

Caracterización y producción del reservorio de gas en la Fm. Pozo D-129 en el yacimiento Estancia Cholita, Provincia de Santa Cruz, Cuenca del Golfo de San Jorge, Argentina.

Pyczil, Daniel (YPF, daniel.pyczil@ypf.com), Martín, Franco (YPF, franco.martin@ypf.com), Tennerini, Gerardo (YPF, gerardo.a.tennerini@ypf.com), Salvarredy Aranguren, Matías (YPF-UNPSJB, matias.salvarredyaranguren@ypf.com), Farina Saint Selve, Eduardo (YPF, eduardo.farina@ypf.com), Alaimo, Andrea (YPF, andrea.alaimo@ypf.com), Kamerbeek, Yanko (YPF-UNPSJB, yanko_86@hotmail.com), Biurrún, María Cecilia (YPF, maria.biurrun@ypf.com), Nicora, Gastón (YPF, rgnicorah@ypf.com) y Marcaida, Abel (YPF, edgardo.marcaida@ypf.com), Francos, Juan Pablo (Schlumberger, jfrancos@slb.com)

Sinopsis

El yacimiento Estancia Cholita (YPF S.A.) ubicado en el borde suroeste de la Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ), presenta numerosos pozos (228 pozos) que atraviesan total o parcialmente la Fm. Pozo D-129 (Lesta, 1968). Esta unidad reviste gran interés por su carácter de roca madre primordial de la CGSJ (Barcat *et al.*, 1989). En años recientes esta unidad demostró capacidades de roca productiva bajo estimulación hidráulica por ende resultando de interés económico (Strelkov, 2008).

En 2007 se comprueba gas en el mencionado yacimiento en el tope de un suave anticlinal situado en el techo de la Fm. Pozo D-129. En 2008 se comprueban los límites del reservorio mediante pozos de avanzada. En 2011, comienza el desarrollo y puesta en producción, empleando estimulación hidráulica para obtener caudales económicos. En la actualidad continúa la explotación y se efectúa un monitoreo de presiones durante el perfil de pozo abierto, así como a través de ensayos de presiones de pozo una vez puesto en producción. Esto ha permitido detectar efectos de depletación diferencial, registrándose zonas de mayor drenaje que otras, asociadas a barreras de permeabilidad. Estudios de laboratorio, así como interpretaciones petrofísicas son consistentes con un reservorio de baja permeabilidad (< 1 mD).

El desarrollo sobre este casquete de gas permitió un mejor análisis de la estimación volumétrica de este recurso. Este trabajo consiste en la elaboración de un modelo estático determinístico y un modelo dinámico predictivo de simulación numérica, siendo una metodología de trabajo novedosa para la cuenca. El modelo estático está basado en la correlación de capas, revisión del modelo petrofísico y definición del contacto gas-líquido. Con los datos de presión, producción, propiedades de roca y fluidos, se inicializó el modelo dinámico y se realizó un ajuste histórico. Este abordaje interdisciplinario nos permitió la optimización de la producción y el incremento del factor de recuperación de este recurso.

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 de 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 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 Gr. 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).

