

EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE RESERVORIOS MÚLTIPLES DE PETRÓLEO Y GAS EN EL ÁREA LOS PERALES

Reinaldo Rafael Caldera Ynfante¹, Alejandro Maidana¹, Alejo Santiago Agüero Ferrer¹,
Antonio Juri¹, Juan Javier Fabiano¹, Norman Urrez², María Victoria Varini²

1: YPF S.A. reinaldo.calderaynfante@ypf.com, alejandro.g.maidana@ypf.com, alejo.aguero@ypf.com,
antonio.juri@ypf.com, juan.j.fabiano@ypf.com

2: YPF.S.A. al momento de realizar el trabajo

Palabras clave: Desarrollo profundo, Los Perales, Reservoirio, Workover, Campo maduro

ABSTRACT

Starting in 2013 and for 2 years YPF carried out an exploration campaign. The objective was to reach deeper objectives than the ones already exploited encompassed in a mature oilfield. The targets of this deeper play consist of fluvial and fluvial-deltaic reservoirs of the lowest section of Bajo Barreal Fm, Castillo Fm and the upper section of Pozo D-129 Fm. The reservoirs are trapped on anticline structures with faults oriented NW-SE. Primary results consisted of multiple reservoirs with hydrocarbon saturation and a progressive petrophysical degradation as depth increased, for which it was determined that in order to produce commercial volumes of hydrocarbons it was necessary to perform hydraulic stimulation on the selected reservoirs.

In 2020 the re-completion of one of these *Wells* with targets in the lowest section of Bajo Barreal Fm and Castillo Fm yielded a better result than previously expected. This required a thorough analysis to define development feasibility on the mentioned reservoirs.

Given that there are only a few *Wells* that reach the depths of interest, a seismic-structural analysis was decisive to define the study area.

Estimations of OOIP had a probabilistic approach and they were based on a conceptual model of reservoirs with fluid contacts in common. A simulation was performed to estimate *Well* deliverability with a certain range of uncertainty and finally a field development plan was proposed in two stages: the first stage of data acquisition and a later stage of plain development.

INTRODUCCIÓN

Ubicación

El área de reservas Los Perales – Las Mesetas (LP-LM) se encuentra ubicada en el flanco Oeste de la Cuenca del Golfo San Jorge, dentro de la Provincia de Santa Cruz, a unos 85 km de la localidad de Las Heras. Este trabajo se centra en el área denominada Los Perales Central Bloque IV (LPC BIV), el cual es uno de los 30 bloques que forma parte del área de reservas, operada por

YPF con un 100% de participación, con fin de concesión en noviembre de 2042 (Fig. 1).

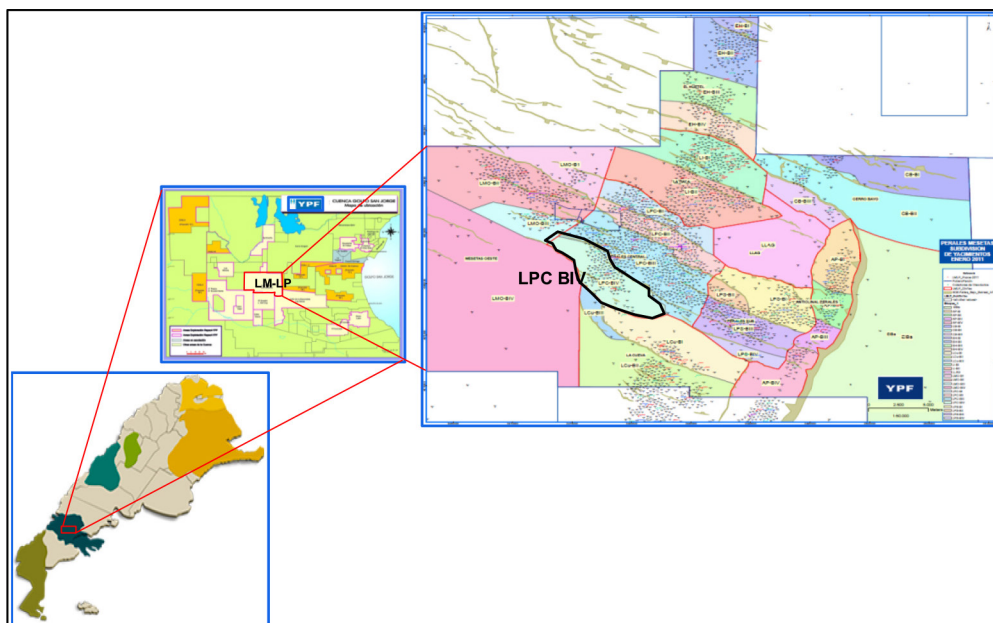


Figura 1. Ubicación del área y bloque de estudio.

El Yacimiento Las Mesetas – Los Perales fue descubierto en el año 1975, iniciando su producción en el año 1980. En 1984 inicia la producción en el Bloque IV y en abril de 1997 inicia la inyección de agua en los reservorios de la formación Bajo Barreal. Para mayo del 2022 el bloque posee 130 pozos perforados de los cuales 16 son inyectores activos y 52 son productores activos, y el resto de los pozos se encuentran inactivos o parados transitorios.

La principal formación productiva es Bajo Barreal, con reservorios de origen fluvial y con un tipo de entrapamiento estructural-estratigráfico. El principal mecanismo de drenaje es por gas disuelto, siendo el fluido de reservorio un petróleo subsaturado definido por las muestras PVT obtenidas del yacimiento. Sin embargo, dado que se han documentado capas con ensayos de gas libre, es probable que exista en algunos reservorios un fluido saturado con un casquete de gas inicial en equilibrio cuyo mecanismo de drenaje sea por una combinación de gas disuelto y expansión del gas cap.

Antecedentes

El primer pozo profundo descubridor de petróleo y gas de la Fm. Bajo Barreal fue perforado en el año 1975 alcanzando la profundidad de 1986 m y entubado en 1750 m, el sondeo alcanzó a penetrar un poco más de 100 m en la Fm. Castillo, sin ser evaluada. Se obtuvieron 3 coronas continuas (2,5 m) estando la última con impregnación total de hidrocarburos livianos. Las zonas

evaluadas en la Sección Tobácea resultaron sin entrada. Posteriormente entre los años 2014/2015 se perforaron 9 pozos profundos de los cuales 3 fueron exploratorios (xx-78, xx-79, *Well-1*), 3 de avanzada (xx-83, xx-84, xx-85) y 3 de desarrollo en 2016 (xx-89, xx-92 y xx-93). Los mismos fueron perforados y completados con objetivo en reservorios de la Sección Tobácea, Fm. Castillo y sección superior de Fm. Pozo D-129 (Fig. 2).

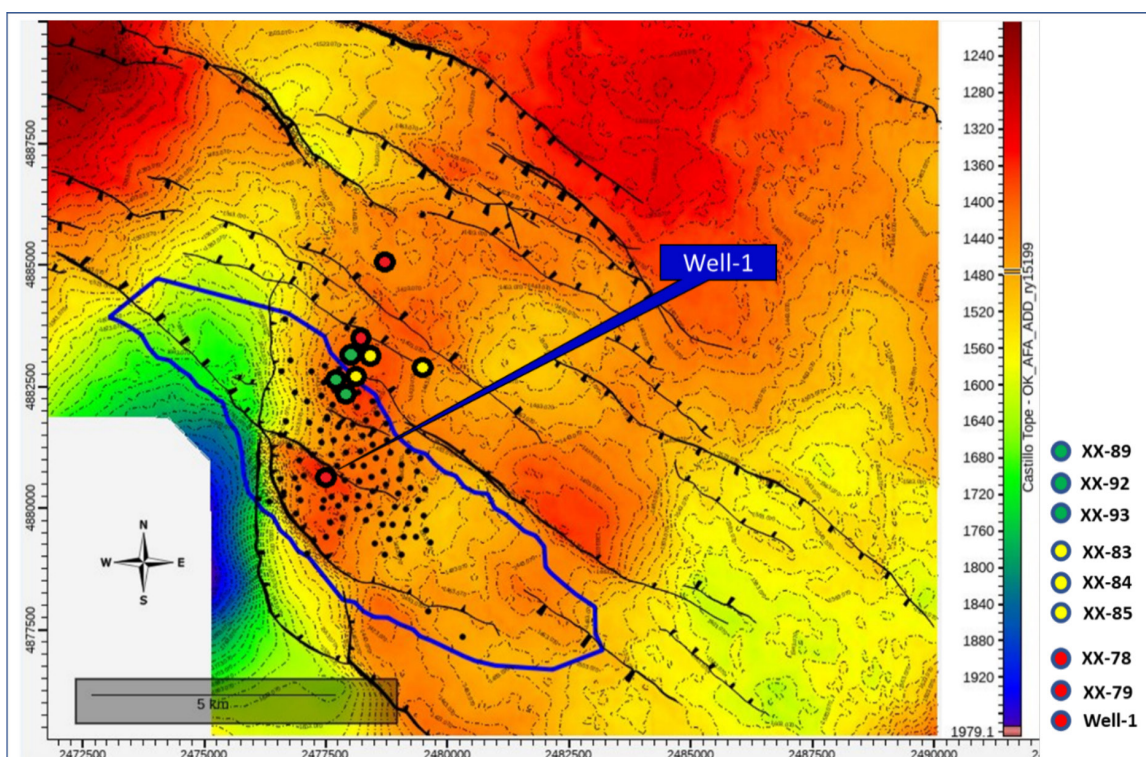


Figura 2. Mapa estructural al tope de Fm. Castillo y ubicación de los pozos de la campaña de perforación 2014-16.

