiento y resultados obtenidos del estudio de factibilidad realizado para la perforación el primer pozo horizontal multifracturado (Pozo Piloto) de la cuenca del Golfo de San Jorge en el *Play* Central del yacimiento Cañadón León. La finalidad del trabajo es definir escenarios de producción mediante la generación de un modelo estático/dinámico con

el objetivo de desarrollar el área con pozos horizontales atravesando los reservorios tight de la Formación Pozo D-129 (Fm. P. D-129). Sobre la base de un modelo geocelular, se construyó un modelo sectorial de simulación dinámica de reservorios y posteriormente calibrado utilizando los datos disponibles.

El proyecto se enmarca en el ámbito del yacimiento Cañadón León de la Unidad de Negocios Santa Cruz (Figura 1). El área es operada por YPF con un 100% de participación y su concesión expira en el año 2042.

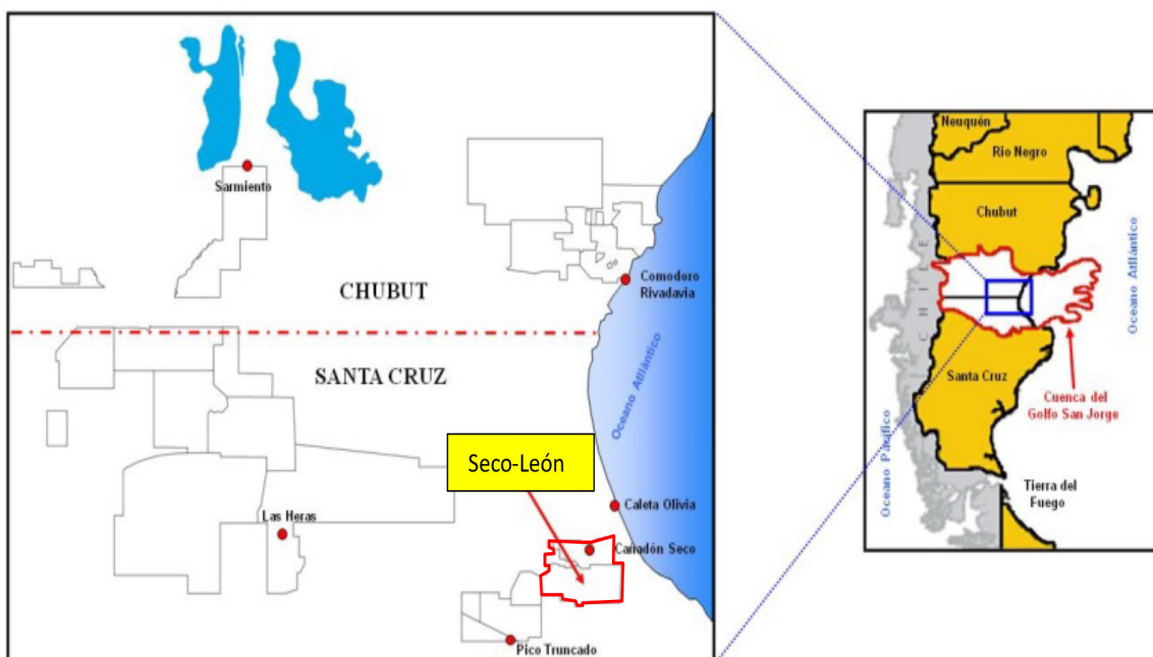


Figura 1. Mapa de ubicación del bloque de concesión Seco-León.

El desarrollo del campo tuvo su pico de actividad entre la década del 50 y 60, con producción de la Fm. Cañadón Seco. A partir de 2008, se comienza el desarrollo de primaria Fm. Mina del Carmen, con las perforaciones de pozos de desarrollo y de avanzadas en los yacimientos Cañadón León y Meseta Espinosa, en dichas perforaciones se tenía como objetivo perforar toda la columna llegando a atravesar una sección superior de la Fm. P. D-129. En esta zona se encontraron niveles de interés por perfil y control geológico que solo eran punzados con resultados sin entrada o aporte de bajo caudal de fluidos. Desde 2014, estos niveles se comenzaron a estimular hidráulicamente de forma regular con buenos resultados en cuanto a producción de petróleo, los cuales afianzaron la idea de reservorios de baja permeabilidad dependientes de las estimulaciones.

Teniendo en cuenta los antecedentes de presencia de arenas mineralizadas en los pozos ya perforados en diferentes posiciones estructurales y distribución de los cuerpos arenosos, así como

a los resultados obtenidos en pozos verticales nuevos y reparaciones realizadas, surgió la necesidad de realizar un modelo estático y dinámico en un sector del área Cañadón León Central como una primera fase (Piloto), para estimar la productividad y rentabilidad de desarrollar el reservorio con las perforaciones de pozos horizontales multifracturados.

CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA DE ESTUDIO Y LOS RESERVORIOS

El yacimiento Cañadón León comprende tres principales horizontes petroleros, correspondientes al Grupo Chubut del Cretácico Inferior; la Formación de interés más somera, Fm. Cañadón Seco, actualmente objetivo principal de desarrollo secundario y terciario; la Fm. Mina del Carmen con objetivo primario en el área; y la Sección Superior de la Fm. Pozo D-129 de desarrollo primario con estimulación. La principal área de desarrollo de petróleo en Fm. P. D-129 es denominado Cañadón León Central (Figura 2). Está emplazada en una estructura monoclinal con buzamiento NE. La zona de interés tiene un espesor total aproximado de 120 m, que abarca todas las secuencias productoras.

Las propiedades del reservorio en la Fm. P. D-129 son variables con un rango de porosidad del 4 a 20 %, con un promedio de 14%. La permeabilidad de matriz varía de 0.001 a 1 mD, existiendo valores de hasta 10 mD. Por su característica de reservorio tight, se requiere para su producción de realizar estimulación hidráulica para alcanzar una producción rentable.

Hasta la fecha, el campo se ha desarrollado mediante el uso de pozos verticales convencionales. La mayoría de los pozos por no fluir naturalmente requieren de levantamiento artificial para su extracción.