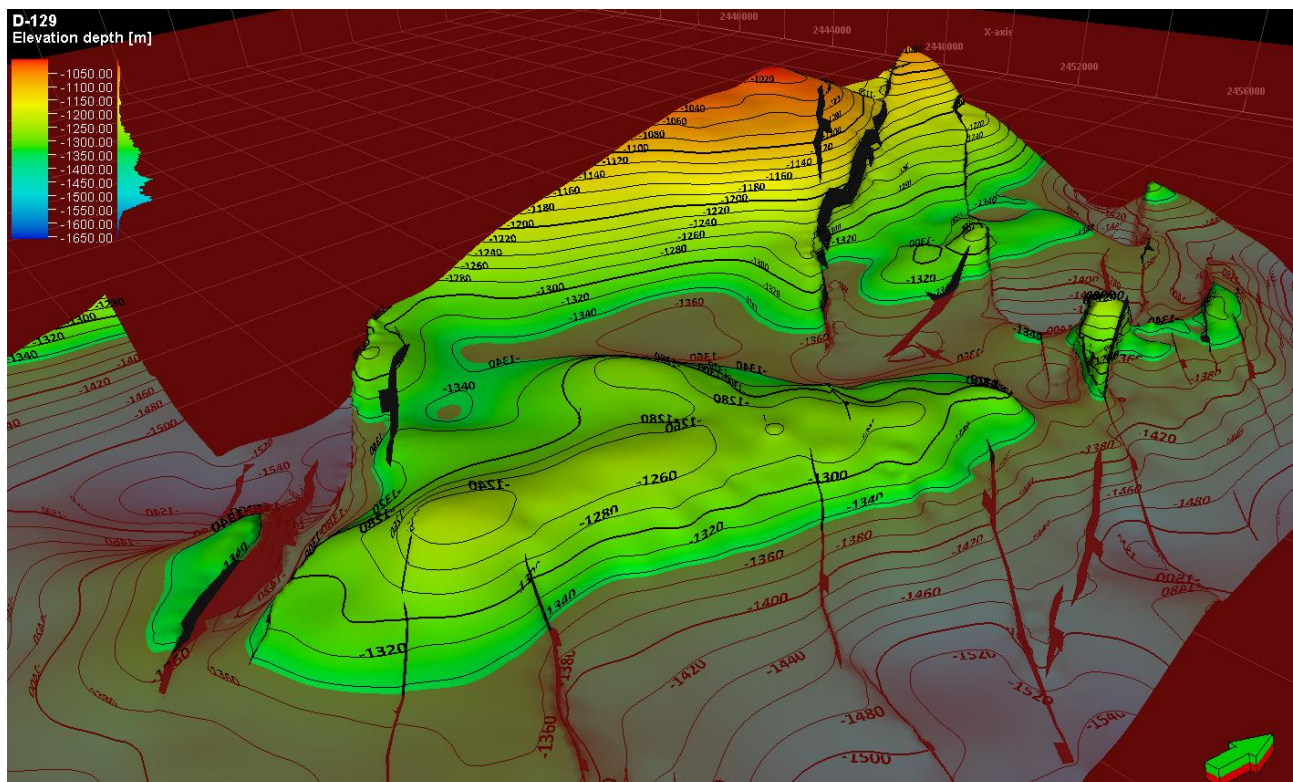


Figura 2. Detalle de la estructura geológica al tope de la Fm. Pozo D-129, que controla la ocurrencia del yacimiento Estancia Cholita en subsuelo.

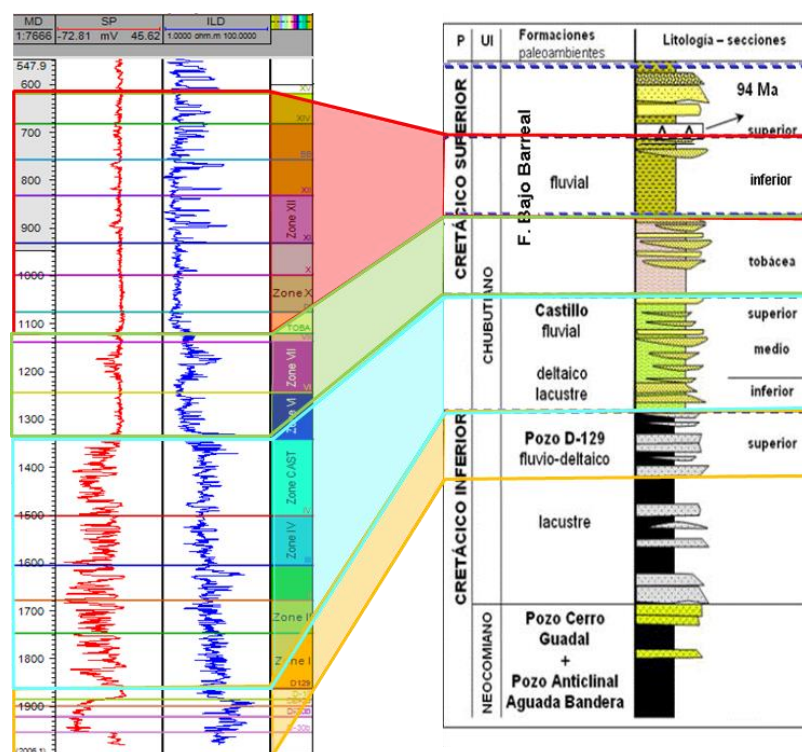


Figura 3. Columna estratigráfica del yacimiento Estancia Cholita (modificado de Georgieff in Iovine *et al.*, 2013).