El pozo *Well-1* se propuso con el objetivo primario de investigar los reservorios constituidos por las areniscas tobáceas fluviales de la sección basal de la Fm. Bajo Barreal (denominada Sección Tobácea), Fm. Castillo y sección superior de la Fm. Pozo D-129, en una estructura anticlinal fallada. Este pozo exploratorio alcanzó una profundidad de 2800m, en la terminación se evaluó un objetivo primario (etapa 1) que implicó el punzado y estimulación hidráulica de 3 reservorios de la Fm. Pozo D-129 (sección superior) y 10 reservorios de la Fm. Castillo (sección basal).

Una vez agotada la producción de estos reservorios, en el año 2020, se efectuó una reparación donde se procedió a aislar las capas inferiores para evaluar aquellas correspondientes al objetivo secundario (etapa 2), donde se punzan y se estimulan 4 capas correspondientes a la Fm. Castillo (sección superior) y 3 capas de la Sección Tobácea. Las figuras 3, 4 y 5 a continuación muestran la historia de producción y los esquemas de terminación y reparación:

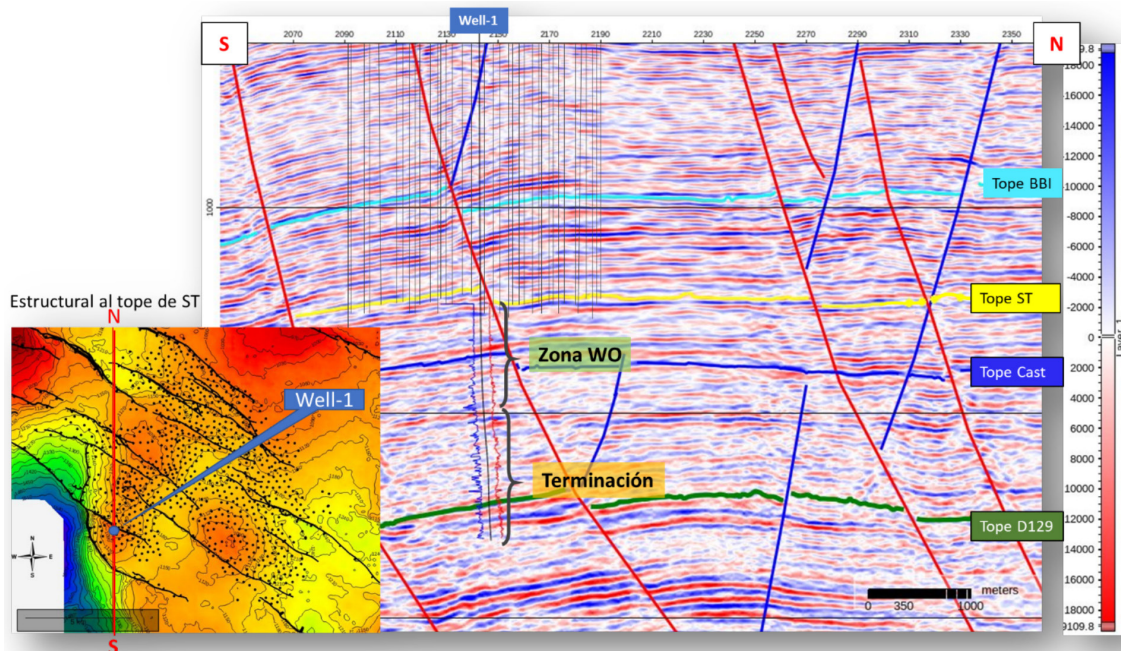


Figura 3. Corte Sur-Norte con la posición del pozo de estudio. Se puede observar el intervalo de la terminación original y de la reparación del año 2020. En el corte se observa que la mayoría de los pozos hacen cámara en Sección Tobácea, mientras que el pozo exploratorio investigó la sección superior de la Fm. Pozo D-129.

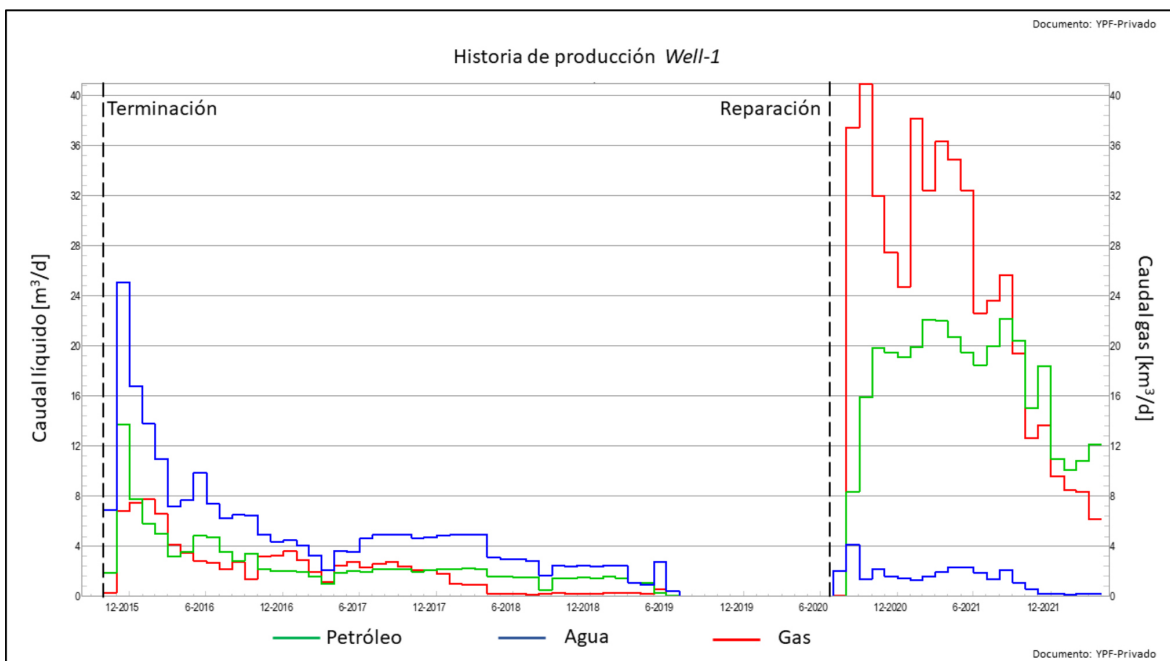


Figura 4. Well 1, historia de producción desde la terminación original a la reparación del año 2020. Nótese el impacto en producción a partir del reciente evento de reparación.