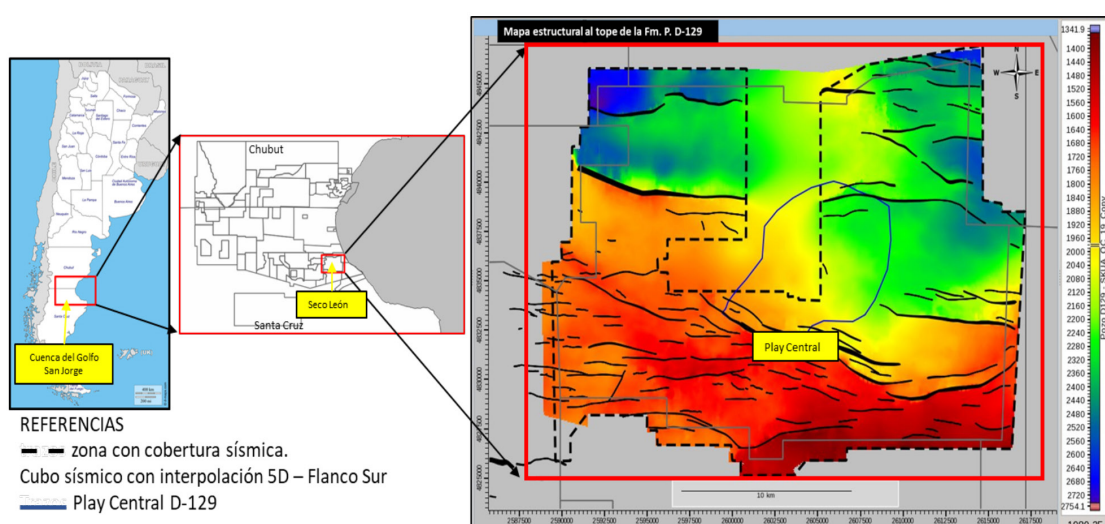
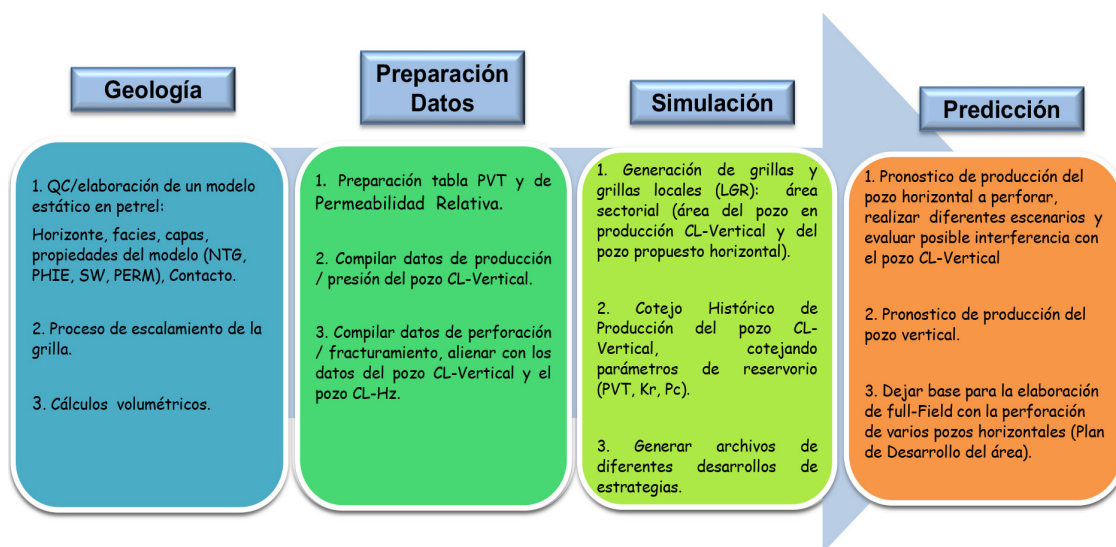


Figura 2. Izquierda: Ubicación regional del área de trabajo. Derecha: Mapa estructural al Tope de la Fm. Pozo D-129. La línea negra de trazos delimita el área con cobertura sísmica. El polígono negro continuo incluye el área en estudio llamada Cañadón León Central (Alaimo *et al.*, 2022).

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

Este estudio consta de las siguientes etapas:

- Etapa I: Elaboración de un modelo estático abarcando todo el área de desarrollo máximo posible (Cañadón León Central), de donde se obtuvo un modelo sectorial con el pozo horizontal a estudiar y su pozo vecino vertical; convirtiéndolo en un modelo dinámico de reservorio. Se realizó el escalamiento de las propiedades geológicas y los cálculos volumétricos.
- Etapa II: Preparación de datos de entrada (datos PVT, tablas de saturación-Kr-Pc, datos de producción/presiones y datos de perforación/terminación de los pozos existentes).
- Etapa III: Generación de grillas y de refinamientos locales cartesianos (LGR), específicamente en el área del modelo sectorial. Calibración y cotejo de la producción histórica (HM) del pozo vecino (único pozo ubicado en su momento dentro del sector y abierto en las secuencias prospectivas). Se calcularon los volúmenes porales por capas en el área del pozo horizontal y se comparó con los volumétricos del modelo estático.
- Etapa IV: Predicción. Estimación de los diferentes escenarios de producción y los volúmenes a recuperar (EUR).

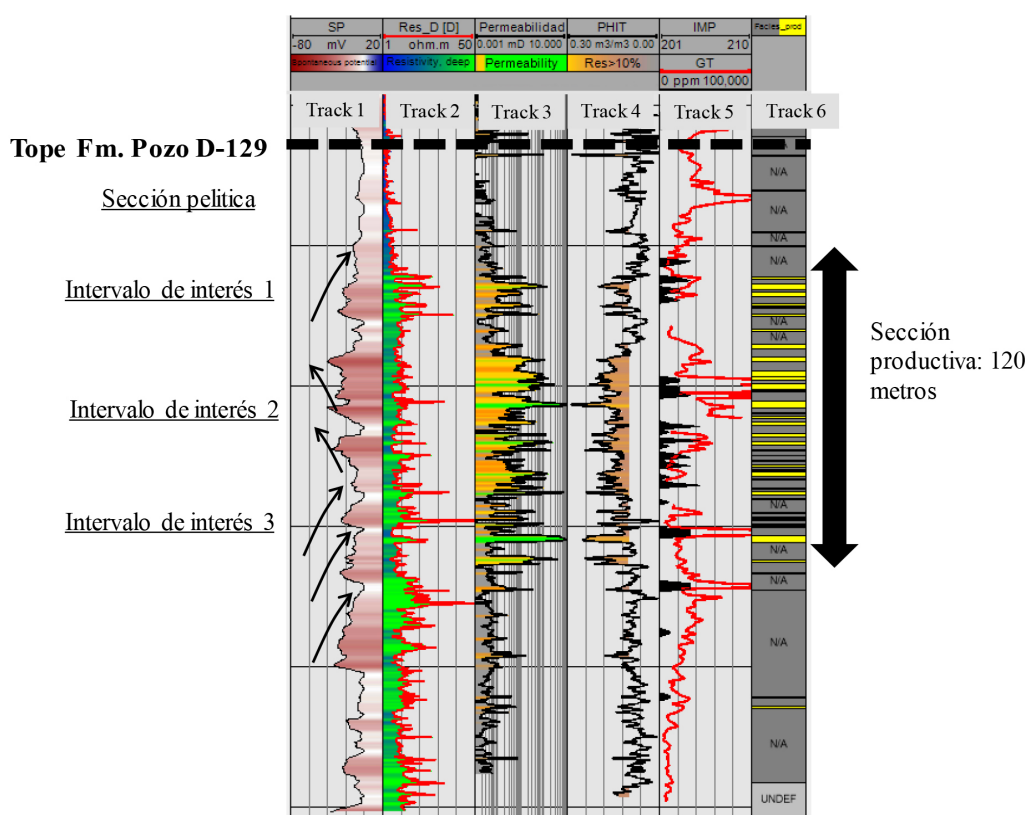


DESCRIPCIÓN GENERAL

La Fm. P. D-129 corresponde a un ambiente lacustre cuya distribución excede los 140.000 km² con sus máximos espesores hacia centro de cuenca de aproximadamente 1.500 m. (Paredes *et al.*, 2011). La presencia de polen Classopollis, la abundancia de grainstones oolíticos y la presencia de formas algales del tipo Botryococcus soporta la inferencia de depositación en un

lago estratificado salino-alcálido desarrollado en un clima árido-semiárido (Paredes *et al.*, 2011). La actividad piroclástica es mayor hacia el oeste atribuido a la actividad de la cadena de Los Andes. Es un lago de origen tectónico, sin desarrollo de evaporitas (Allard *et al.*, 2015).

