

Recuperación avanzada de producción primaria de petróleo: Proyecto de pozos infill en el yacimiento Estancia Cholita

Schenkel, Loreta (YPF, loreta.schenkel@ypf.com), Pyczil, Daniel (YPF, daniel.pyczil@ypf.com), Tennerini, Gerardo (YPF, gerardo.a.tennerini@ypf.com), Martín, Franco (YPF, franco.martin@ypf.com), Salvarredy Aranguren, Matías (YPF-UNPSJB, mmsalvarredya@ypf.com), Kamerbeek, Yanko (YPF-UNPSJB, yanko_86@hotmail.com), Nicora, Gastón (YPF, rgnicorah@ypf.com), Marcaida Abel (YPF, edgardo.marcaida@ypf.com)

Sinopsis

La perforación de pozos infill es una herramienta muy aplicada en proyectos de recuperación secundaria y/o terciaria. Esta técnica luego fue extendida en yacimientos de baja permeabilidad y/o de alta heterogeneidad estructural o sedimentaria, como los reservorios generados por sistemas fluviales. Esta contribución presenta el caso de pozos infill en el yacimiento Estancia Cholita de YPF S.A. situado en la Provincia de Santa Cruz. Este yacimiento explota reservorios del Grupo Chubut de la Cuenca del Golfo San Jorge caracterizados como de ámbito fluvial.

En el año 2010 se analizó la información de presiones de reservorio, parámetros geométricos de los canales, comportamientos de producción y acumuladas de los pozos a 300 m de distanciamiento. Esta evaluación permitió incorporar reservas infill en el área. Los pozos infill no sólo contactaron las capas previstas por el modelo geológico obtenido a partir de los pozos primarios del área, sino además encontraron un 33% más de nuevos reservorios.

El proyecto del desarrollo de pozos infill en el yacimiento Estancia Cholita buscó entonces mejorar el contacto de capas nuevas y verificar las continuidades de las existentes contribuyendo una mejora para la futura implementación de proyectos de recuperación secundaria. Los resultados de esta estrategia pueden medirse por la comparación de la recuperación última estimada (EUR) de los pozos antes de la perforación infill y posterior a la ejecución de los mismos. Esta comparación habilita deducir que el mayor apilamiento de arenas productivas discontinuas en la columna geológica del área hace que el radio de drenaje habitual de la cuenca de 150 m, sea insuficiente para la recuperación efectiva del petróleo. El resultado de esta exitosa estrategia ha permitido incorporar reservas Probadas Desarrolladas.

Introducción

El yacimiento Estancia Cholita se encuentra ubicado en el sector suroccidental de la cuenca hidrocarburífera del Golfo de San Jorge (CGSJ), en el denominado flanco oeste de la misma en la Provincia de Santa Cruz, Argentina. La localidad vecina más próxima es Las Heras ubicada unos 60 km al oeste del yacimiento (Fig. 1). La cuenca sedimentaria del Golfo San Jorge, aunque es muy pequeña en comparación a importantes cuencas hidrocarburíferas mundiales, es de importancia para los recursos hidrocarburíferos de la República Argentina debido a ser la principal productora de hidrocarburos de nuestro país (Barcat *et al.*, 1989). Esto se debe a que posee una buena roca madre (Van Nieuwenhuise y Ormiston, 1989), una complejidad estructural favorable para entrapamiento de los hidrocarburos (Jalfin *et al.*, 2005) y múltiples reservorios. Aunque la calidad de sus reservorios es baja dado el gran aporte volcánico-clástico que recibió la cuenca durante su relleno (Fitzgerald *et al.*, 1990).

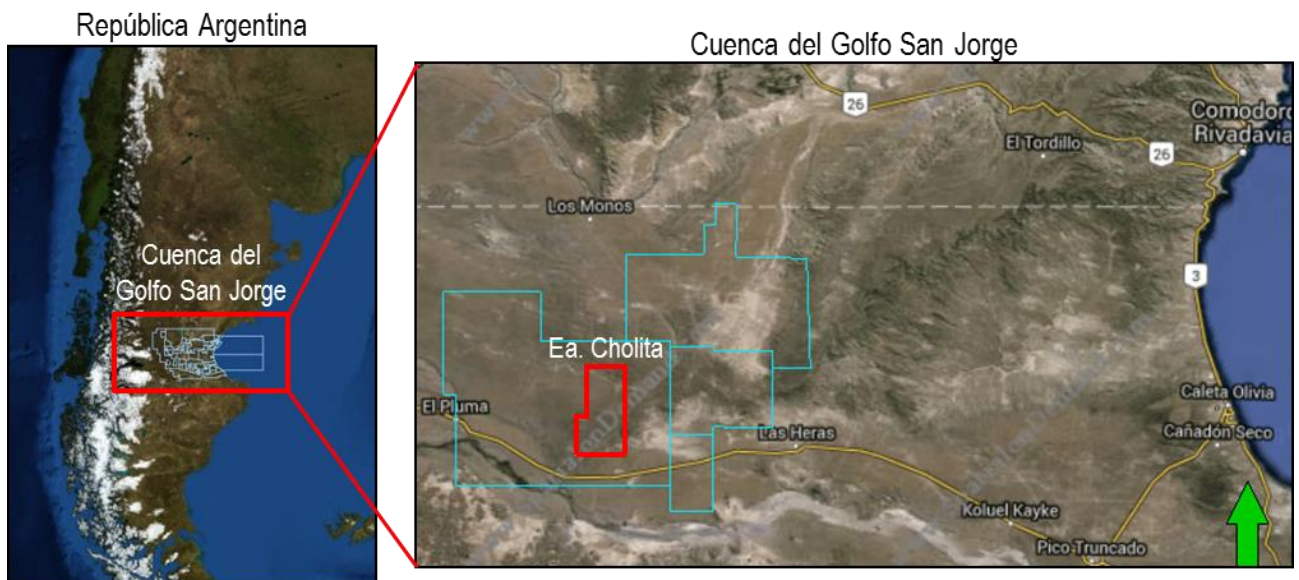


Figura 1. Ubicación del yacimiento Estancia Cholita.

La geología del yacimiento podemos dividirla en aquella aflorante y la de subsuelo. La superficie está caracterizada por una zona planiforme sobre depósitos modernos de agradación y terrazas fluviales del río Deseado (Cobos & Panza, 2001). En el subsuelo, el área de interés se sitúa a lo largo del eje de un anticlinal suave producto de la inversión tectónica acaecida durante la orogenia andina (Fitzgerald *et al.*, 1990, Fig. 2). Esta inversión afecta al Grupo Chubut (Lesta, 1968) que contiene las unidades geológicas productivas del área, a saber: Fm. Bajo Barreal que incluye en su parte inferior a la Sección Tobácea, Fm. Castillo y Fm. Pozo D-129 (Fig. 3).