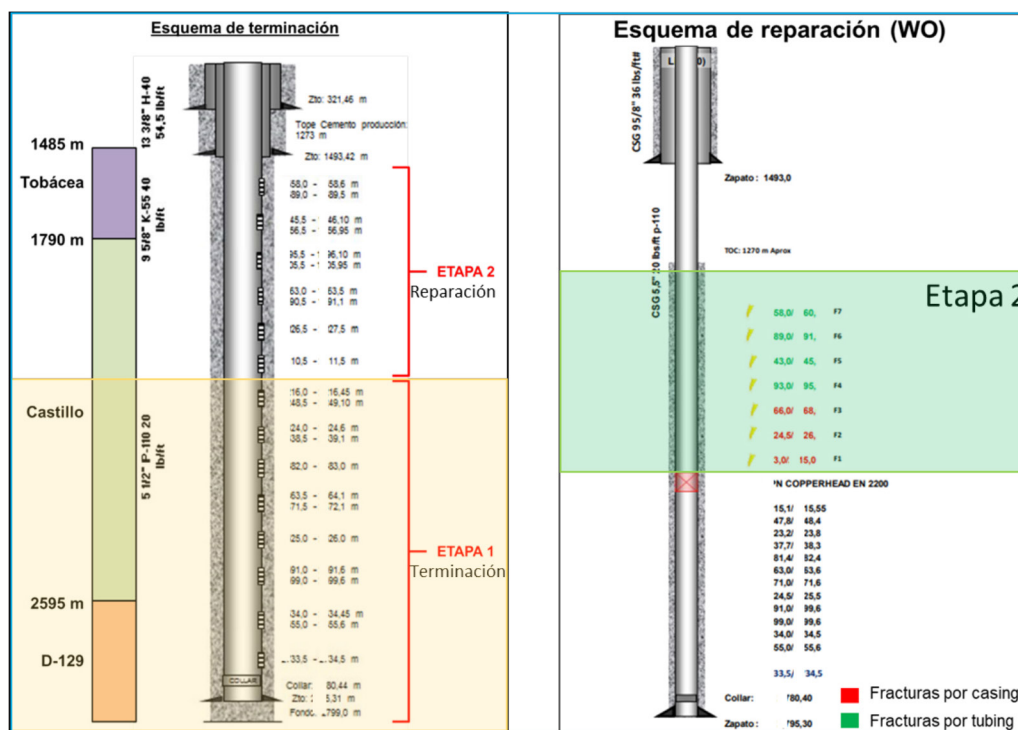


Figura 5. Izquierda: detalle de operaciones en el pozo por etapas. Derecha: detalle de capas aisladas bajo tapón y nuevas capas fracturadas.

La productividad del pozo posterior a la reparación exigió un estudio enfocado en los niveles contactados, y en la revisión y adecuación de la estrategia de perforación/terminación para dar lugar a un desarrollo económicamente viable.

METODOLOGÍA

En base a la información disponible del pozo *Well-1* y de zonas análogas se avanzó en la construcción del modelo de subsuelo. En primer lugar, se ajustó el marco estructural y estratigráfico en base a datos de pozo y sísmica. Posteriormente, utilizando datos de perfiles y mediciones petrofísicas de laboratorio se realizó una calibración del modelo petrofísico que se aplicó para el intervalo de interés. Finalmente, se integró la información de ensayos para definir fluidos, posibles contactos y caudales. Esta información, sumada a los datos de producción diarios formaron parte de los datos de entrada para el modelo dinámico, el diseño y planificación del plan de desarrollo.

La permeabilidad resultó el principal condicionante para el aporte de fluidos. Se establecieron cutoff de esta propiedad para cada una de las formaciones objetivo a partir de los cuales era alta la probabilidad de tener resultados satisfactorios y en función de ello se seleccionaron los reservorios a punzar y estimular. Se realizaron controles geológicos con el objetivo de obtener un primer panorama de las oportunidades que presentaba cada pozo y sirvió como complemento para el

análisis de selección de reservorios, tomando vital importancia en aquellos casos donde el dato de permeabilidad no estaba disponible.

Marco estructural

Localmente, la estructura de Los Perales Central Bloque IV corresponde principalmente a un sistema de fallas normales de rumbo NO-SE que limitan bloques hundidos y basculados, sin embargo, hacia el sur tenemos la presencia de una falla inversa de rumbo NNO-SSE que levanta un sub-bloque y es donde centramos el presente estudio.

Existen fallas principales a lo largo del yacimiento que inclinan en direcciones opuestas y se observa un cambio en la tendencia de las mismas al avanzar desde el oeste del bloque hacia el este. Existen dos fallas muy marcadas con desarrollo hasta los niveles profundos de la Fm. Pozo D-129 (Figs. 6 y 7), una que limita al bloque por el norte, que pierde rechazo hasta desaparecer hacia SE

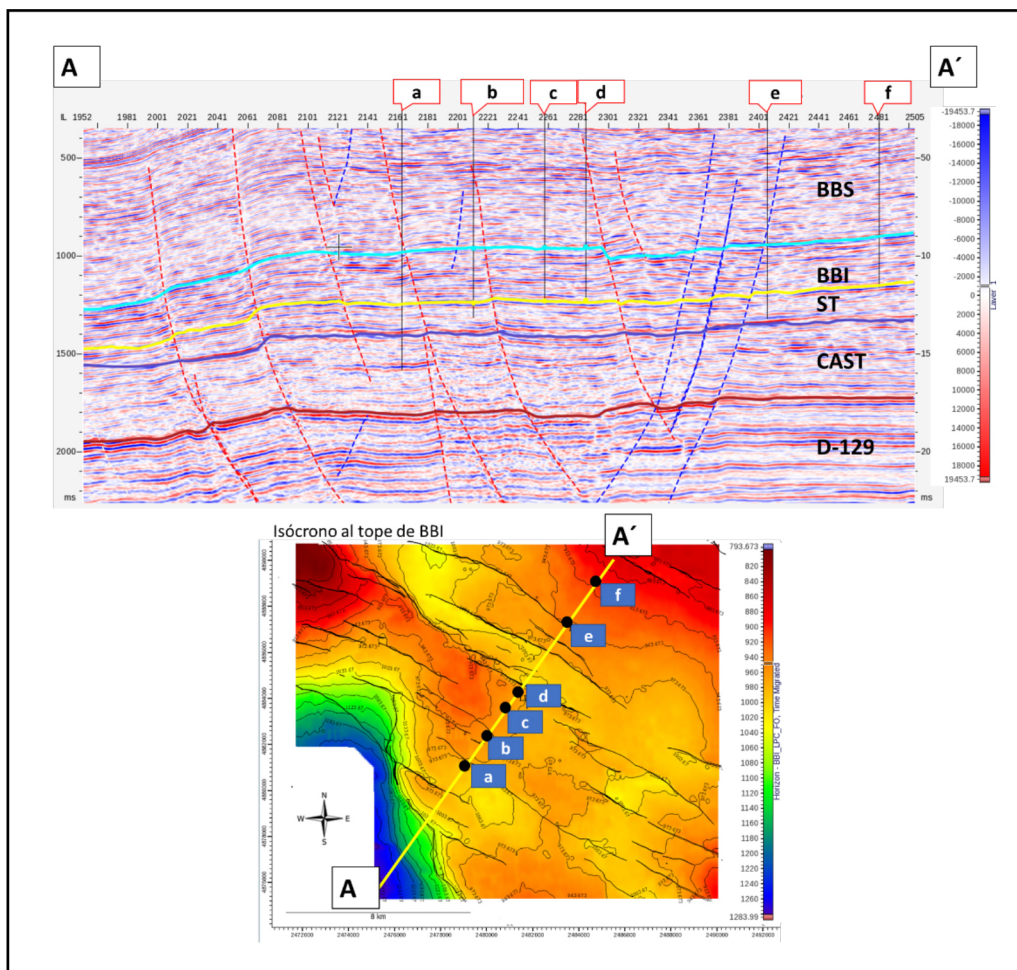


Figura 6. Sección sísmica SO-NE en la región de Los Perales Centro. Mapa estructural al tope de Bajo Barreal Inferior.

y con inclinación hacia el SO, y una segunda falla en el sector sur del bloque estudiado que se inclina hacia el NE, que igual que la anterior, pierde rechazo y desaparece hacia en SE y comienza a desarrollarse otra falla de similar rumbo y buzamiento.

Superpuesto al sistema de fallas normales se observan estructuras compresivas, probablemente debidas a una reactivación del sistema de fallas normales original, ocurridos durante el final del Cretácico y Terciario (levantamiento andino) (Allard *et al.* 2021) que afecta a los niveles superiores de la Fm. Bajo Barreal. El sistema de falla del bloque condiciona la continuidad hidráulica de las arenas mineralizadas.