El yacimiento Estancia Cholita ubicado en el borde suroeste de la Cuenca del Golfo de San Jorge (CGSJ), presenta numerosos pozos (228 pozos) que atraviesan total o parcialmente la Fm. Pozo D-129 (Lesta, 1968). Esta unidad reviste un gran interés por su carácter de roca madre primordial de la CGSJ (Van Nieuwenhuise y Ormiston, 1989; Barcat *et al.*, 1989; Rodríguez & Littke, 2001). Además, en años recientes esta unidad ha demostrado capacidades de roca productiva bajo estimulación hidráulica por lo que su estudio resulta de interés económico (Strelkov, 2008).

En 1986, Clavijo esgrime premonitoriamente como hipótesis de trabajo para el área en estudio que la sección superior de la Fm. Pozo D-129 (P. D-129) podría corresponder a una progradación final del ambiente lacustre. Este ambiente transicional deltaico luego empezó a ser evidenciado por diferentes metodologías de trabajo tanto directas (Paredes *et al.*, 2011), como indirectas (Iovine *et al.*, 2013 & 2014) y combinadas (Ferreira *et al.*, 2015). El emplazamiento de tal sistema implicaría una necesaria alimentación por un “sistema fluvial exótico” *sensu lato* de Allard & otros (2015).

Una de las características más notorias para el área en estudio, es la presencia de facies de oolitas que son producto de la agitación de olas en aguas pandas en zonas marginales de lagos (Tabolt & Allen, 1996). Estas facies fueron descritas en superficie por Hechem & otros (1987) como un cuerpo lacustre de escasa profundidad. Las mismas han sido observadas tanto en los pozos de los yacimientos Estancia Cholita y Cerro Guadal Norte, y recientemente han sido evaluadas para su correlación sismo estratigráfica (Salvarredy Aranguren *et al.*, 2015).

La presente contribución resume los aspectos más notorios que hacen al modelo geológico y petrolero de los reservorios de la sección superior de la Fm. Pozo D-129 en el mencionado yacimiento. Esta información de subsuelo es el resultado de un importante desarrollo impulsado desde el 2008 por YPF S.A.. Las características del reservorio de esta unidad en Estancia Cholita fueron descritas recientemente por Salvarredy Aranguren & otros (2016).

Trabajos recientes de la geoquímica de la roca de esta unidad geológica y de muestras de petróleo en el área en estudio (Fasola *et al.*, 2016), indicarían que los niveles más profundos de la sección superior de la Fm. Pozo D-129 posee características asociadas a un *play* tipo *shale oil* híbrido.

Resumen del desarrollo del yacimiento Estancia Cholita

El yacimiento ha presentado un crecimiento importante con un desarrollo casi explosivo de 2006 en adelante. Al mes de Abril de 2016, el mismo posee 319 pozos perforados, de los cuales 254 están en producción (Fig. 4).