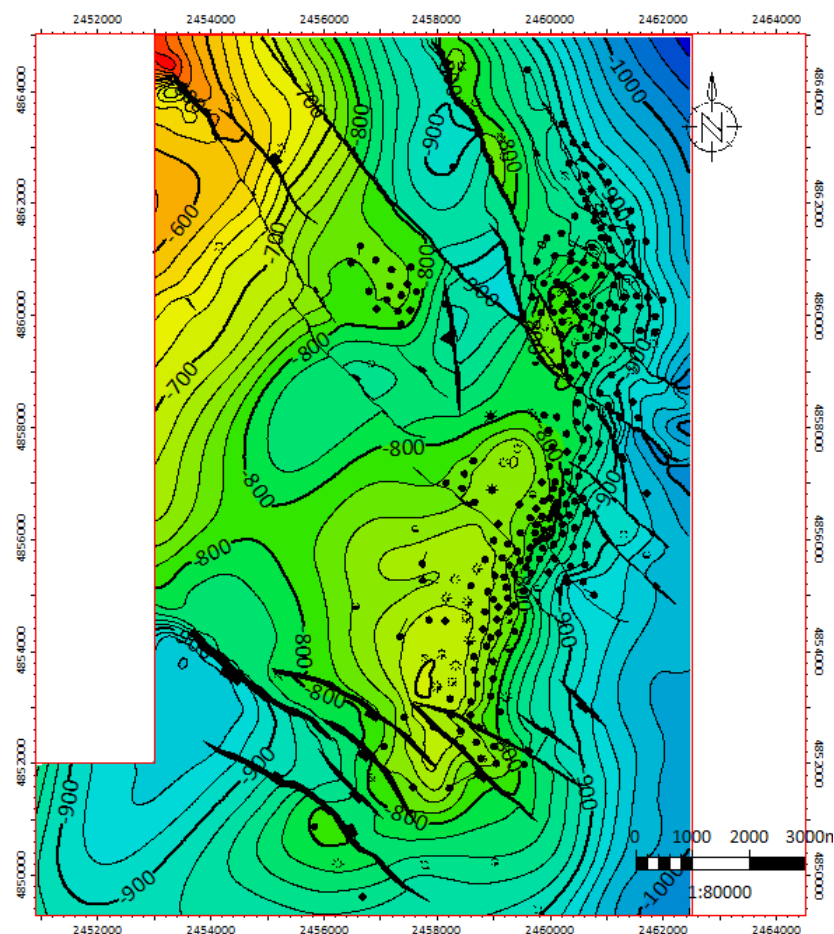


Figura 2. Detalle de la estructura geológica que controla la ocurrencia del yacimiento Estancia Cholita en subsuelo, mapa al tope de la Fm. Castillo.

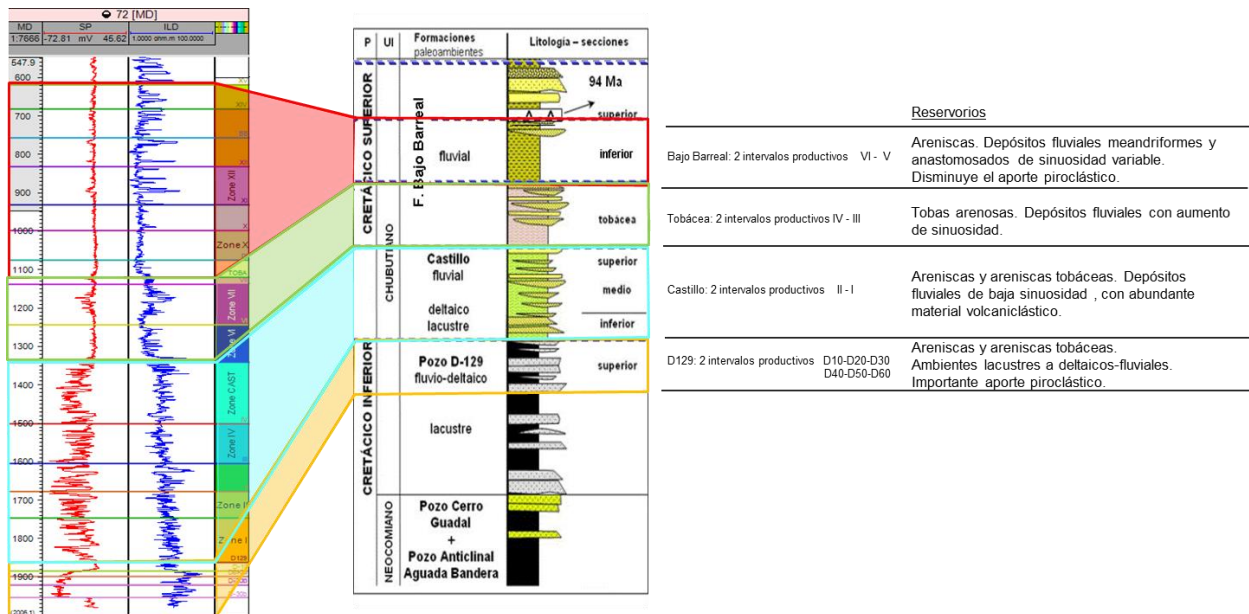


Figura 3. Columna estratigráfica del yacimiento Estancia Cholita y características de sus reservorios (modificado de Georgieff in Iovine *et al.*, 2013)

Este trabajo se focaliza en los pozos infill sobre las unidades suprayacentes a la Fm. Pozo D-129. Las características del reservorio de esta última unidad en Estancia Cholita fueron descriptas recientemente por Salvarredy Aranguren y otros (2016). Las restantes unidades geológicas (Fms. Bajo Barreal y Castillo) que conforman el Gr. Chubut tienen por origen sedimentario un ambiente marcadamente fluvial (Bridge *et al.*, 2000; Paredes *et al.*, 2007). Los reservorios productivos de dicho grupo presentan entonces una importante variabilidad vertical y lateral de sus propiedades petrofísicas en cortas distancias, históricamente se consideró que un distanciamiento entre pozos de 300 metros resultaba económicamente viable para desarrollar los yacimientos en la Cuenca del Golfo San Jorge. Esta situación, si bien aplicable en muchos casos, no se compadece con las particularidades geológicas de algunos sectores de la misma cuenca (Ronanduno, 2006). Un modo de disminuir el impacto de dichas discontinuidades es la perforación de pozos infill (Hirschfeldt, 2014), que constituye una herramienta muy aplicada en proyectos de recuperación secundaria y/o terciaria (Satter & Thakur, 1994; Satter & Iqbal, 2015). Esta técnica luego fue extendida en yacimientos de baja permeabilidad y/o de alta heterogeneidad estructural o sedimentaria (Kerimov *et al.*, 2012), como los reservorios generados por sistemas fluviales (Basuni, 1978). Desde dicha perspectiva se realizó en el año 2010 un estudio de la geometría de los canales para las distintas unidades reconocidas (Solórzano, *et al.* 2010 & *et al.* 2012), permitiendo evaluar entre los diferentes escenarios analizados la alternativa de obtener una recuperación avanzada de la producción de la primaria a través de pozos infill.

El yacimiento ha presentado un crecimiento importante con un desarrollo casi explosivo de 2006 en adelante (Fig. 4). A diciembre de 2015, el mismo posee 289 pozos, de los cuales 235 están en producción. Se trata de un desarrollo principalmente de primaria, excepto el bloque norte donde está en marcha un pequeño piloto de recuperación secundaria, en tanto se trabaja en una masificación de la misma para todo el yacimiento.

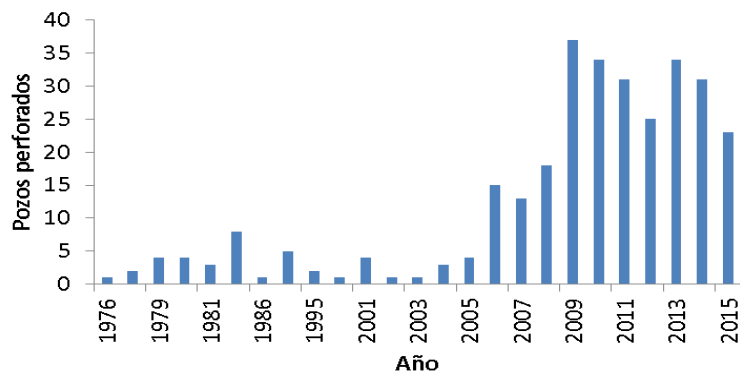


Figura 4. Cantidad de pozos perforados por año en el yacimiento Estancia Cholita.

Métodos y consideraciones

Esta contribución tiene por objeto presentar los resultados obtenidos a partir de la estrategia de desarrollo planteada para ciertos sectores del área en estudio, incorporando la perforación de pozos infill en el yacimiento Estancia Cholita. Este desarrollo a Diciembre de 2015 presenta 36 pozos infill perforados (Fig. 5). Como puede apreciarse los pozos se distribuyen a lo largo del yacimiento, tanto en el bloque norte, como en el centro y sur.