En la zona de estudio, la Fm. P. D-129 presenta tres secciones en toda su columna; una sección inferior, de areniscas que corresponderían a fan deltas que se acuñan contra los altos del basamento, de espesores variables correspondientes a depocentros distribuidos en la zona con mayores espesores hacia el este y noreste, lo que Gómez Omil (1990) describe como secuencia I; una sección media (calcárea), correspondiente a una sección lacustre con depositación de calizas y tobas en ambiente somero (secuencia III); y una sección superior, denominado de transición, con episodios de retraimiento del lago y la presencia de niveles de areniscas tobáceas intercalados con secciones pelíticas y dolomíticas. Esta última sección es el objetivo de desarrollo (Figura 3 y 4), donde se pueden destacar la presencia de estos niveles de areniscas finas depositadas en un ambiente subáqueo somero por flujos densos hiperpícnicos (Raineri *et al.*, 2022).



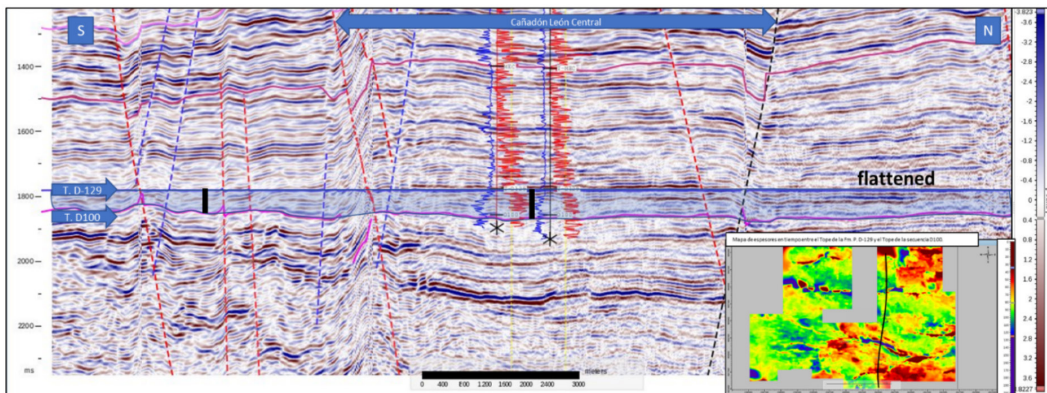


Figura 4. En el corte sísmico (horizontalidad al tope de Fm. P. D-129) está resaltada (azul) la zona productiva de la Fm. P. D-129 y el mapa representa los espesores en tiempo de esta zona. Nótese, la disminución de espesores hacia el sur y el control de que ejercen las fallas que buzcan hacia el norte en la distribución de las secuencias (Alaimo *et al.*, 2022).

MODELO ESTÁTICO

Se realizó un modelo geocelular de la zona de estudio Cañadón León Central para la sección productiva de la Fm. P. D-129. Esto fue realizado a partir de un plan de adquisición de datos como perfiles de pozos, coronas, control geológico e imágenes resistivas. El análisis de estos datos permitió elaborar un modelo conceptual geológico (Figura 5), en el cual se pudo determinar la característica de los depósitos que generan los reservorios (flujos densos), las direcciones de depositación predominantes SW-NE y los elementos principales para la caracterización petrofísica (Raineri *et al.*, 2022).

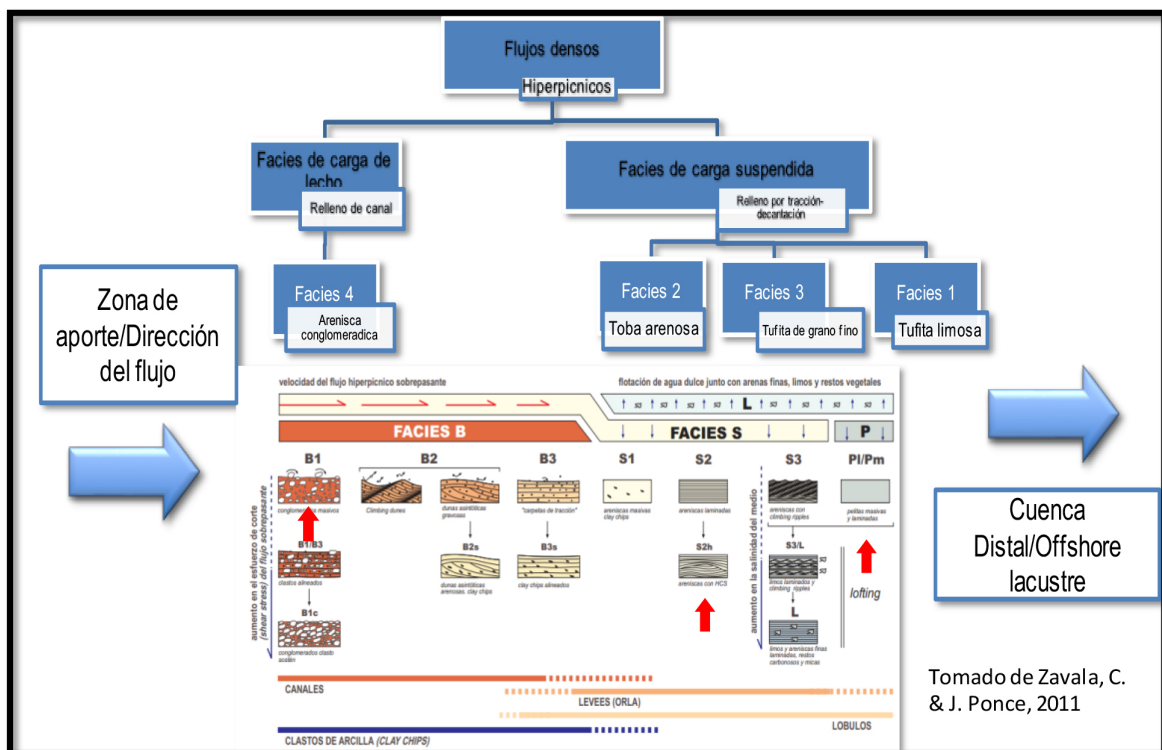


Figura 5. Esquema conceptual de depositación de los cuerpos reservorios en el área de estudio (Raineri *et al.*, 2022). Tomando como analogía el estudio en afloramiento en Fm. Rayoso (Zavala y Ponce, 2011).