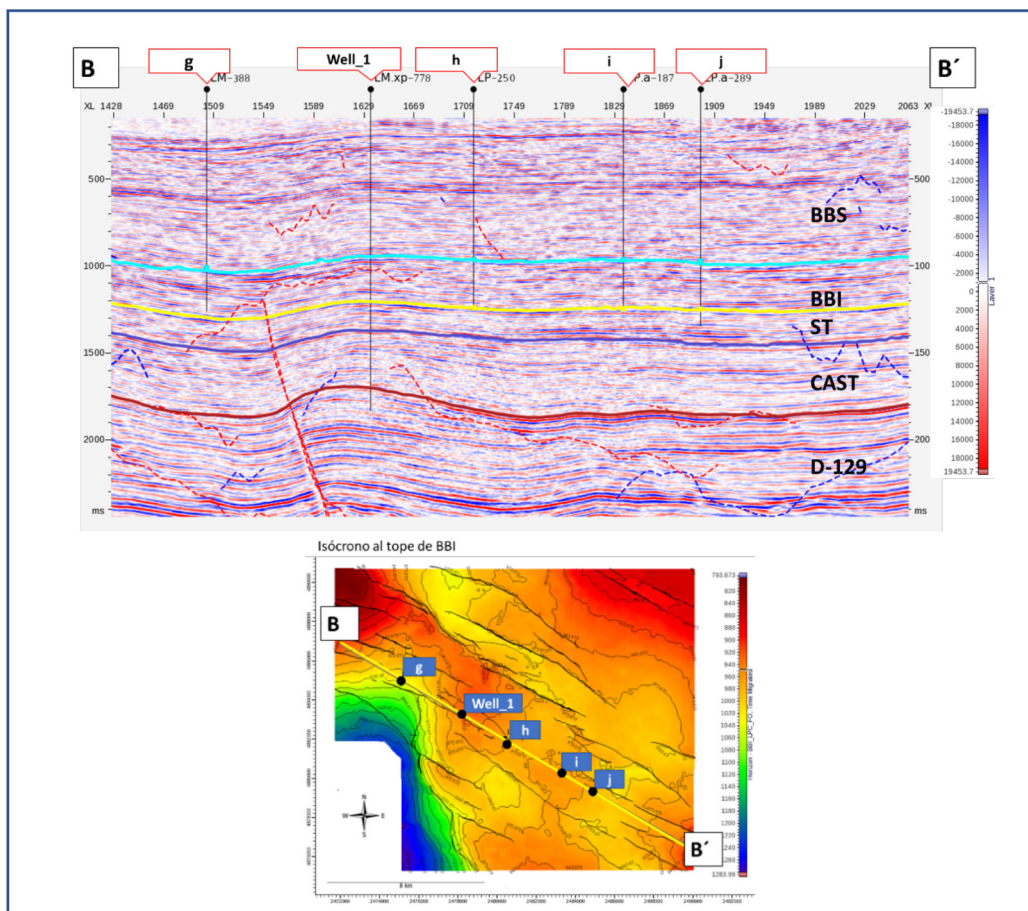


Figura 7. Sección sísmica NO-SE en la región de Los Perales Centro. Mapa estructural al tope de Bajo Barreal Inferior.

Para definir el área de estudio se estableció la zona comprendida por el cierre entre fallas hacia el NW y el *Spill Point* de la falla que delimita el área en el N-NE, dando como resultado un área de conjunción de unos 2,42 km² (Fig. 8).

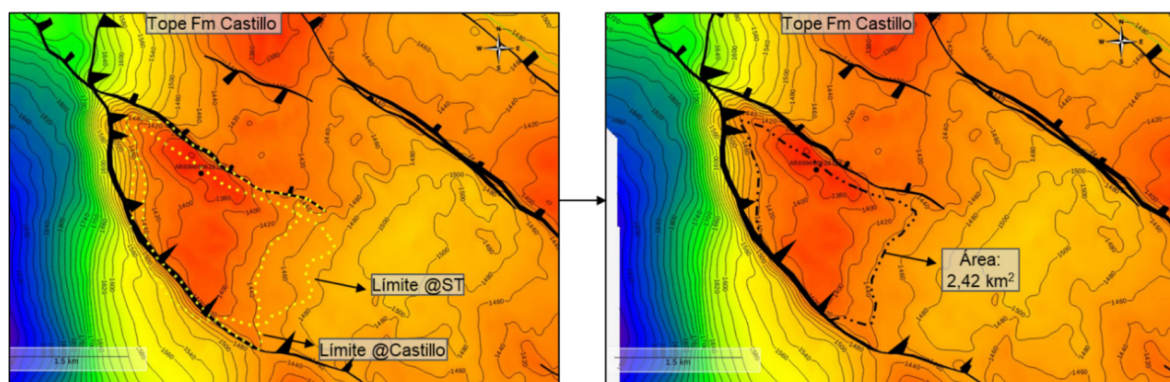


Figura 8. Determinación del área de estudio. La línea punteada muestra los límites del *Spill Point*.

Modelo Estratigráfico

La columna estratigráfica del área está compuesta por la Fm. Pozo D-129, principal roca madre de la cuenca. Esta roca genera petróleos derivados de materia orgánica algal – lacustre, con aportes terrestres asociados, en ambiente anóxico y con influencia carbonática. Poseen densidades de medios a pesados, a partir de 37°API (Reservorio Mina El Carmen), 30°API (Reservorio Bajo Barreal) y 20°API (Reservorio Bajo Barreal) (Atencio *et al.* 2014; Utge *et al.* 2016).

La Fm. Castillo corresponde a depósitos fluviolacustres, de planicie aluvial con bajo relieve, relacionado a un ambiente volcánico. Está compuesta por rocas piroclásticas (tobas vítreas y chonitas) con intercalaciones de rocas volcanosedimentarias asociadas (tufitas, areniscas lítico-feldespáticas y conglomerados). En las mismas se evidencia una cementación temprana que impidió la compactación, permitiendo la preservación de la porosidad primaria y el posterior entrapamiento de los fluidos, esta formación actúa como roca reservorio de petróleos derivados de la Fm. Pozo D-129. Esta formación tiene un espesor de 220-300m en zonas marginales y 1600 – 2000m en el centro de la cuenca y es reconocida tanto en subsuelo como en afloramientos (Paredes *et al.* 2015). En la zona de estudio se registró en el pozo *Well-1* un espesor de unos 750 m. En cuanto a su arquitectura fluvial, predominan sistemas fluviales meandrosos con diferentes grados de sinuosidad.

Transicionalmente a la Fm. Castillo se superpone la Fm. Bajo Barreal Miembro Inferior que se inicia con la denominada Sección Tobácea, por su alto contenido en tobas y areniscas tobáceas. En la zona de estudio esta sección tiene un espesor aproximadamente de unos 300 m. Es de origen fluvial con aporte de ambiente lacustre, compuesto por capas arenosas tabulares y cuerpos lenticulares individuales y amalgamados, originados por lóbulos de un sistema fluvial efímero. Posee menor proporción de rocas piroclásticas que la formación anterior, con un mayor aporte de material clástico arenoso, por lo que las condiciones petrofísicas son mejores, con porosidades de 10 hasta 16% (Paredes *et al.* 2016).

Para la Fm. Bajo Barreal se identifican dos miembros que de base a tope son: Bajo Barreal Inferior y Bajo Barreal Superior. Se tratan de apilamientos de depósitos finos de llanura de inundación entre los cuales intercalan cuerpos arenosos canalizados. En general se describen facies de ambientes proximales medios y distales según su posición en la cuenca constituyendo cuerpos arenosos con diferente arquitectura fluvial. Se han identificado depósitos mantiformes de alto régimen de flujo, canales individuales de baja sinuosidad y complejos amalgamados correspondientes a canales principales de ríos entrelazados. Este arreglo espacial le confiere a esta formación características de reservorio multicapa y es la principal unidad productora de la cuenca (Paredes *et al.* 2016) (Fig. 9).

En la zona de estudio la formación cuenta aproximadamente con 850 m de espesor ubicándose los reservorios productivos principalmente en la mitad inferior de este intervalo.