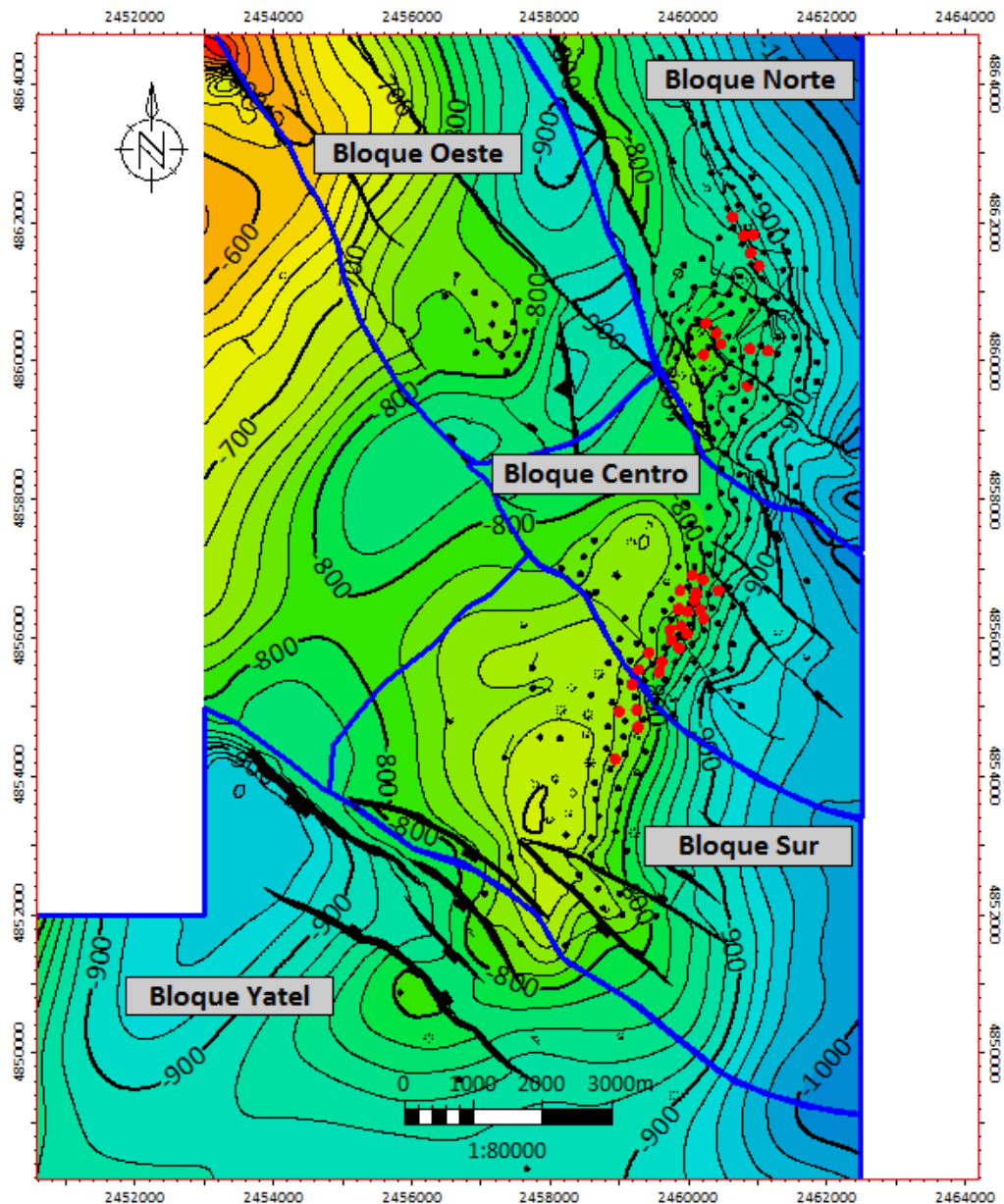


Figura 5. Ubicación de los 36 pozos infill en el yacimiento Estancia Cholita.

Los pozos de interés para este estudio son denominados infill dado que presentan un distanciamiento menor a 300 m para las Fms. Bajo Barreal y Castillo. Por otra parte cabe señalar que la estrategia del desarrollo del yacimiento de Estancia Cholita, no sólo se focaliza en el desarrollo de las Fms. Bajo Barreal y Castillo, sino que además en los últimos años alcanza también la sección superior de la Fm. Pozo D-129 (Salvarredy Aranguren *et al.*, 2016), por lo que un número menor de los pozos que conciernen este estudio alcanzan esta unidad. Estos pozos se encuentran a un distanciamiento de 300 m o mayor, por ende no califican como infill para dicha formación y no son comprendidos por el presente trabajo (para mayores detalles ver Salvarredy Aranguren *et al.*, 2016 & Pyczil *et al.*, en las actas del presente congreso).

Por lo antes señalado, los pozos infill se han propuesto con un distanciamiento de 150 m o menor de los pozos primarios de producción existentes. Como se verá en la sección siguiente el monitoreo de producción de los pozos del área ha permitido establecer el área del drenaje de influencia.

Tal como se ha mencionado en párrafos anteriores el análisis se circunscribe sobre la información de los reservorios de las unidades superiores del Grupo Chubut. La Fm. Bajo Barreal, que presenta una importante variabilidad litológica en la vertical, haciendo claramente distinguible una sección basal, conocida como Sección Tobácea que es muy rica en aporte piroclásticos. Nos referiremos informalmente entonces como Bajo Barreal a los reservorios de la sección superior de la Fm. Bajo Barreal, como Sección Tobácea a la sección inferior de esta misma unidad y como Castillo a la Fm. Castillo. Esta división es un criterio práctico imperante habitual en el estudio y desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos en el flanco oeste de la Cuenca del Golfo de San Jorge que no sigue estrictamente el criterio del Comité Argentino de Estratigrafía, (1992).

La perforación de estos 36 pozos ha contado en su mayoría con controles geológicos con medición de gases, perfiles a pozo abierto y toma de presiones de las capas de interés. Se cuenta con 14 controles geológicos, 34 perfiles a pozo abierto y 2012 puntos de presión. Finalmente para el análisis presente se han tenido en cuenta los controles de producción realizados a estos 36 pozos, que a Diciembre de 2015 contabilizan 905 valores.

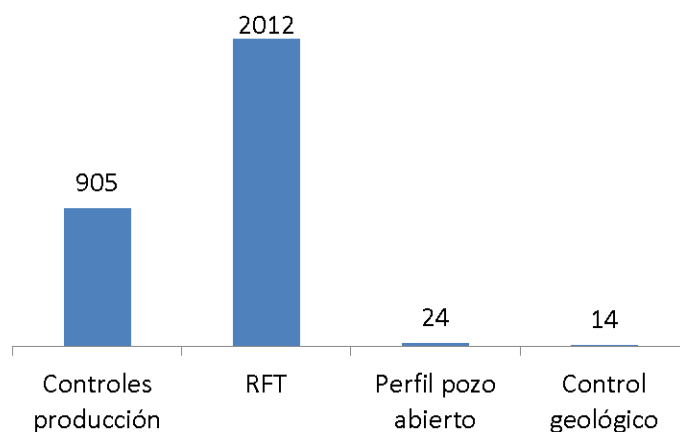


Figura 6. Datos utilizados para la presente contribución.

Esta información ha permitido la validación del modelo estático, identificando las capas que han sido abiertas en pozos ya existentes a lo largo de las Fms. Bajo Barreal y Castillo, y establecer la estrategia de terminación de estos pozos de recuperación de avanzada.

Las terminaciones de estos pozos se han restringido en su mayoría a abrir capas nuevas, no punzadas o poco drenadas en pozos vecinos. Como señalado precedentemente la cuenca se caracteriza por poseer yacimientos multireservorios, por lo que típicamente un pozo infill de esta zona contacta un promedio de ocho reservorios productivos por pozo.