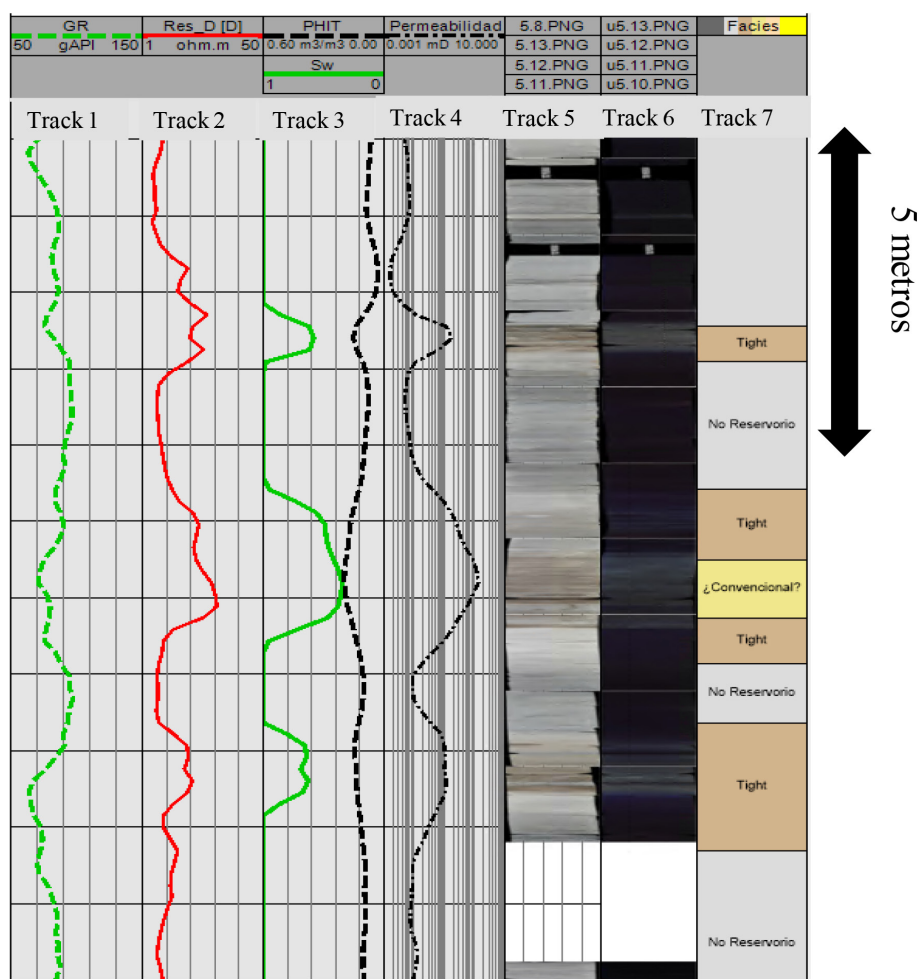


Figura 6. Perfil petrofísico con interpretación de reservorios de una secuencia productiva de la sección superior de la Fm. Pozo D-129. *Track 1*: Gamma-Ray (50-150 gAPI); *Track 2*: Resistividad profunda (1-50 ohm.m); *Track 3*: Perfil de saturación de agua y Porosidad total (0-60 m³/m³); *Track 4*: Permeabilidad absoluta (0.001-10 mD); *Track 5*: Fotografía corona; *Track 6*: Fotografía UV corona; *Track 7*: Cálculo de facies (No reservorio, Reservorio *tight*, ¿Reservorio convencional?).

Para la determinación del intervalo reservorio se realizó un modelo petrofísico basado en calidades de roca la cual se comparó con las zonas impregnadas en las coronas y luego se extrapolo el análisis a los pozos del área. En la Figura 6, se muestra la comparación entre los perfiles, el análisis petrofísico de roca y la impregnación visual en corona.

Para la generación del modelo geocelular se poblaron las facies reservorios determinadas por petrofísica, como input para el modelado se utilizó el modelo conceptual, las direcciones de paleocorrientes y mapas realizados para un modelo 2D. En la Figura 7, se muestra la forma de trasladar el modelo conceptual geológico al modelo geocelular (Raineri *et al.*, 2022). Las propiedades de roca (porosidad y permeabilidad) fueron pobladas utilizando el algoritmo Gaussiano condicionado por las facies.

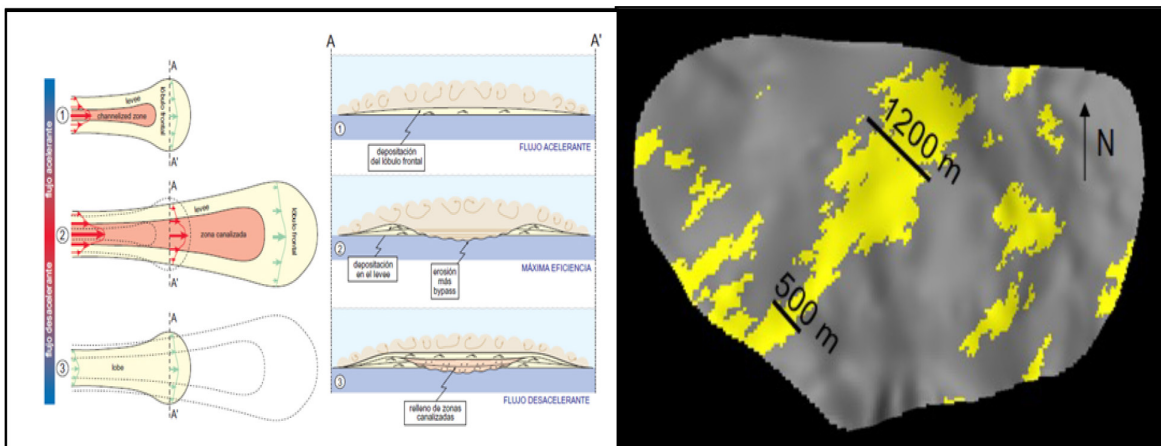


Figura 7. En la primera imagen, esquema de deposición de flujos hiperpícnicos (Zavalla y Ponce, 2011). En la segunda imagen ejemplo de modelado de reservorios en el área Cañadón León Central.

Estimación del OOIP – área de estudio

Para el cálculo del *Original Oil in Place* se interpretó como contacto agua-petróleo (LKO) al límite definido mediante un pozo de avanzada perforando en posiciones estructurales bajas, con cortes de agua en producción entre 70 y 80%, lo cual nos da una referencia de un posible contacto cercano.

Se realizaron 50 corridas con variables en las incertidumbres de mayor injerencia WOC y N/G para obtener el OOIP (Figura 8), luego se determinó una zona acotada para realizar el modelo dinámico que permita obtener escenarios de producción para el desarrollo horizontal piloto (Figura 8).