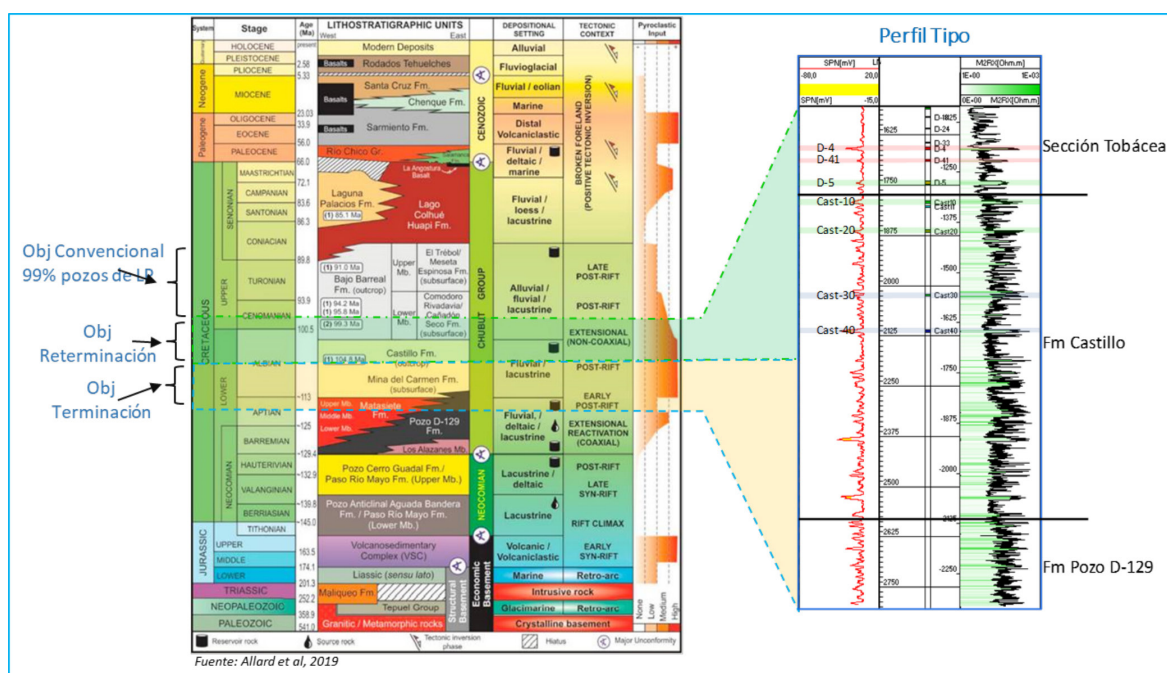


Figura 9. Columna estratigráfica del área de estudio (modificada de Allard *et al.* 2019).

Modelo Petrofísico

Se basó en un trabajo realizado previamente para los demás pozos profundos del área. Si bien las petrofísicas de cada uno de los pozos fueron realizadas previamente a la terminación de estos, no existía un análisis del conjunto de pozos que permitiera armar un modelo petrofísico básico, consolidado y ajustado con los datos de laboratorio obtenidos de la corona y los testigos rotados. En primer lugar, se analizó la consistencia de los datos cargados. La información de perfiles de pozos utilizada es la entregada en cada caso por la compañía de perfilaje.

Para el modelo de arcillocidad se utilizaron las curvas de SP y resistivas bajo la siguiente ecuación:

$$V_{cl} = \text{Mínimo}[V_{cl(sp)}, V_{cl(Rt)}]$$

La porosidad se derivó principalmente de los perfiles sónicos y densidad, los cuales fueron ajustados con los valores de RMN y los estudios NOBP realizados sobre los testigos laterales rotados. A su vez, las curvas del perfil de resonancia magnética nuclear se utilizaron para ajustar los valores de porosidad total en arcillas, densidad de matriz y delta T de matriz, según el modelo elegido para cada zona.

Para el cálculo de saturación se utilizó el modelo de Archie modificado (1969) mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{R_t} = \left[\frac{\Phi^m}{(a * R_w * (1 - V_{cl}))} \right] * S_w^n + \left[\frac{V_{cl}}{R_{sh}} \right] * S_w$$

Donde:

R_t = Resistividad de la formación, curva de resistividad profunda (Ohm-m)

R_w = Resistividad del agua de formación (Ohm-m)

Φ = Porosidad

S_w = Saturación de agua

a = Coeficiente de tortuosidad, que depende de la litología

m = Exponente de cementación

n = Exponente de saturación

Los parámetros promedio obtenidos del estudio petrofísico utilizados para los cálculos volumétricos se encuentran resumidos en la siguiente tabla:

Parámetros	Fracción
PHIE Sección Tobácea	0,14
PHIE Castillo	0,10
Sw Sección Tobácea	0,53
Sw Castillo	0,49

Se cuenta con mediciones de permeabilidad efectuadas sobre testigos laterales rotados del pozo *Well-1*. Para las capas correspondientes a Sección Tobácea se presentan valores de baja permeabilidad, aunque dentro del rango de los reservorios convencionales (1-10md). Para las restantes capas de Fm. Castillo se observa que los valores de permeabilidad disminuyen considerablemente a rangos característicos de reservorios tight ($K < 0,01$ md). En los reservorios profundos, evaluados durante la terminación del pozo, se hace notable la presencia de matriz y cementos inter e intracrystalino asociados a óxidos que obliteran los poros y las gargantas porales disminuyendo la calidad del reservorio. En la sección Tobácea esto se ve eclipsado, por los procesos diagenéticos, como alteraciones, disoluciones, etc; generando una gran cantidad de porosidad secundaria que a los fines prácticos será lo que beneficia en parte a los reservorios en dicha Fm. por sobre los reservorios más profundos de Fm. Castillo.

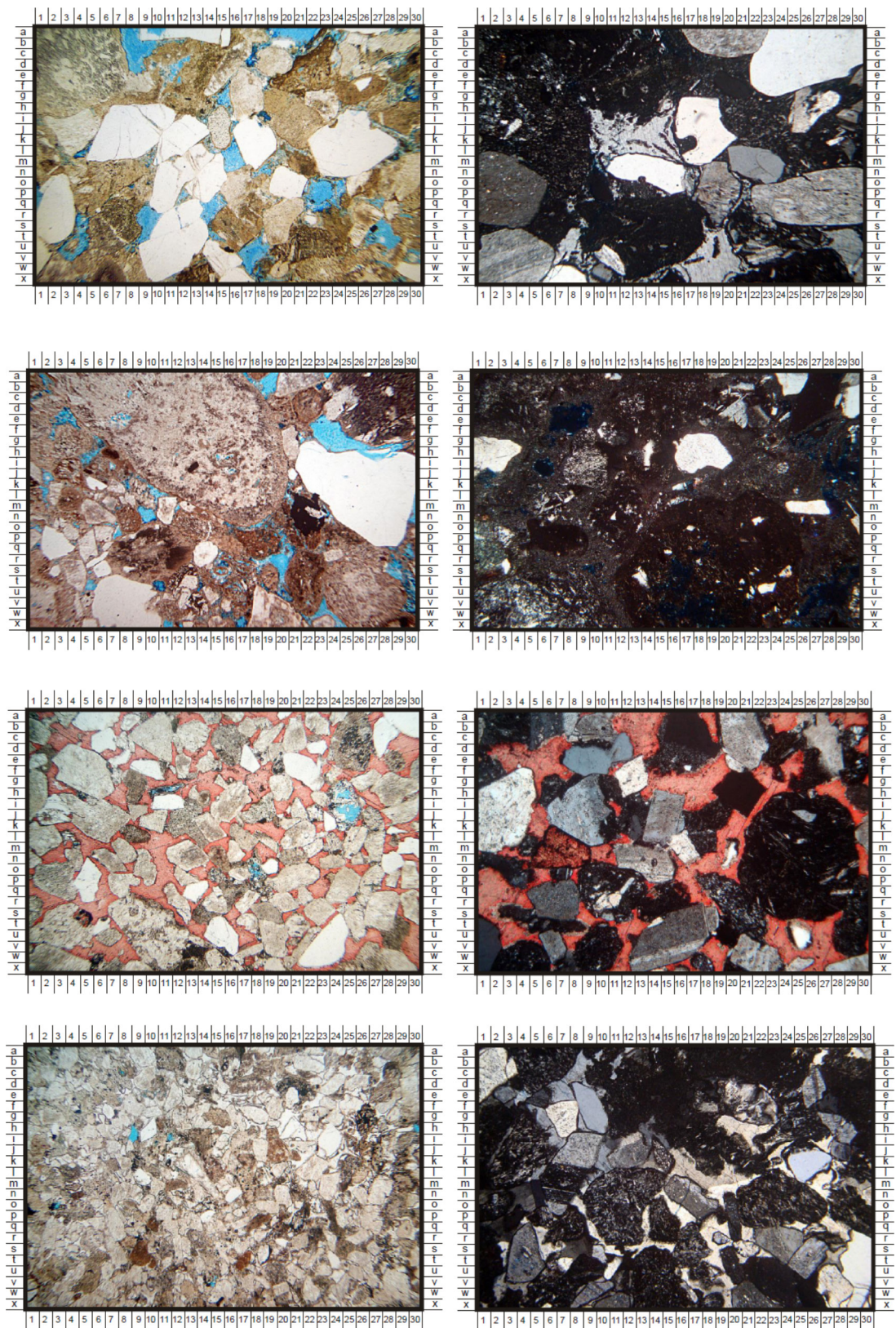


Figura 10. Dos cortes superiores corresponden a reservorios de Fm Bajo Barreal Sección Tobácea (sup). Dos cortes inferiores a reservorios de Fm. Castillo (inf.) (1cm=505u). A grandes rasgos se observa mayor porosidad y mejor conectividad poral en las areniscas tobáceas de ST vs tufitas y arenitas litofeldespáticas de Fm Castillo.