Análisis de los resultados de la información obtenida del desarrollo de los pozos infill

En esta sección nos concentraremos sobre el análisis de presiones tomadas durante las operaciones de perfilaje para las distintas unidades geológicas, también brindaremos un análisis de sus producciones.

La obtención de pruebas de presión durante la operación de perfilaje es una técnica ampliamente difundida y de suma utilidad para evaluar los reservorios en estudio y desarrollo (Smolen & Litsey, 1979). Esta información brinda la posibilidad de establecer a qué presión se encuentran los reservorios estudiados.

Un primer abordaje es sobre la variación de las presiones de los reservorios en la vertical distinguiendo en tres segmentos al yacimiento multicapa compuesto por los reservorios de Bajo Barreal, Sección Tobácea y Castillo tal como se definieron previamente. La generación de un gráfico que dispone en abscisas las presiones y en ordenadas las profundidades de los reservorios, permite evaluar si se observa una relación de depletación en función de la unidad donde se sitúan los reservorios (Fig. 7).

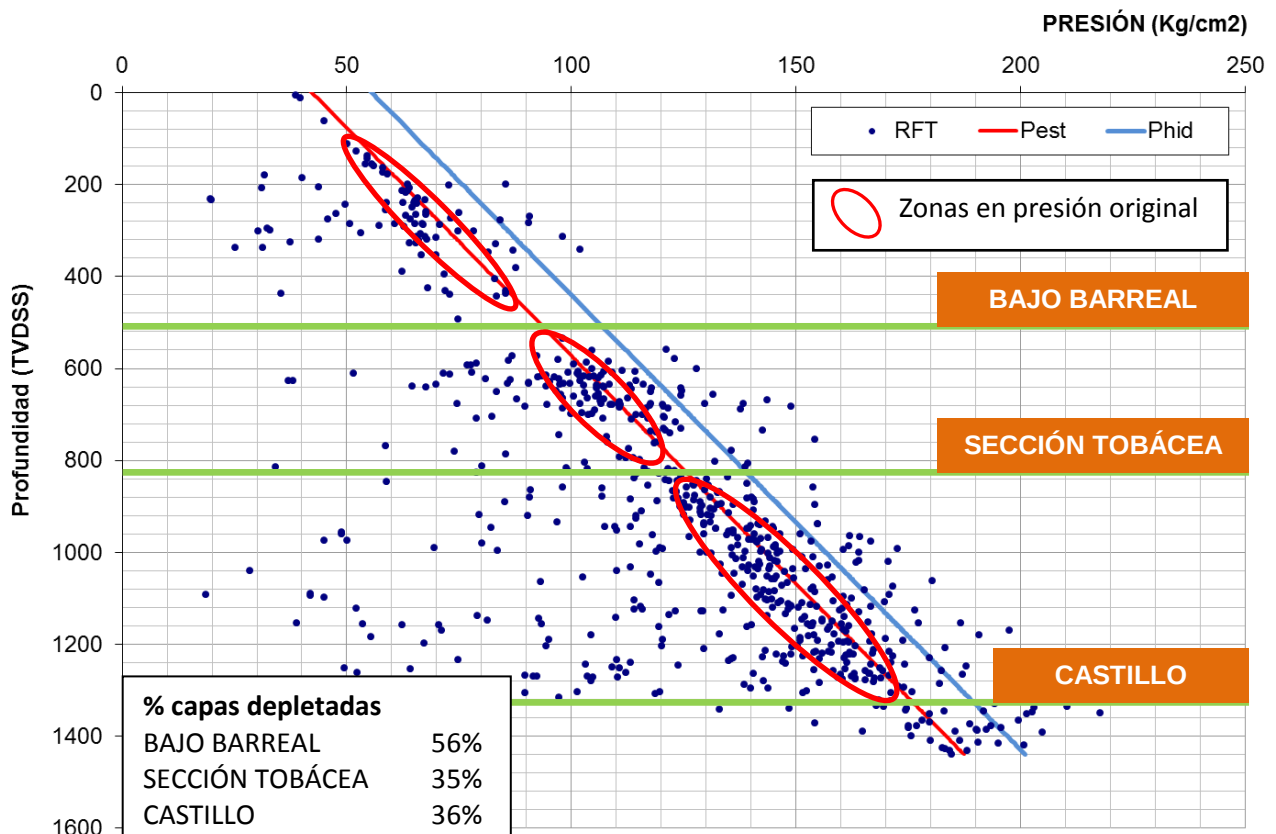


Figura 7. Análisis de variación de las presiones de reservorios según la profundidad a la que se sitúan los mismos para los pozos infill.

En este gráfico nos permite comparar las presiones de reservorio encontradas durante la perforación infill, respecto a la presión hidrostática y la ley de presión original calculadas para el yacimiento Estancia Cholita. A partir de este análisis, se observa que las capas pertenecientes a Bajo Barreal es donde se encuentra una mayor proporción de capas por debajo de la presión original, mientras que en las capas de la Sección Tobácea y Castillo esta proporción es más baja.

Otro análisis posible de esta información es como serie de tiempo. Esto puede realizarse analizando los resultados de las pruebas de presión de formación por campaña anual sucesiva del desarrollo del yacimiento Estancia Cholita (Fig. 8). Esta serie en años sucesivos permite apreciar un incremento en los puntos de presión tomados que se van identificando por debajo de la presión original.