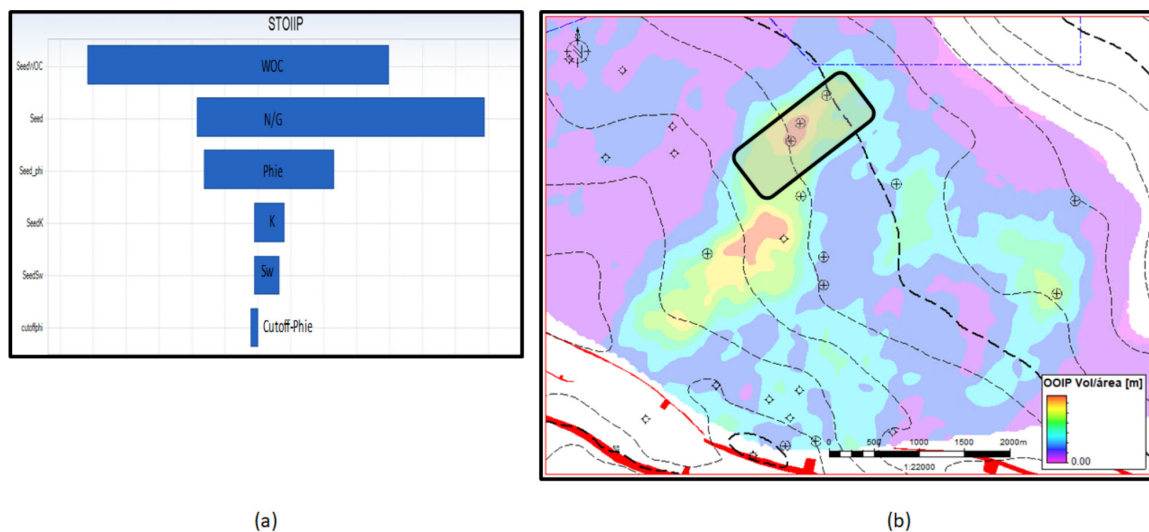


Figura 8. a) Distribución en tornado de las variables en el cálculo del OOIP, contacto agua-petróleo, net-to-gross, porosidad, permeabilidad, saturación de agua, cutoff porosidad. Se observa el mayor impacto en la variación del contacto y en la distribución de las facies reservorio/no reservorio. b) Mapa de distribución de OOIP en el área de estudio, se remarca en recuadro la zona extraída para la simulación dinámica.

MODELO DINÁMICO SECTORIAL

Escalamiento y grillas del modelo

Los factores considerados en el escalamiento del modelo geológico a una cuadrícula de simulación dinámica fueron los siguientes:

- El tamaño de la celda de la cuadrícula del área (dirección X e Y) que permitiría minimizar la dispersión numérica y la distorsión de la celda, particularmente junto a los planos de fracturas a realizar.
- El nivel máximo de escalamiento vertical que preservaría en algún grado la discretización geológica vertical (modelo de facies) y los volúmenes en su lugar, con especial atención a las arenas a fracturar.
- Mantener la dirección del flujo en el modelo sectorial. La geometría de la grilla se diseñó tomando en cuenta la dirección del esfuerzo máximo y considerando la dirección de propagación de las fracturas hidráulicas.

Se adoptó un enfoque de escalamiento convencional que consistió en un escalado de la estructura seguida de un esquema de capas y de la propiedad.

Dimensiones de la cuadrícula del modelo sectorial

- Las celdas son del tamaño de 20mx20mx1m y ángulo de rotación de 30° (Figura 10 y 11).
- El tamaño de la grilla es de 124 x 49 x 213 para un Total de Grillas: 1294188.
- La diferencia obtenida del cálculo del OOIP del mallado sectorial una vez escalado fue de < 5%.

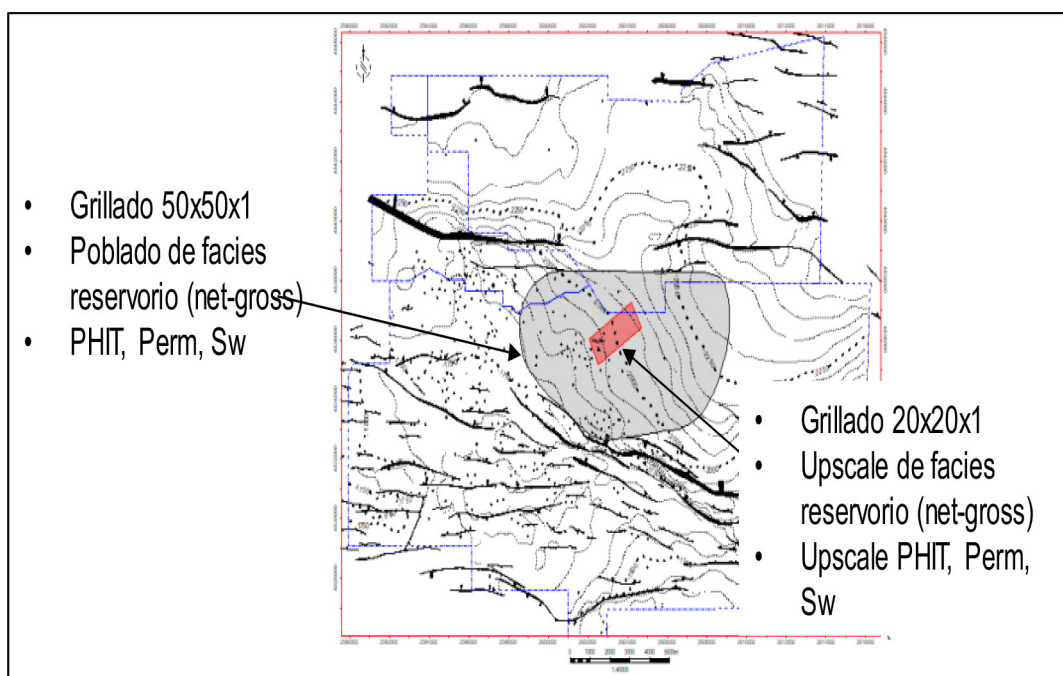


Figura 9. Mallado Original y Sectorial del pozo horizontal estudiado.

Las fracturas hidráulicas fueron modeladas con LGR (Mallado Local Refinado), en donde cada celda de la fractura tiene 1 m de ancho, con incremento gradual del tamaño de la celda hasta las celdas gruesas (Figura 10).

Se realizaron distintos escenarios, variando el número y espaciamiento de fracturas, con la finalidad de cubrir diferentes longitudes del pozo.

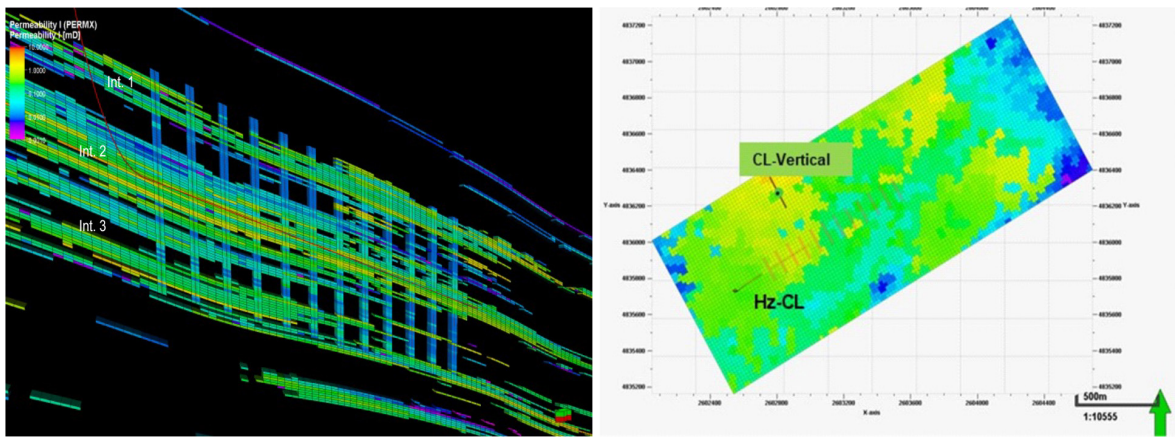


Figura 10. Corte en dirección Y de la Kh y plano 2D, donde se observa las diferentes LGR.