Modelo Dinámico

Dado que no se dispone de un análisis PVT y la información es escasa para los reservorios de interés de este estudio, la construcción del modelo de fluido se basó en los ensayos e historia de producción del pozo *Well-1*. Se propuso un modelo de petróleo saturado con casquete de gas, asumiendo que la presión inicial es cercana a la presión de burbuja, pero lo suficientemente menor como para permitir la existencia de un casquete original, y se asumió que ninguno de los reservorios ha contactado zonas de agua (Fig. 11).

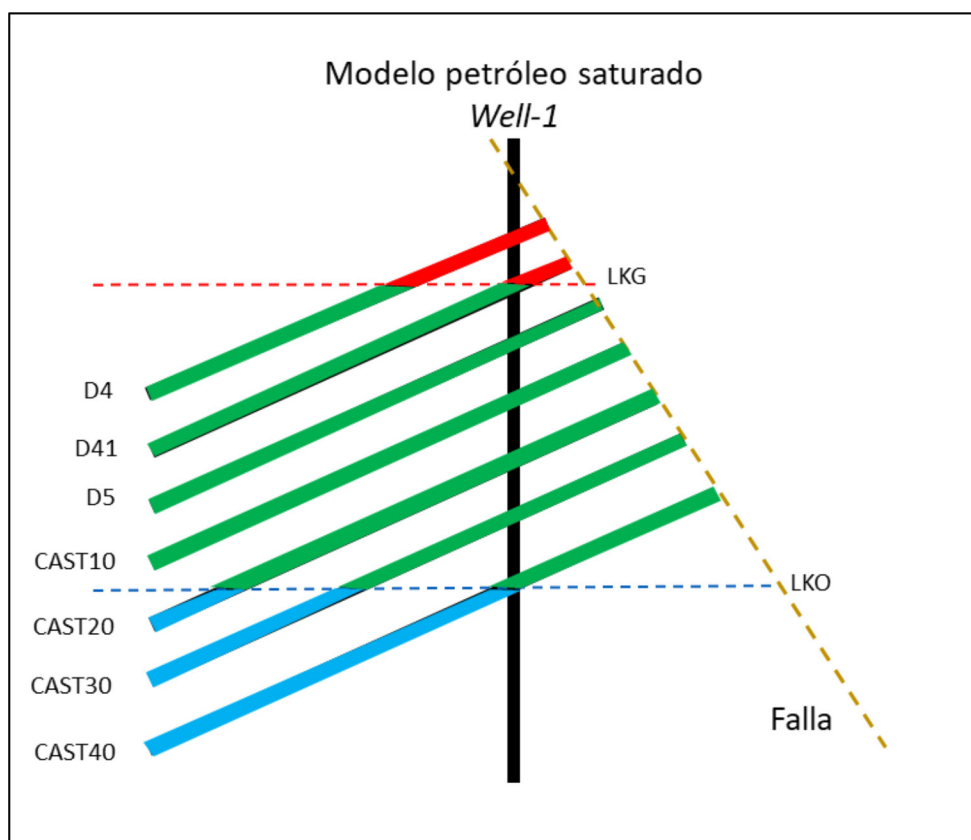


Figura 11. Modelo conceptual con contactos de fluidos definidos a partir de ensayos de pozo.

Se calculó una gravedad API de 39° de muestras de petróleo muerto obtenidas del pozo *Well-1*, y mediante las correlaciones de Vázquez & Beggs (1980) se calculó un R_s de 95 m³/m³ y las demás propiedades PVT. Para la viscosidad de petróleo se utilizó la correlación de Beggs & Robinson (1975) y para las propiedades del gas el cálculo se realizó con las correlaciones de Dranchuk *et al.* (1975) para el factor de compresibilidad Z y Lee *et al.* (1966) para la viscosidad.

Dado que los reservorios se asumen fractura dependiente, el área de drenaje propuesta tiene una geometría rectangular en línea con la dirección preferencial de crecimiento de fracturas y depositación predominante de canales.

La información petrofísica, propiedades de fluidos, posibles contactos, presiones, área de drenaje estimada inicialmente e historia de producción se introdujo en un simulador numérico con el fin de evaluar si el modelo de subsuelo propuesto era capaz de representar el comportamiento dinámico del pozo *Well-1*. Se incorporaron las geometrías y propiedades de todas las fracturas hidráulicas para poder analizar el aporte de reservorios no punzados pero contactados con las estimulaciones (Fig. 12).

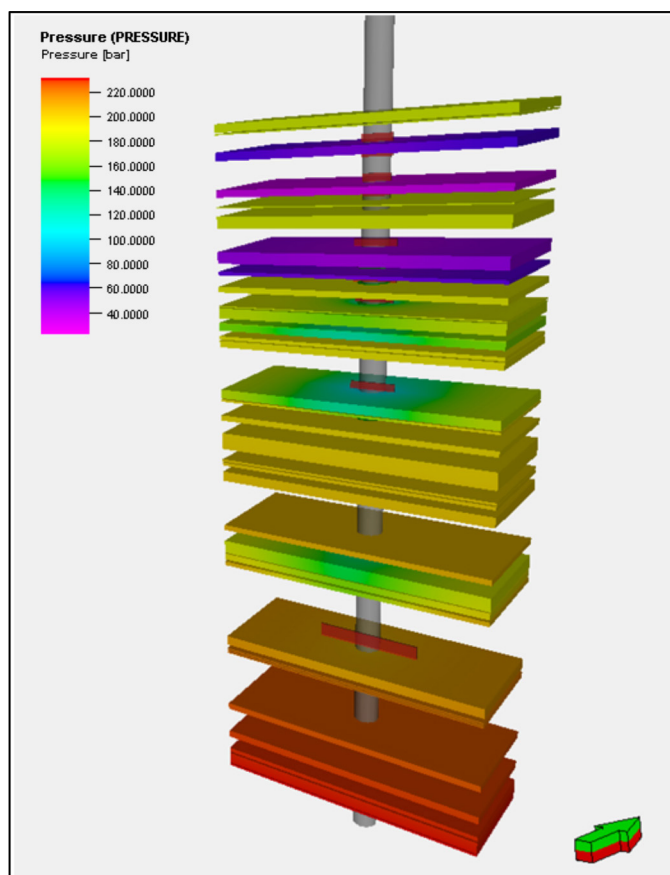


Figura 12. Modelo conceptual pozo *Well-1*, se observan los reservorios contactados por las fracturas y la depletación de los mismos.

La simulación permitió realizar un pronóstico de producción basado en propiedades del reservorio y de los fluidos, con mayor robustez que el estimado inicialmente mediante el comportamiento de pozos análogos de otros bloques. Se ajustó el área de drenaje en base al disturbio de presión observado al momento en que la presión del pozo *Well-1* era un 30% de la presión original con el objetivo de evaluar el distanciamiento necesario para minimizar la interferencia con las próximas posiciones a perforar.

El pronóstico de producción de los futuros pozos se realizó utilizando el mismo modelo de simulación y se incorporaron reservorios adicionales que se preveían abrir en función de lo

observado en el pozo *Well-1*. Se modificaron las profundidades de los posibles contactos de gas-petróleo y agua-petróleo para representar la variación estructural observada según los mapas sísmicos, y se realizaron sensibilidades a la permeabilidad, porosidad, geometría de la fractura y presiones para evaluar el impacto de cada una de ellas y obtener rangos de producción esperada. Este análisis permitió calcular las producciones de líquido y gas para cada reservorio a estimular, lo que permitió plantear diferentes estrategias de terminación y descartar aquellos niveles que presentaban pobres resultados.