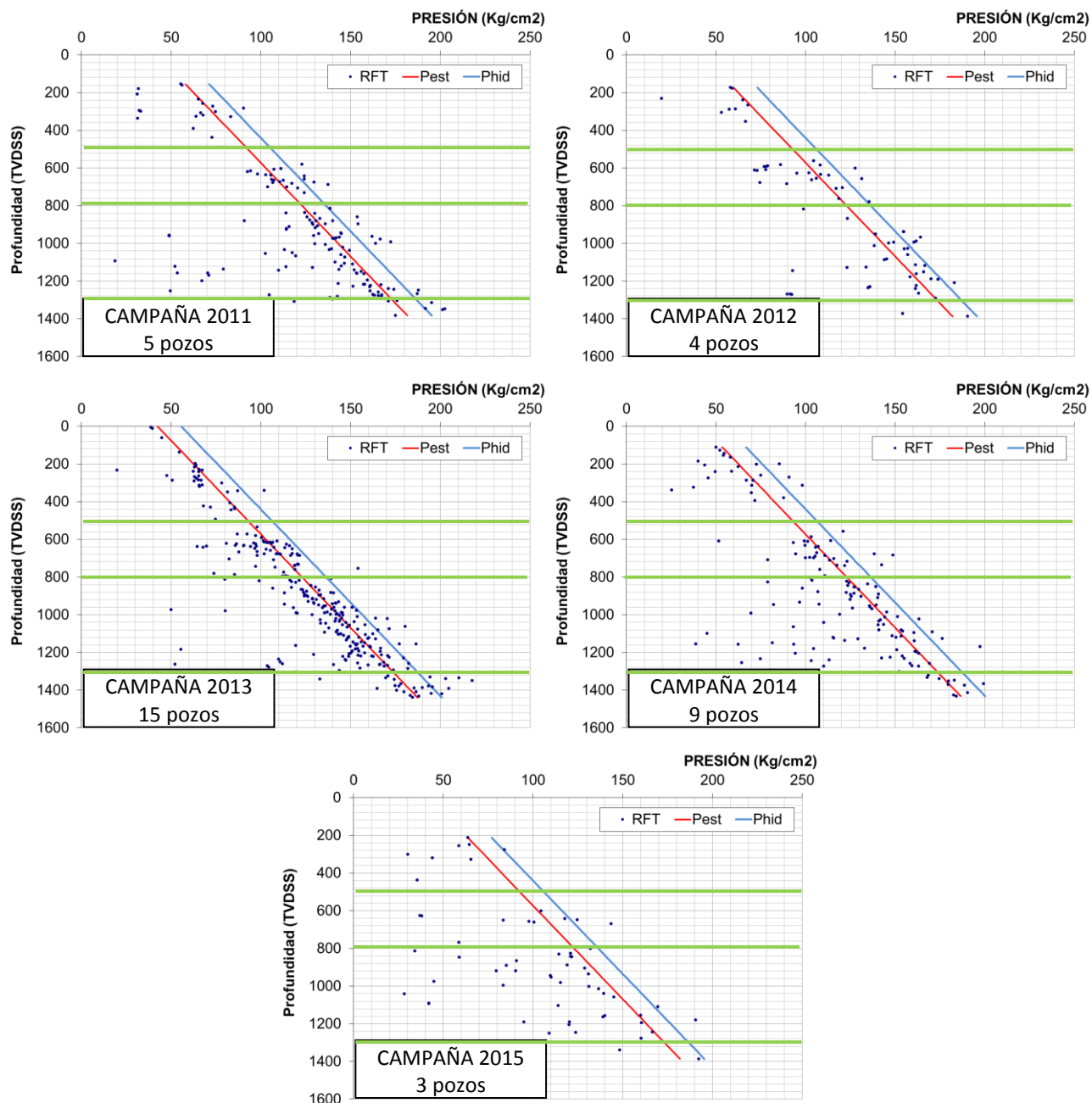


Figura 8. Análisis del aumento de puntos de presión por debajo de la presión original en las sucesivas campañas de los pozos infill.

Finalmente otro abordaje metodológico para nuestro caso de estudio, es observar si hay variaciones areales de las presiones en el yacimiento Estancia Cholita. Por ello en la figura 9 se grafican las cantidad de pozos perforados y la cantidad de capas depletadas encontradas en cada uno de los bloques.

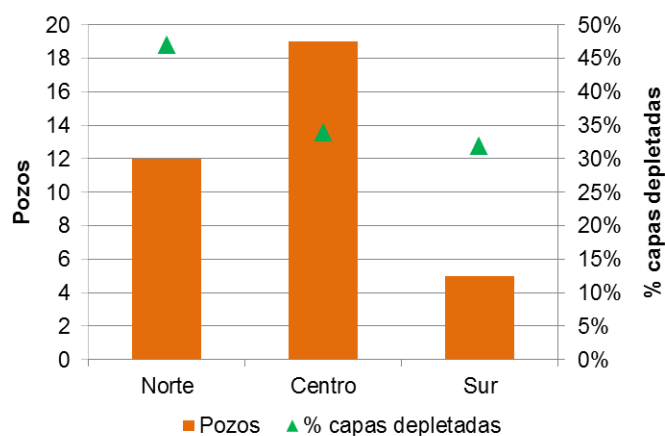


Figura 9. Serie de variación areal de las presiones en los reservorios en los distintos bloques del yacimiento Estancia Cholita.

A partir de los controles de producción se evaluó la historia de producción de los pozos y se realizó la declinación de cada uno de ellos, con el método caudal de producción diario vs. tiempo, (Arps, 1945) declinando con la curva de mejor ajuste para hacer la regresión. Se evaluaron dos escenarios: *previo a la campaña de pozos infill* y *posterior a la campaña infill*, de esta forma se puede estudiar el comportamiento de la producción al realizar las nuevas perforaciones, (Fig. 10). La curva roja representa el escenario previo a la campaña infill, mientras que la curva verde representa el escenario posterior a la campaña infill. Comparando ambas curvas de producción, no se evidencia una caída de producción mayor a la estimada por declino previo a la campaña infill.

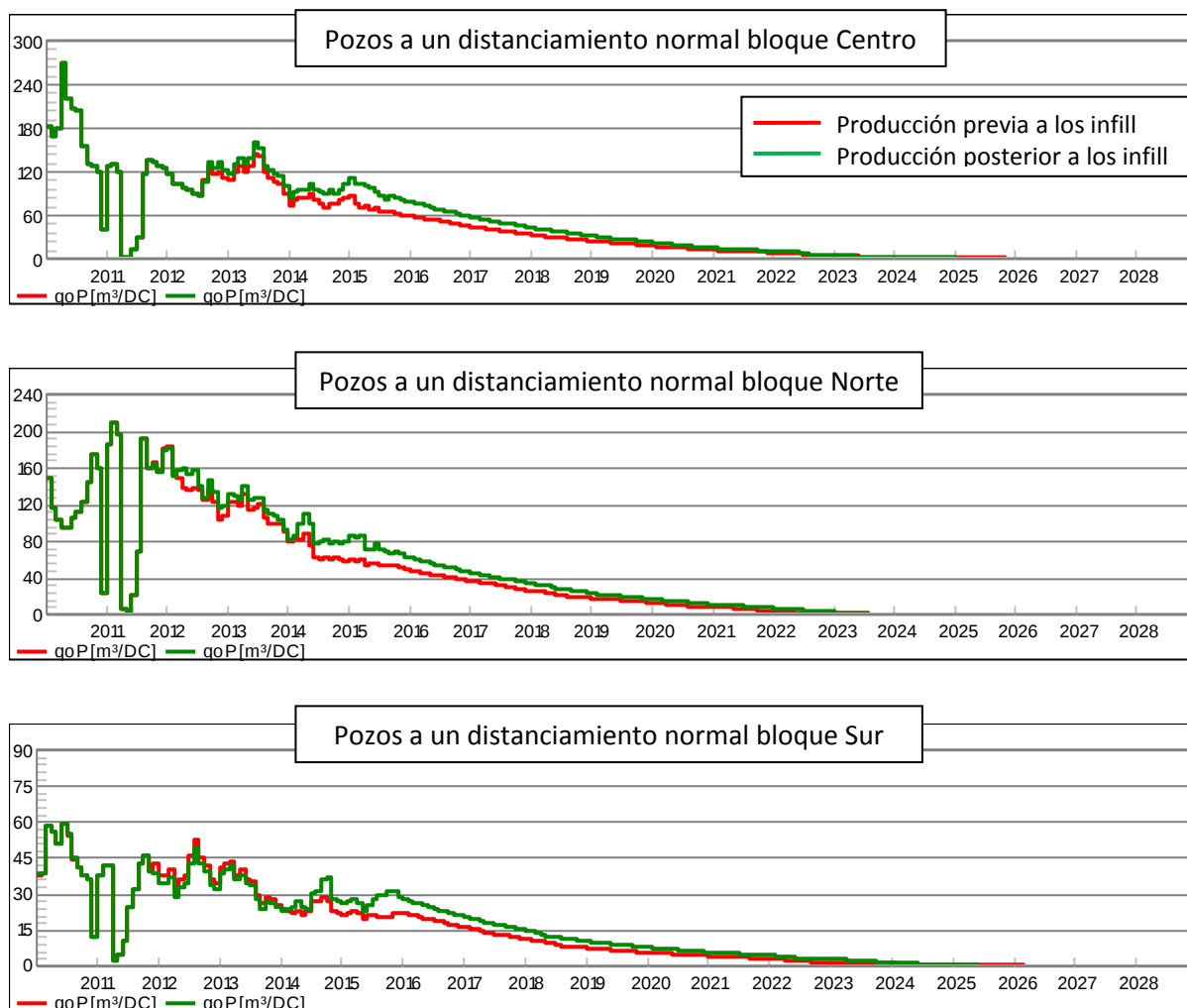


Figura 10. Historia de producción por bloque para los escenarios evaluados.

Con el fin de determinar el comportamiento por bloque, se realizó el gráfico producción acumulada (m^3) vs. caudal (m^3/d , Fig. 11), donde se puede apreciar rápidamente la ganancia en producción que generaron estas perforaciones interespaciadas, al graficar los escenarios de los pozos a un distanciamiento normal (curva verde) y campaña infill (curva azul).