Se utilizó una longitud promedio para todas las fracturas, con lo cual se abarcarían todas las capas productivas de la formación, sin llegar a la posible zona donde está definido el contacto agua petróleo (CAP).

La permeabilidad de las fracturas se definió sobre la base de los trabajos de las fracturas (conductividad de las fracturas) realizados en pozos verticales y modificado posteriormente para realizar el ajuste histórico del pozo vecino.

Propiedades de los Fluidos – Datos PVT.

En los reservorios de la Fm. P. D-129 no existe análisis de fluidos PVT ya que no fue posible adquirir muestras, por consiguientes se decidió seleccionar los datos de un PVT estadístico realizados años anteriores para la simulación de pozo vertical del área. Las correlaciones sirvieron de base para generar los datos PVT para el modelo dinámico del pozo horizontal. Se considerará los datos de las propiedades del petróleo representativa para ese compartimiento del reservorio en particular.

Propiedades de la roca

Para el momento del estudio, no se cuenta con análisis especiales de la roca obtenida en el pozo vecino más cercano. Por tanto, no fue realizada ninguna división basada en el tipo de roca. Toda la entrada de permeabilidad relativa y presión capilar se ha llevado a cabo como si hubiera un solo tipo de roca presente. No está determinado qué nivel de incertidumbre introduce esto en el modelado dinámico, pero se podrá definir una vez obtenidos los análisis a realizar en la corona extraída. Cabe destacar, el posible efecto capilar (pobre conexión de los poros) en el comportamiento en reservorio de tipo *tight*.

El CAP fue definido con el análisis petrofísico de los pozos. Los datos de saturación de agua interpretados permitieron identificar el CAP en pozos ubicados estructura abajo. En los pozos situados estructura arriba en el área central del reservorio, solo se han podido identificar las profundidades más abajo de petróleo ("LKO").

Análisis de fracturamiento hidráulico

Inicialmente, se interpretó un modelo de fracturas donde se consideró las diferentes secuencias productivas del reservorio. Como se realiza en los pozos verticales, se procede a realizar fracturas por arena productora.

Entre los resultados principales obtenidos de los modelos de simulación se pudo interpretar que las fracturas hidráulicas tienden a tener un mayor crecimiento en altura, posiblemente se deba a la falta de contrastes en el stress mínimo y el comportamiento de la presión de fondo.

Estos resultados sirvieron de base para el diseño (altura y ancho de las fracturas) y modelado del pozo horizontal. Tomando en consideración el posible contacto de agua de fondo existente en el reservorio.

RESULTADO Y DISCUSIONES.

Cotejo Histórico.

Con la finalidad de ajustar las propiedades de los fluidos y de las rocas, se procedió a realizar el cotejo de producción tanto de fluidos como del gas, del pozo vecino más cercano al pozo horizontal propuesto y que está incluido dentro del grillado sectorial (Figura 11).

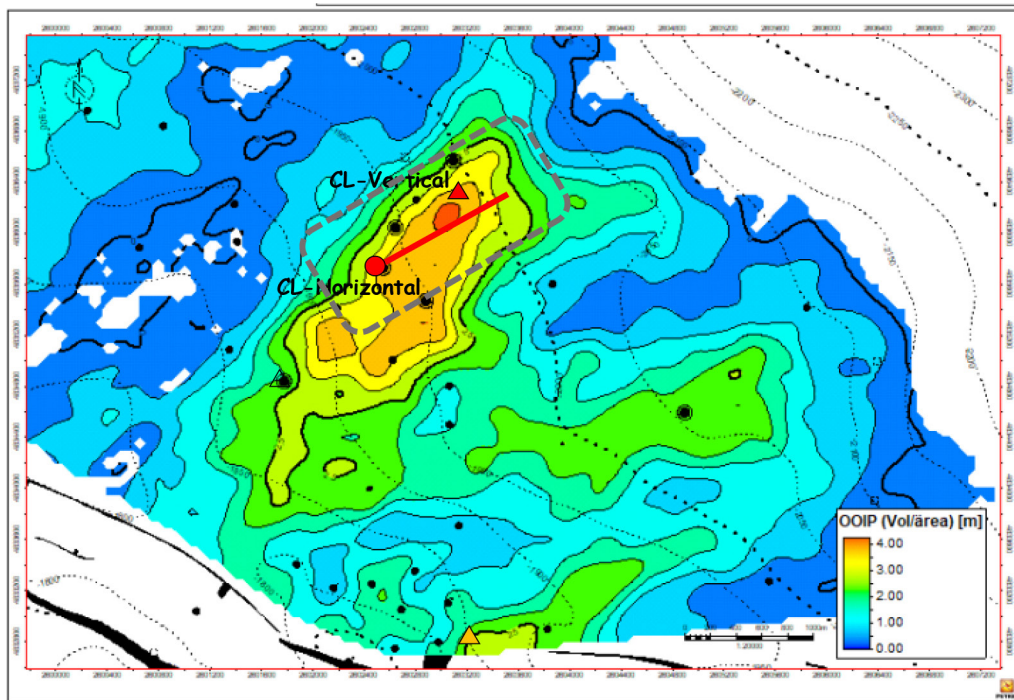


Figura 11. Mapa del vol/área con la ubicación del pozo horizontal y su vecino vertical dentro del sectorial.

Para lograr un buen cotejo del comportamiento productivo de los fluidos y gas, se ajustó la forma de las Curvas K_{rw} y K_{rg} , así como la P_c para lograr favorecer la entrada de agua y gas desde inicio de producción (Figura 12).

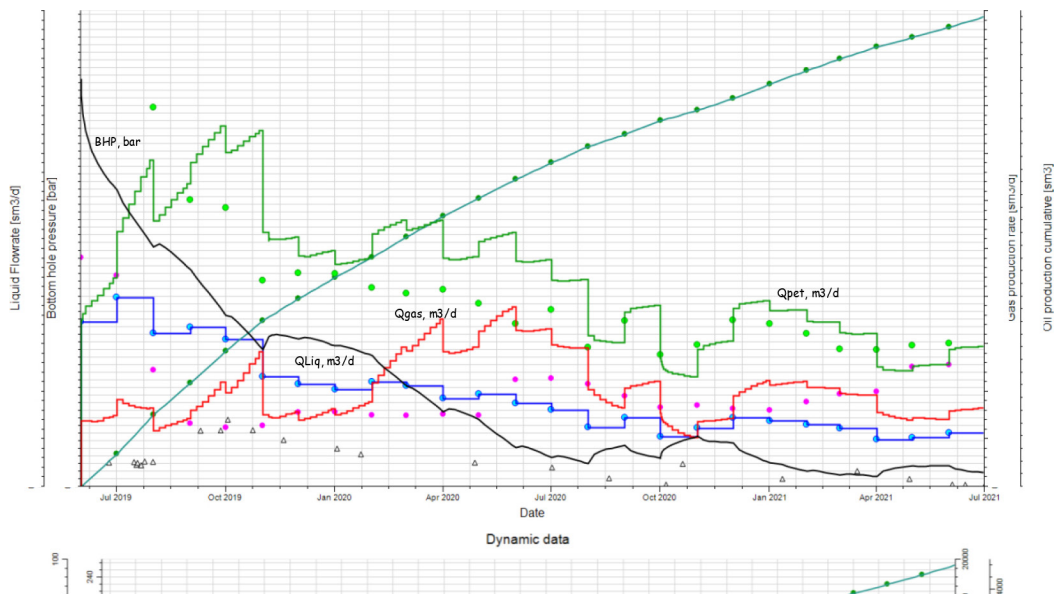


Figura 12. HM del comportamiento histórico del pozo vertical.