RESULTADOS

La primera etapa del proyecto consistió en la perforación de 3 pozos hasta 2300 m de profundidad en puntos estratégicos del bloque de estudio con el objetivo principal de adquirir datos para disminuir las incertidumbres que se presentan en el modelo estructural, geológico y dinámico (Fig. 13). La adquisición de información se centró en validar o ajustar la interpretación sísmica de la estructura, evaluar la variación lateral y densidad de canales, identificar el tipo de fluido y si es similar para todos los reservorios, obtener información petrofísica para evaluar la calidad de los canales y poder realizar una óptima selección de los mismos, medir presiones de reservorio para ajustar el gradiente de la zona y evaluar conectividades entre pozos. La estrategia de

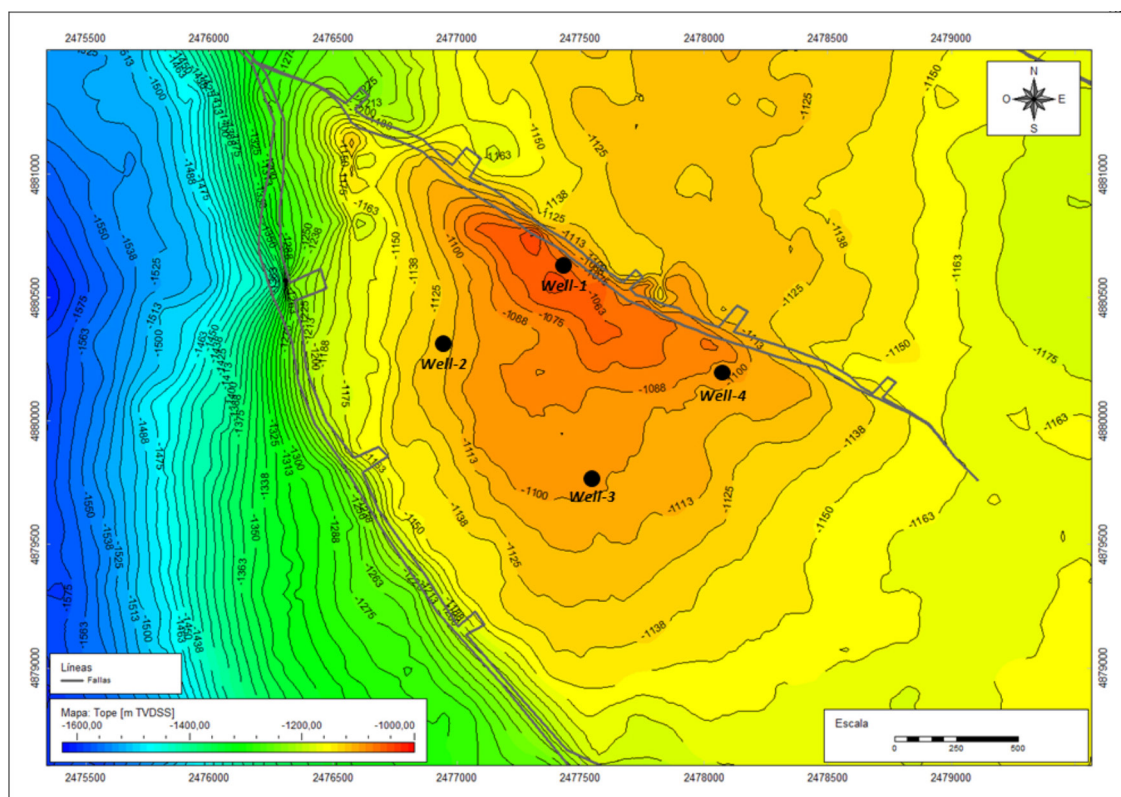


Figura 13. Ubicación de pozos perforados. Mapa estructural al tope de Sección Tobácea.

terminación implicó realizar punzados en todo el espesor permeable de los reservorios y efectuar estimulaciones hidráulicas por *tubing* con un diseño similar a lo efectuado en *Well-1* con el objetivo de poder comparar luego los resultados.

El pozo *Well-2* fue el primer pozo perforado al Oeste del bloque en la posición estructural más baja de la campaña, contactó algunos niveles productivos del *Well-1* y se punzaron otros reservorios nuevos. Los resultados de los ensayos de pistoneo permiten inferir que la productividad de los niveles de Sección Tobácea es predominante, debido a mejores condiciones petrofísicas, en particular la permeabilidad. Los ensayos de los reservorios de Fm. Castillo también presentaron excelentes resultados, aunque en segundo orden de importancia. No se observaron reservorios depletados lo cual es consistente con la definición del área de drenaje y la minimización de la interferencia entre pozos prevista. Luego de 5 meses de producción se observa que el caudal de petróleo y el porcentaje de agua libre son acordes a los resultados de la simulación numérica y el GOR muestra un valor mayor al esperado, lo cual permite suponer que no se han contactado niveles debajo del contacto de agua-petróleo y que es necesario reconsiderar si el contenido de gas es similar en todos los reservorios.

El segundo pozo perforado en el Centro-Sur de la estructura fue *Well-3* y contactó niveles productivos adicionales a los observados en los pozos anteriores. En este caso la preponderancia de productividad por formación no se evidencia con los ensayos de pistoneo, tal como en el pozo anterior. Se observó que la posición estructural del pozo era más baja que la obtenida mediante la interpretación sísmica lo cual exigió una revisión y reinterpretación de ésta.

La producción de líquido observada al cabo de 3 meses es significativamente menor a la esperada con un porcentaje de agua cercano al 90% por lo cual se sospecha que pudiera existir algún tipo de desvinculación estratigráfica o que algunos de los reservorios no contactados pudieran explicar la producción observada en los otros pozos, y la producción de gas es significativamente mayor a la prevista lo cual ocasionó que el pozo no pudiera ser optimizado. Se consideró que la variación estructural respecto a los demás pozos no justificaba un cambio tan abrupto del corte de agua.

El último pozo *Well-4* se perforó al Este de la estructura y cercano a la falla que limita el bloque al Norte, en el sentido de deposición de canales respecto a *Well-1*. Se logró contactar el mejor nivel productivo de *Well-1* y se seleccionaron otros reservorios que no habían sido abiertos anteriormente. Los ensayos de pistoneo presentan valores de productividad similares tanto para Sección Tobácea como para Fm. Castillo, aunque mediante análisis DFIT puede observarse que tanto la transmisividad como la calidad petrofísica de los reservorios mejora en Sección Tobácea. Se observó una posición estructural similar a la prevista, resultando el pozo más alto de la campaña. Luego de 2 meses de producción se observa un porcentaje de agua del doble de lo esperado y un GOR similar al pronóstico de producción.

En términos generales para la primera etapa puede observarse (Fig. 14) que las producciones de gas y agua son mayores a las previstas, y que la producción de petróleo se aproxima al pronóstico.

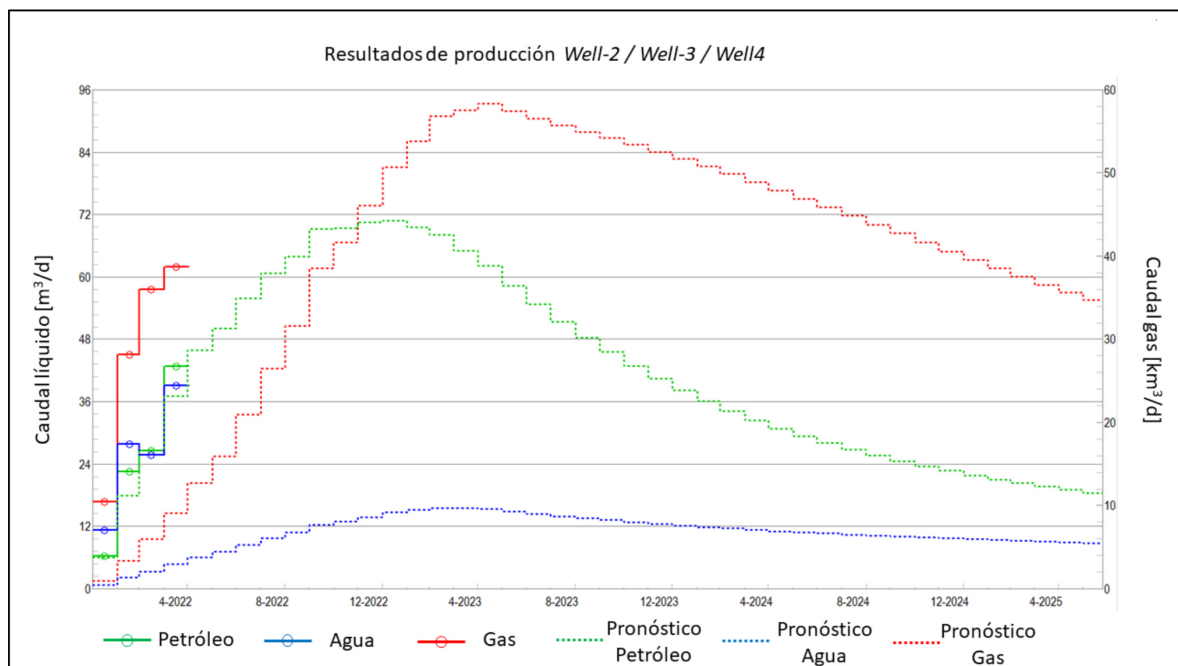


Figura 14. Gráfico comparativo entre la producción diaria real de los tres pozos perforados en la primera etapa y el pronóstico de producción.