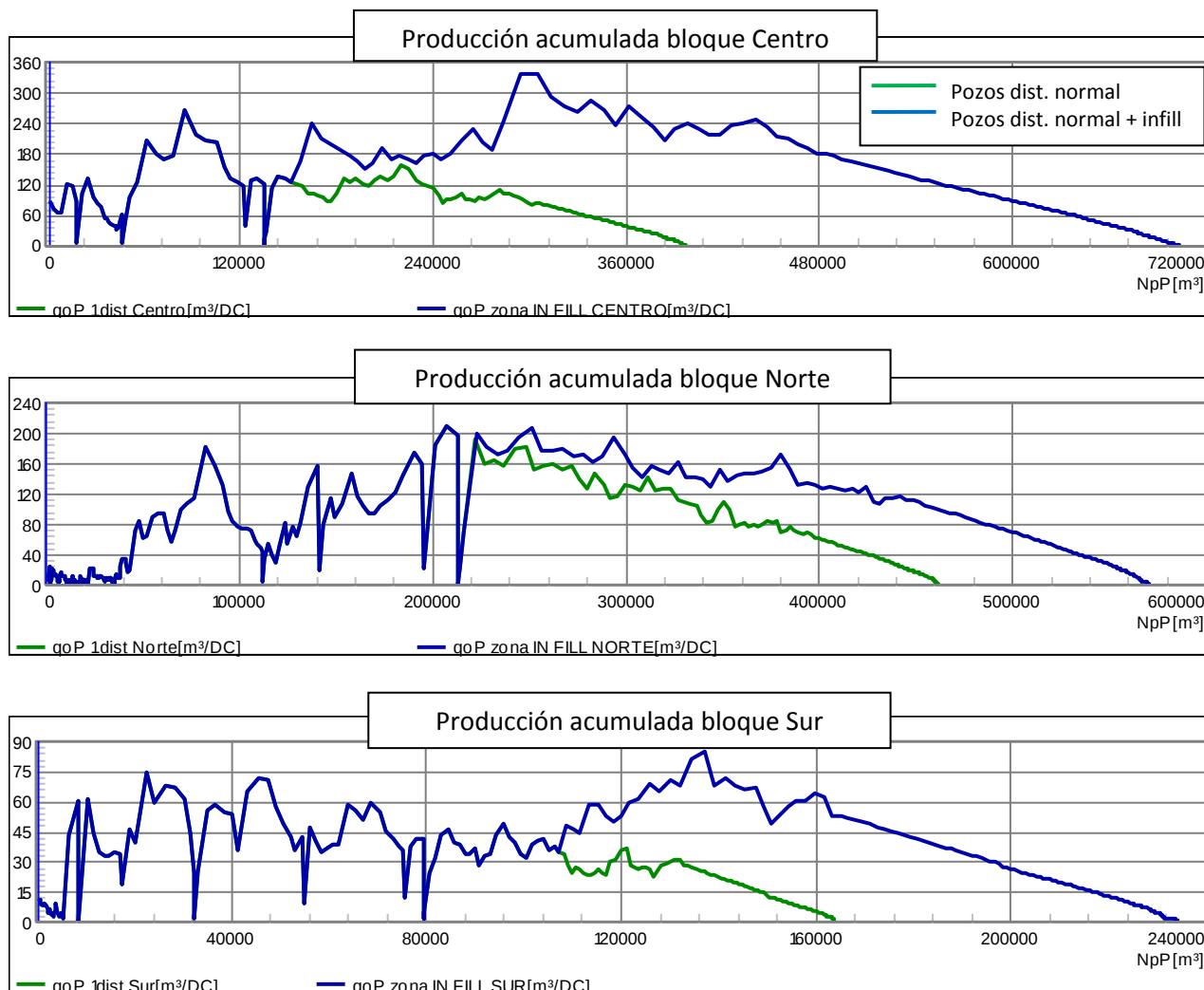


Figura 11. Producción acumulada por bloque.

Evaluando los datos por campaña de perforación, se pudo apreciar que avanzando en el tiempo se obtienen menores acumuladas y mayor porcentaje de capas por debajo de la presión original (Fig. 12). Esta evaluación global, sin distinción de bloques indica que la estrategia de perforación de pozos interespaciados estaría alcanzando su objetivo final de recuperación avanzada de producción.

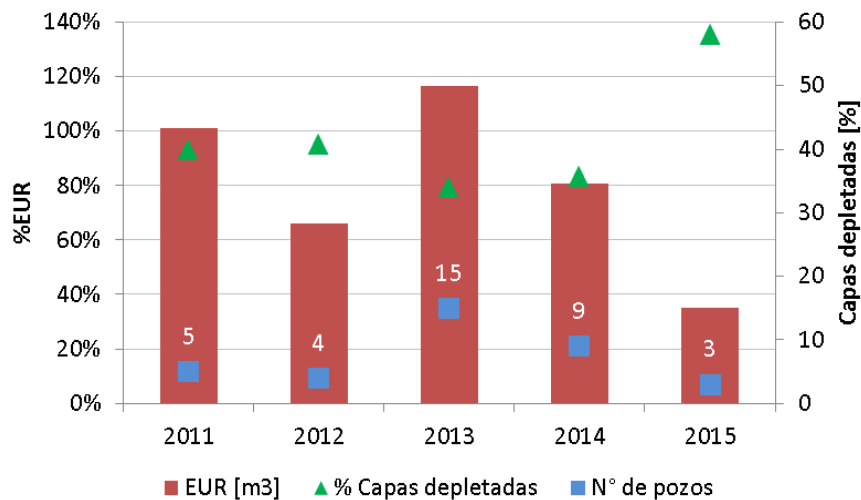


Figura 12. Producción acumulada promedio, porcentaje de capas depletadas y número de pozos perforados por campaña. NB: EUR expresado como porcentaje respecto a la EUR promedio de los pozos a 300 m.

Por otra parte puede sostenerse que la acción de las sucesivas campañas de perforación de pozos infill en el yacimiento ha tenido un buen resultado. Esto se avala en que de los 36 pozos perforados, 12 alcanzaron la EUR promedio de los pozos a un distanciamiento de 300 m (Fig. 13).

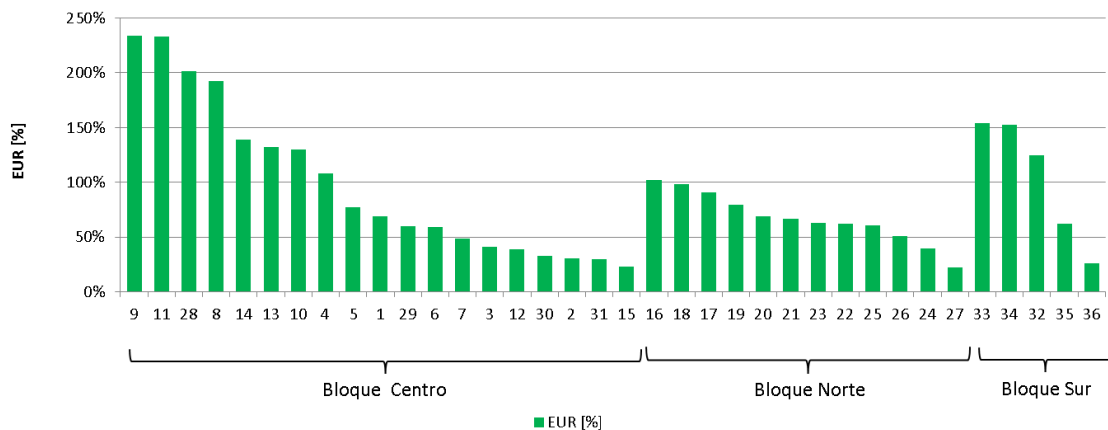


Figura 13. Producción acumulada final para los pozos infill. NB: EUR expresado como porcentaje respecto a la EUR promedio de los pozos a 300 m.

Al contrastar las acumuladas al límite económico de los pozos perforados en la zona en estudio con sus distanciamientos, se observa un cambio en la tendencia de las acumuladas para distanciamientos menores a 180 m (Fig. 14). Los pozos infill perforados con distanciamientos a partir de 180 m han logrado acumuladas muy similares a los pozos perforados con distanciamiento normal, en tanto que aquellos con distanciamientos menores a 180 m muestran acumuladas máximas menores.