Predicciones – escenarios de producción

Con la finalidad de evaluar la factibilidad de perforar pozos horizontales económicamente rentables, se procedió a realizar diferentes escenarios de producción bajo los siguientes esquemas:

1. Productividad de un pozo Horizontal con diferentes longitudes de largo.
2. Productividad de un pozo Horizontal con diferentes espaciamentos y numero de fracturas.
3. Todos los casos de los puntos (1) y (2) con sensibilidad de K de la matriz.

En la Figura 13, se presentan las acumuladas que se obtendrían para diferentes escenarios.

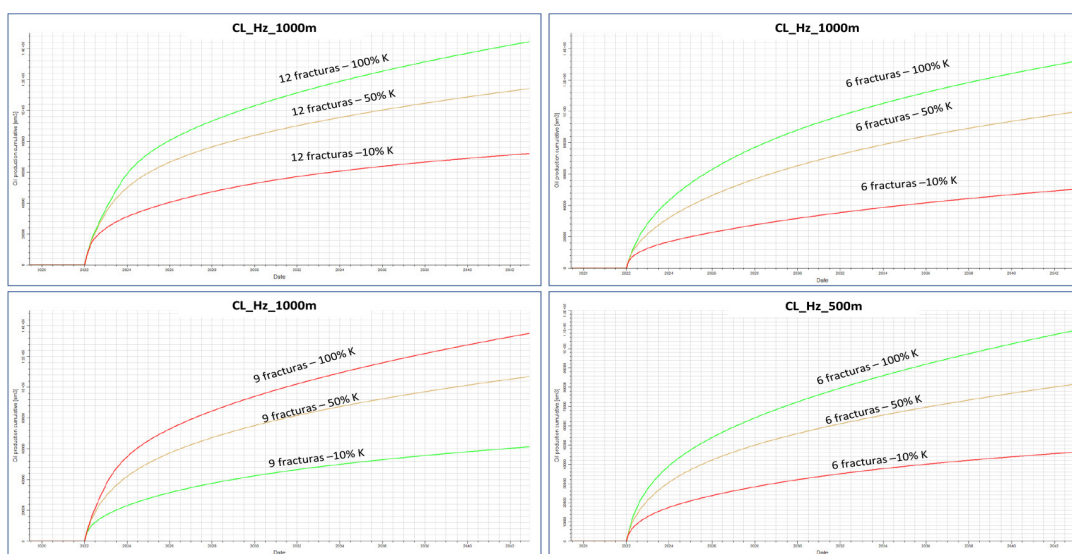


Figura 13. Acumulada de Producción Pozo Horizontal para los Diferentes Casos.

Cabe destacar que, a pesar de no obtener marcada diferencias en las EUR obtenidos en los diferentes casos, se observan diferencias en las acumuladas entre diferentes espaciamientos entre fracturas.

En el corte a continuación, se puede observar el comportamiento de la presión del pozo horizontal a fin de concesión, para los casos del actual modelo de K y la sensibilidad con un factor de 0.1 (Figura 14 y 15).

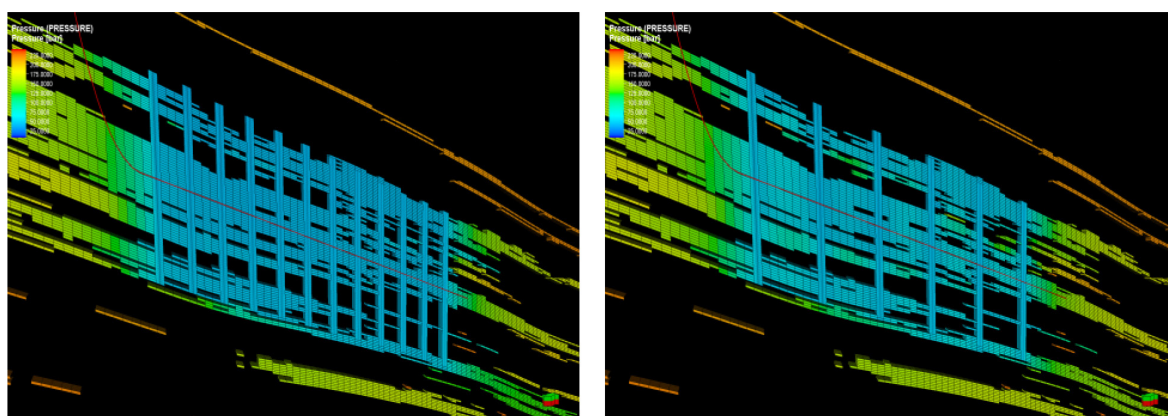


Figura 14. Sección del comportamiento de presión de reservorio a fin de año de concesión, con el modelo de permeabilidad.

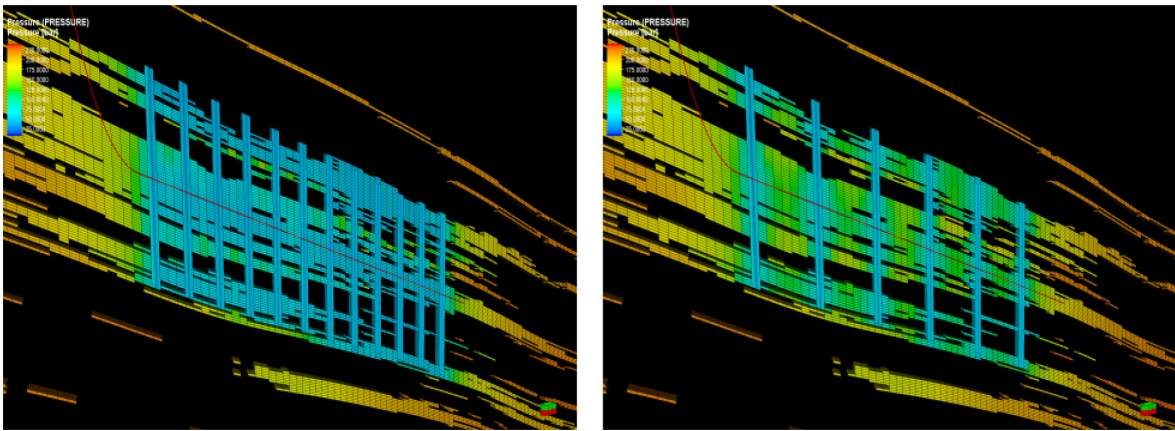


Figura 15. Sección del comportamiento de presión de reservorio a fin de concesión, con sensibilidad en el modelo de $K \cdot 0.1$.