La correlación de los reservorios identificados en los cuatro pozos del bloque (Fig. 15), junto con los resultados de los ensayos y comportamiento de producción de los pozos permitió realizar una primera aproximación de la continuidad de los reservorios y retroalimentar el modelo.

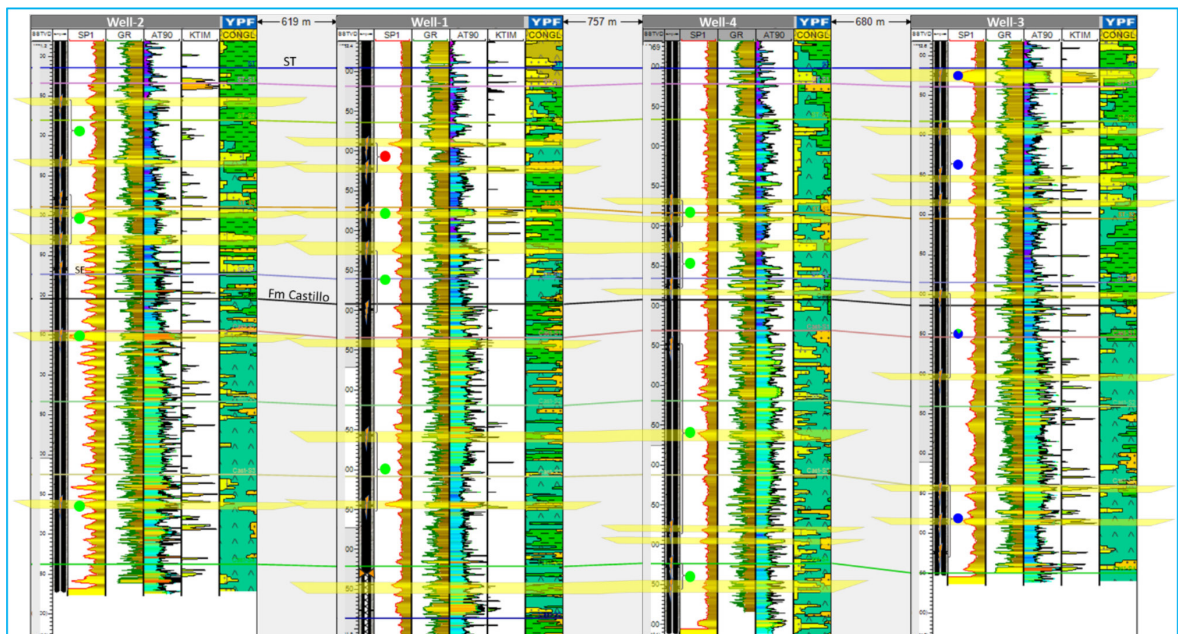


Figura 15. Corte Estratigráfico nivelado al tope de la Sección Tobácea NW – SE, donde muestra la distribución areal de los principales cuerpos canalizados que han resultado productivos en el área de estudio.

CONCLUSIONES

- El análisis estructural realizado a partir de la correlación de los pozos permitió identificar variaciones respecto a lo previsto en la interpretación sísmica, lo cual implicó una actualización del modelo otorgando, en algunos casos, mayor peso a la información de los pozos. Esta reinterpretación permitió un mayor grado de confianza para la ubicación de las próximas locaciones.
- El desarrollo de reservorios profundos en Sección Tobácea y Fm. Castillo permitió revitalizar un campo maduro cuyo enfoque estaba en la inyección de agua a niveles más someros.
- La adquisición de información en los primeros tres pozos permitió robustecer el modelo de subsuelo, mitigando algunas incertidumbres y dando paso al diseño de un plan de desarrollo para el bloque.
- Los resultados favorables obtenidos permitieron extender el análisis a zonas aledañas donde se visualizan altos estructurales para estas formaciones y posiblemente similares condiciones petrofísicas.
- Se estableció que la permeabilidad es el driver principal que debe tenerse en cuenta en este tipo de reservorios, que por sus condiciones petrofísicas condiciona de manera extraordinaria el aporte de fluidos.
- El análisis del impacto que la estrategia de punzado y diseño de fracturas hidráulicas pudieran tener en la productividad de los pozos es clave para minimizar el daño al reservorio y continuar un desarrollo económicamente viable.
- Los resultados obtenidos hasta el momento valorizan la exploración profunda en la Cuenca del Golfo San Jorge. Uno de los grandes desafíos de explorar en cuencas maduras está asociado al grado de degradación petrofísica que tienen los reservorios en profundidad. Sin embargo, como se observa en el área de estudio, es clave entender la heterogeneidad de los reservorios, la forma eficiente de realizar la terminación y la estrategia de producción y desarrollo.
- Las estrategias y estudios realizados durante el desarrollo de este trabajo ponen en valor, una vez más, la importancia de tomar datos de roca, durante la perforación y perfilaje. El procesamiento y combinación de información de distintas fuentes y escalas permite ajustar los modelos sedimentarios y predecir el comportamiento en futuras propuestas. No obstante, se ha observado que se trata de un modelo dinámico, que se retroalimenta y evoluciona a medida que se incorpora información de nuevos sondeos.

AGRADECIMIENTOS

¡A nuestras familias!

Los autores agradecen especialmente a YPF S.A. por autorizar la difusión de los resultados y a los revisores internos que, con su aporte, mejoraron los procesos y entendimientos de este proyecto y la calidad de este escrito.

REFERENCIAS CITADAS

- Allard, J., Foix, N., Paredes, J.M., Giacosa, R.E., Buetti, S. y Sánchez, F. 2021. Estructura y tectónica de las cuencas del Golfo San Jorge y Cañadón Asfalto. En: Giacosa R. (Ed) Relatorio del XXI Congreso Geológico Argentino, Geología y Recursos Naturales de la Provincia de Chubut, Capítulo E.2: 1238-1292.
- Atencio, M., E. Junken, Y. Basile, S. Utgé y F. Spath, 2014. Geomorfología sísmica indicativa de la última transgresión lacustre de la Fm. Pozo D-129 en el ámbito de la Flaja Plegada de la cuenca del Golfo San Jorge. Revista de la Asociación Geológica Argentina.
- Paredes, J.M., Foix, N., Allard, J.O., Colombo, F. y Tunik, M.A. 2015. Alluvial architecture of re-worked pyroclastic deposits in peri-volcanic basins: Castillo Formation (Albian) of the Golfo San Jorge basin, Argentina. Revista de la Asociación Geológica Argentina. 72, 42-62.
- Paredes, J.M., Foix, N., Allard, J.O., 2016. Sedimentology and alluvial architecture of the Bajo Barreal Formation (Upper Cretaceous) in the Golfo San Jorge Basin: outcrop analogues of the richest oil-bearing fluvial succession in Argentina. Mar. Petrol. Geol. 72, 317-335.
- Bardon, Ch., Pied, B., 1969. Formation water saturations in shaly sands, 10th Annual Logging Symposium, SPWLA.
- Vázquez, M and Beggs, H.D., 1980. Correlations for Fluids Physical Property Prediction, Journal of Petroleum Technology, pp 968-970.
- Lee, A.L., Gonzales, M.H. and Eakin, B.E., 1966. The Viscosity of Natural Gases, Journal of Petroleum Technology, pp. 997-1000.
- Dranchuk, P.M. and Abou-Kaseem, J.H., 1975. Calculation of Z Factors for Natural Gases Using Equations of State, The Journal of Canadian Petroleum, pp. 34-36.