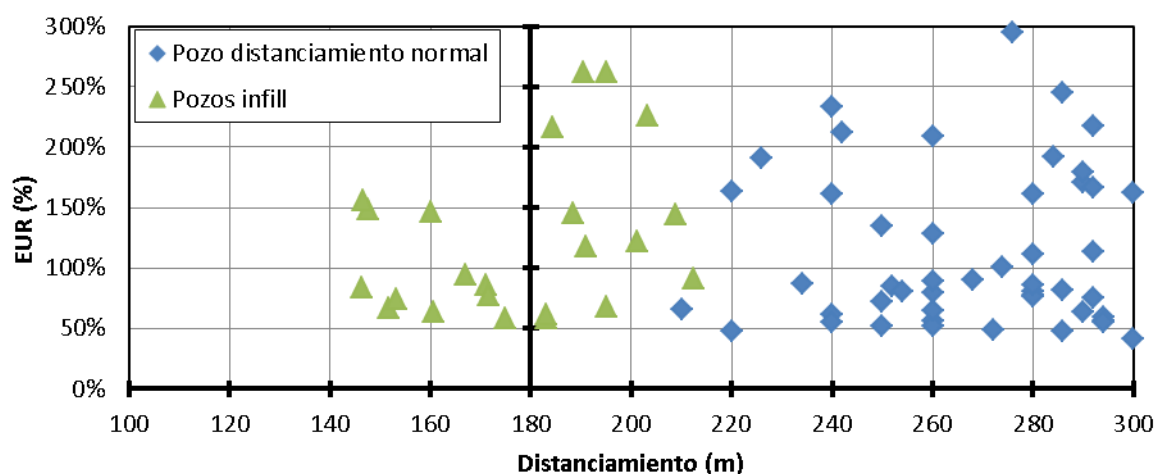


Figura 14. Comparación de las acumuladas finales respecto a los distanciamientos medios tanto para pozos infill como pozos perforados distanciamiento normal. NB: EUR expresado como porcentaje respecto a la EUR promedio de los pozos a 300 m.

Al analizar arealmente los datos obtenidos a partir de las correlaciones y los datos de producción, se observa que existen diferencias importantes en los resultados de los distintos bloques (Cuadro 1).

- El bloque norte tiene menor proporción de capas nuevas y menor acumulada por pozo infill. Tomando valores promedio, la acumulada de los pozos infill, es un 32% menor a la acumulada de los pozos a distanciamiento normal.
- El bloque centro es donde se obtuvieron mejores resultados, con las mayores acumuladas y la mayor proporción de capas nuevas contactadas. En este bloque la acumulada promedio por pozo infill es igual a la acumulada de los pozos a distanciamiento normal.
- Por último en el bloque sur, si bien en promedio se obtuvieron acumuladas similares al bloque centro, tiene un desarrollo de perforación infill mucho menor y una mayor dispersión de estos resultados.

Cuadro 1. Resumen de los resultados de perforación infill por bloque.

Bloque	Cantidad pozos infill	% Capas nuevas	Relación EUR infill / EUR pozos a 300 m
Norte	12	20 %	0,68
Centro	19	39 %	1,00
Sur	5	37 %	1,04
Total	36	33 %	0,91

Discusión

A continuación detallamos algunas consideraciones que se desprenden de las series de datos presentadas en la sección anterior sobre la influencia de los reservorios contactados en la productividad de los pozos infill.

En la sección anterior se ha demostrado que la unidad Bajo Barreal se encuentra con mayor depletación que el resto de los niveles, esto se debe a que lleva más años en producción. Aunque probablemente esta respuesta también esté condicionada por el hecho de tratarse de un diseño fluvial de mayor ancho (Vela & Hechem, 1997) y con mejores propiedades petrofísicas.

En tanto, los reservorios correspondientes a la Sección Tobácea y Castillo las capas poseen peores propiedades petrofísicas por un mayor contenido volcánico. Por otra parte muestran menor depletación dado que probablemente sus relaciones de ancho/espesor son menores a las de los sistemas fluviales de Bajo Barreal.

Los resultados obtenidos en las sucesivas campañas, nos permitiría considerar la posibilidad de continuar el desarrollo infill, realizando un piloto con distanciamientos aún menores a 180 m en las zonas donde se

obtuvieron las mayores acumuladas para los pozos infill y particularmente para la unidades inferiores Sección Tobácea y Castillo.

Conclusiones

El presente estudio permitió evidenciar que:

- El comportamiento observado de producción no evidencia que exista interferencia entre los pozos infill y los pozos perforados con un distanciamiento de 300 m. A su vez, la acumulada promedio de los pozos infill, no presenta grandes diferencias respecto al promedio de los pozos a un distanciamiento normal. Esta evidencia, junto con los datos de presión, nos demuestra que no se trata enteramente de un adelanto de producción en todos los casos, sino que se están contactando nuevos reservorios que logran obtener la producción esperada por pozo tipo.
- Se demuestra en este trabajo que la estrategia de desarrollo de los pozos infill es sustentable.
- Se ha comprobado el hallazgo de nuevas capas en los pozos infill, aumentado el POIS estimado del área y haciendo un nuevo aporte en producción y reservas.
- La tendencia de los resultados de las sucesivas campañas de perforación infill, que muestran una disminución de las acumuladas y una mayor proporción de capas depletadas, están indicando que el proyecto se encuentra en su etapa avanzada de desarrollo.
- Las diferencias observadas para los distintos bloques están vinculadas a las variaciones de los reservorios de las unidades atravesadas que presentan una distribución variable de un bloque a otro. Un mejor entendimiento de estas tendencias será de mucha utilidad para evaluar la continuación del desarrollo infill.

Agradecimientos

Agradecemos la colaboración de Andrea Alaimo con consulta sobre la interpretación sísmica del área, Eduardo Farina Saint Selve referente técnico para el área de ingeniería de reservorios de Santa Cruz por sus críticas constructivas. Finalmente a YPF S.A. por la autorización del uso de datos de soporte de este trabajo.

Referencias y bibliografía

Arps, J.J., 1945. Analysis of decline Curves, Society of Petroleum Engineers. V. 160, n. 1.

Barcat, C., Cortiñas, J.S., Nevistic, V.A. y Zucchi, H., 1989. Cuenca Golfo San Jorge. En: Chebli, G. A. y Spalletti, L. A. (Eds.): Cuencas Sedimentarias Argentinas 319-345. Universidad Nacional de Tucumán.

Basuni, N. M., 1978. Successful infill drilling in Raja Field causes ten-fold increase in production. 7° Proceedings Indonesian Petroleum Association, 277-293.

Bridge, J. J., Jalfin, G. y Georgieff, S., 2000. Geometry, lithofacies, and distribution of Cretaceous fluvial sandstone bodies, San Jorge Basin, Argentina: Outcrop analogue for the hydrocarbon-bearing Chubut Group. Journal of Sedimentary Research, 70(2), 341-359.

Cobos, J. C. y J. L. Panza, 2001. Hoja Geológica 4769-I, El Pluma. Provincia de Santa Cruz. Instituto de Geología y Recursos Minerales, Servicio Geológico Minero Argentino. Boletín 309, 89 p., Buenos Aires.

Comité Argentino de Estratigrafía, 1992. Código Argentino de Estratigrafía. Asociación Geológica Argentina, Serie B. Didáctica y Complementaria, 20: 1-64, Buenos Aires.

Fitzgerald, M. G., Mitchum, R.M., Uliana, M.A. y Briddle, K.T., 1990. Evolution of the San Jorge Basin, Boletín AAPG, 74, 879-920.

Hirschfeldt, M., 2014. Análisis de Madurez de la Cuenca del Golfo San Jorge: desafíos actuales y futuros para un desarrollo sostenido y sustentable. Jornadas de Producción del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), Comodoro Rivadavia.