En el caso de realizar un pozo con un número limitado de fracturas, podrían quedar zonas no drenadas. Por lo que un número de fracturas a un adecuado espaciamiento indicaría ser la opción más recomendable. En este punto, la rentabilidad juega un rol importante para estos tipos de proyectos.

En la Figura 16, se presenta una comparativa con los datos iniciales una vez realizado el pozo piloto para los primeros meses de producción, indicando una aceptada correlación con los rangos de los pronósticos obtenidos. El pozo continuo en evaluación / optimización del sistema de extracción.

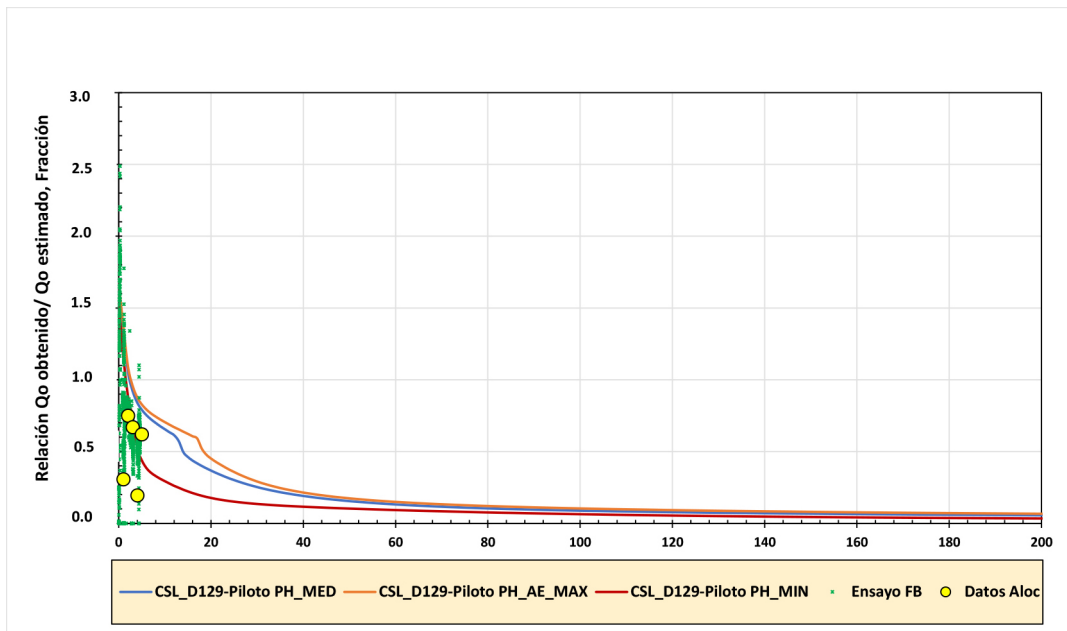


Figura 16. Comparativo de datos iniciales con el pronóstico de producción - Pozo horizontal.

CONCLUSIONES

A través de un modelo dinámico sectorial se realizaron diferentes escenarios de producción para el pozo horizontal propuesto (piloto). Se elaboraron pronósticos de producción considerando distintos escenarios de perforación de pozos con diferentes longitudes y etapas de fractura.

Debido a la incertidumbre actual, se realizaron diferentes escenarios de producción variando las propiedades de roca como la permeabilidad y diferentes WOC que pudieran estar presente (este último no incluido en esta nota técnica).

En la medida que se obtengan datos para su caracterización se actualizarán los modelos geológicos y dinámico.

RECOMENDACIONES

Se propone una campaña de toma de información en los próximos pozos a perforar, con la cual se actualizará el pozo tipo propuesto (piloto horizontal). A su vez, se actualizará el modelo sectorial realizado y se avanzará en una simulación de modelo integral (*fullfield*).

Los primeros pozos del proyecto, tanto verticales como horizontales, servirán de base para la continua caracterización de los reservorios y contribuirán a la mejor selección de nuevas ubicaciones.

Para reducir los costos asociados a las perforaciones, se evaluará propuesta de perforación tipo clúster, con perforaciones updip y downdip.

Una vez obtenido el análisis de PVT y resultados de los análisis de las rocas, intentar ejecutar el modelo con tabla PVT y de K_r/P_c por arenas para tener en cuenta las variaciones existentes, aunque los datos indicaron un bajo grado de variaciones, en el especial que estamos en presencia de reservorio tight cuya productividad está asociada a las fracturas a realizar.

Incluir curvas VLP (según sistema de extracción a colocar en el pozo) para igualar el rendimiento del pozo en el control de la cabeza de la tubería y combinarlas con la red de superficie para predecir mejor el pronóstico del reservorio.

AGRADECIMIENTOS

El equipo que trabajo en este proyecto quiere expresar agradecimientos al personal de especialistas de simulación y de geociencias, por el apoyo prestado para el estudio y participación en el proyecto: FABRICIO NISSERO, GUSTAVO BECERRA, PABLO VÁZQUEZ, MAURICIO FEDERICI, RAÚL COMERON, DANIEL ASTESIANO, ALDO MONTAGNA.

Agradecimientos a la Gerencia de Estudios *Tight* y a FABIÁN GUTIÉRREZ por el impulso al proyecto.

REFERENCIAS CITADAS

- Alaimo A., Raineri N., Salvarredy Aranguren M., Pérez C.; 2022. Interpretación sísmica de un modelo sedimentario de la Formación Pozo D-129 en el área Cañadón Seco León y su analogía en zona sin cobertura sísmica. XI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Inédito.
- Allard J., Paredes J., Foix, N., y Giacosa R; 2015. Conexión cretácica entre las cuencas del Golfo San Jorge y Cañadón Asfalto (Patagonia): paleogeografía, implicancias tectonoestratigráficas y su potencial en la exploración de hidrocarburos. Revista de la Asociación Geológica Argentina 72 (1): 21 – 37.
- Gómez Omil, 1990. Anteproyecto exploratorio para el sector oriental del flanco sur. Informe Geológico-Geofísico N° 907.
- Paredes, J.M., Foix, N., Allard, J.O., 2011. Sedimentología de la Formación Pozo D-129 en el Yacimiento Estancia Cholita, Cuenca del Golfo San Jorge. Informe Inédito YPF, 55 pág. Allard J., Paredes, J., Foix, N., Giacosa, R., 2015. Conexión Cretácica entre las cuencas del Golfo San Jorge y Cañadón Asfalto (Patagonia): paleogeografía, implicancias tectonoestratigráficas y su potencial en la exploración de hidrocarburos. RAGA 72 (1): 21-37 (2015).
- Raineri, N., Pérez, C., Montagna, A., 2021. Corona de la D-129 en el yacimiento Cañadón León: su aporte a la delineación y caracterización estática del reservorio. Workshop Sedimentología (Interno YPF).
- Raineri, N., Alaimo, A., Pérez, C., Montagna, A., 2022. Modelo estratigráfico-sedimentológico de la Formación Pozo D-129 en el área de reserva Seco-León. Esbozo de analogía con la Formación Rayoso de la Cuenca Neuquina. XXI Congreso Geológico Argentino.
- Zavala, C. & J. Ponce, 2011, La Formación Rayoso (cretácico temprano) en la cuenca neuquina, Relatorio del XVIII congreso geológico argentino, Geología y recursos naturales de la Provincia del Neuquén, p. 205-222, Neuquén. Argentina.