Jalfin, G., Manceda, R., Palacio, L., Bellosi, E., Chebli, P. Coria, C., Miguel, K. y Sanz, A., 2005 Caracterización de trampas y sellos en la Cuenca del Golfo San Jorge: Esquema de Compartimentación. En E. Kozłowski, G. Vergani y A. Boll (Eds.): Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Mar del Plata, p. 415-450.

Kerimov, A., Etetim, D.U., Demaerschalk, E., Royset, O.M.L. & Alvestad, S., 2012. Improved Oil Recovery with Infill Drilling. Technical Report, EiT –Gullfaks Village, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 67 pp.

Lesta, P. J., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. Terceras Jornadas Geológicas Argentinas, Actas 1: 251-289.

Paredes, J.M., Foix, N., Colombo, F., Nillni, A., Allard, J.O., Marquillas, R., 2007. Volcanic and climatic control on fluvial style in a high energy system: the Lower Cretaceous Matasiete Formation, Golfo San Jorge basin, Argentina. *Sedimentary Geology* 202, 1-2, 96-123.

Pyczil, D., Schenkel, L., Farina Saint Leve, E. A., Tennerini, G., Martin, F., Salvarredy Aranguren, M.M., Alaimo, A.A., Biurrun, M.C., Francos, J., Nicora, G. y Marcaida, E.A., en prensa. Caracterización y Producción del reservorio de gas en la Fm. Pozo D-129 en el yacimiento Ea. Cholita, Provincia de Santa Cruz, Cuenca del Golfo de San Jorge, Argentina. Actas VI Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, Bariloche, Argentina.

Ronanduan, G.C., 2006. Discontinuidades sedimentarias y su importancia en el desarrollo de yacimientos maduros Yacimiento Las Heras, Cuenca del Golfo San Jorge, Provincia de Santa Cruz, República Argentina. *Petrotécnica*, 54-68.

Salvarredy Aranguren, M.M., Martin, F.S., Kamerbeek, Y., Pyczil, D.E., Tennerini, G.A. y Alaimo, A.A. Reservorios de la Sección Superior de la Fm. Pozo D-129 del Yacimiento Ea. Cholita, Cuenca del Golfo San Jorge, Santa Cruz, Argentina. En: Resúmenes Segundas Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge (Eds. Paredes, J.M., Foix, N. y Allard, J.O.), p. 88-89, Comodoro Rivadavia, Argentina.

Satter, A. & Iqbal, G.M., 2015. Reservoir Engineering: The Fundamentals, Simulation and Management of Conventional and Unconventional Recoveries. Gulf Profesional Publishingm, 486 pp.

Satter, A. & Thakur, G.C., 1994. Integrated Petroleum Rservoir Management: A team approach. PennWell Books, 335 pp.

Smolen, J.J., & Litsey, L. R., 1979. Formation evaluation using wireline formation tester pressure data. *Journal of Petroleum Technology*, v. 31, n. 1, p. 25-32.

Solórzano P., G. Nicora, L. Di Benedetto, J. Bravo, L. Ferreira, F. Vittore y A. Santangelo, 2010: Caracterización de los Yacimientos Cerro Piedra, Estancia Cholita y Cerro Guadal Norte, Proyecto Maurek, CGSJ; integración del análisis estocástico y determinístico en sistemas de reservorios multicapas. Jornadas IAPG Golfo San Jorge 2010.

Solórzano, P., Nicora, G., Marcaida, J.M. y Santángelo, A., 2012. Mejorando la Caracterización y Definición de Reservorios Multicapa en Ambientes Fluviales, Utilizando Variadas Técnicas Determinísticas y Estocásticas en un Ámbito Integrado, Yacimiento Estancia Cholita, Cuenca del Golfo Sasin Jorge. Jornadas IAPG Recuperación Secundaria EOR.

Vela, M. L.& Hechem, J. J., 1997. Petroleum Systems of the San Jorge Basin, Argentina. Volume 2, Stratigraphy. Energy & Geoscience Institute at the University of Utah and Yacimientos Petrolíferos Fiscales. EGI technical report 97-5-20926. 55 pp. Unpublished.

Curriculum vitae de los autores

Loreta Ivón Schenkel

Ingeniera Civil egresada 2012 de la Universidad Nacional del Sur. Su desarrollo profesional se realiza en YPF S.A. como Ingeniera de Reservorios. Durante el 2015 realiza la especialización de Ingeniería de Reservorios, UBA y UNPA.

Daniel Pyczil

Ingeniero Industrial de la Universidad de Buenos Aires. En 2011 realizó el Master de Exploración y Producción organizado por YPF S.A.. En 2012 ingresó como Ingeniero de Reservorios Operativo y desde el año 2015 se desempeña como Ingeniero de Reservorios de Estudios para YPF S.A. en la cuenca del Golfo San Jorge.

Gerardo Tennerini

Ingeniero de Petróleos de la Universidad Nacional de Cuyo (2005-2011). Trabajó en Laboratorio Ensayos de Corona y Certificación de Reservas de la Universidad Nacional de Cuyo. Luego como Ingeniero de operaciones en Petrolera Pampa S.A. Como Ingeniero de Reservorios en YPF S.A.. Actualmente es Líder de Estudios del Activo Cañadón Yatel en YPF S.A.

Franco Martin

Licenciado en Ciencias Geológicas de la Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca.

Durante su carrera se ha desempeñado como ayudante de la cátedra de hidrogeología para SEV, Supervisor de proyectos medioambientales para Técnicas Reunidas S.A. al servicio de YPF S.A.. Desde el año 2013 como Geólogo de Desarrollo para YPF S.A. en la provincia de Santa Cruz.

Matías Miguel Salvarredy Aranguren

Geólogo egresado en 1999 de la Universidad Nacional de Córdoba. Durante su carrera se ha desempeñado como geólogo en cabinas de control geológico de GEA S.A. y geólogo regionalista del Servicio Geológico Minero Argentino (SEGEMAR) en proyectos de la Cuenca Neuquina. De 2002 a 2006 realizó su doctorando en Francia en el Laboratorio de Mecanisme et Transfert en Géologie (LMTG) de Toulouse. En 2008 obtuvo su doctorado. En 2006 trabajó como geólogo ambiental tanto en BfU de Argentina S.A. y posteriormente en YPF S.A. Desde hace 7 años es Geólogo de Desarrollo (operativo y Estudio) en YPF S.A. en la Cuenca del Golfo de San Jorge. Además se ha dedicado a la docencia dando clases de Geología para la Tecnicatura en Petróleo de La U.N. de la Patagonia Austral (UNPA) y actualmente como Auxiliar de Primera en Geoquímica Aplicada de la UNPSJB.

Yanko Kamerbeek

Estudió geología en la UNPSJB, técnico paleontólogo y traductor de idioma en las campañas de excavación del Dreadnoughto Saurus Scarini en convenio con la Universidad de Drexel Pensilvania en campañas comprendidas entre 2004 y 2006. De 2007 a 2008 pasante en YPF para Geología de Desarrollo. De 2008 a 2010 Técnico Cartógrafo y en Perfiles. De 2010 a 2016 Petrofísico de Desarrollo en YPF S.A. para la Gerencia de SCO.

Gastón Nicora

Licenciado en geología (1995) de la Universidad Nacional de La Plata. Pasó 10 años en LCV trabajando en sedimentología y petrografía en rocas sedimentarias. Lleva 11 años en YPF S.A. en distintos puestos como geólogo de desarrollo, jefe de desarrollo, gerente de activo y en la actualidad como gerente de desarrollo para la regional Santa Cruz.

Abel Marcaida

Licenciado en Geología, Facultad de Ciencias Naturales y Museo de La Plata. Trabajó en SPT, Schlumberger, Repsol-YPF. Actualmente es Coordinador de Estudio Santa Cruz Oeste en YPF S.A..