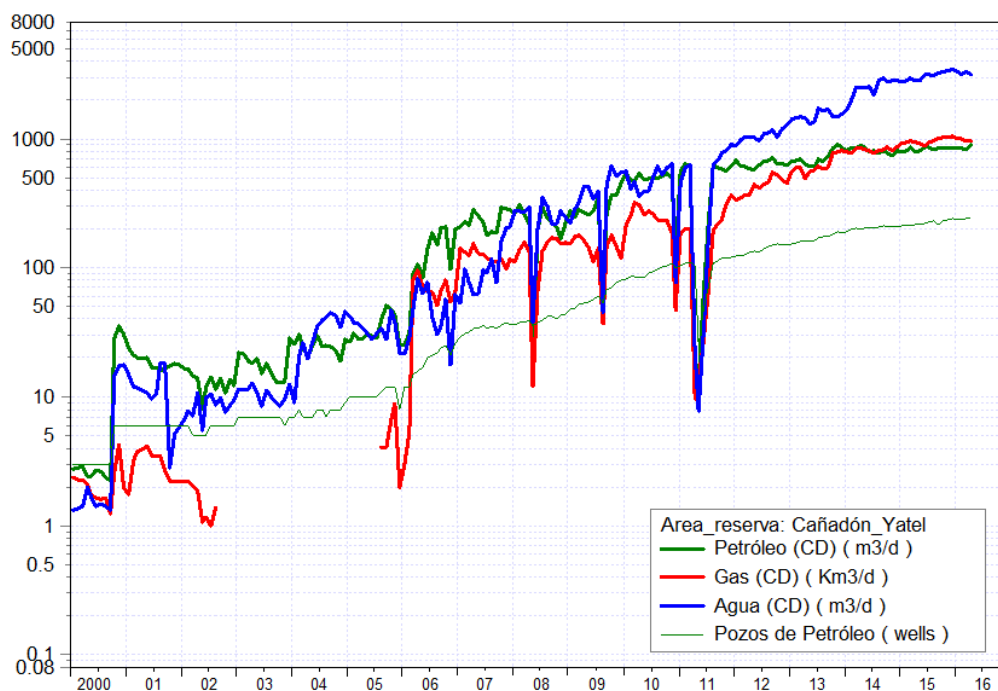


Figura 4. Historia de producción y perforación de pozos en el yacimiento Estancia Cholita.

Actualmente este yacimiento cuenta con dos proyectos principales en ejecución, el desarrollo de los reservorios petroleros de las Fms. Bajo Barreal, Castillo y Pozo D-129, y un casquete de gas y condensado en el tope de esta última formación en el bloque sur del yacimiento.

En lo que respecta específicamente a este bloque, en el año 1980 se perforó un pozo exploratorio, siendo el primero en atravesar la Fm. Pozo D-129 en el bloque sur de Estancia Cholita, sin embargo, en ese momento no se consideró de interés la sección inferior del mismo y se procedió a entubarlo hasta 1570 mbbp. En los años 1994 y 1996 se perforaron dos pozos de extensión, que también alcanzaron la Fm. Pozo D-129. Si bien en este caso ambos pozos se entubaron hasta el fondo, los ensayos no arrojaron buenos resultados por no haberse realizado estimulación hidráulica.

Si bien estos primeros pozos no arrojaron ensayos con caudales productivos de gas, se puede identificar la presencia del mismo en el reservorio por los importantes picos de gas que se observan al entrar en la formación. El descubrimiento de un casquete productivo de gas se realizó en el año 2007 con la perforación de un pozo prácticamente en la cresta del anticlinal, donde se punzó el intervalo 1866-1879 mbbp y se ensayó 400 l/h de ASF + GAS sin necesidad de estimulación hidráulica. Este ensayo fue surgente con apenas 2 kg/cm² de presión dinámica y una presión estática de 95 kg/cm².

En el año 2008 se perforaron una serie de pozos de avanzada para delinear el reservorio cuyos ensayos tuvieron como resultado principalmente ASF en bajos caudales. Ese mismo año se perforan cinco pozos en el tope del anticlinal, todos comprobaron la presencia del casquete de gas y condensado, y se obtuvieron ensayos surgentes de gas con caudales importantes de entre 60 y 150 km³/d. Estos pozos quedaron en producción solo en la sección superior, aislando el gas de la Fm. Pozo D-129 mediante tapón por falta de instalaciones para manejar el fluido en superficie.

A partir del año 2011, con la construcción de una unidad de separación primaria (USP) que permite separar los líquidos del gas y acondicionarlo para ser transportado hasta la Planta *Dew Point* del yacimiento Los Perales, comenzó la puesta en producción de estos pozos y continuó el desarrollo de este reservorio. Al mes de Abril de 2016 se cuenta con 57 pozos que han alcanzado la Fm. Pozo D-129 en este bloque (Fig. 5), de los cuales 21 están en producción de la sección superior de este reservorio, ya sea con instalación selectiva exclusivamente de la Fm. Pozo D-129 o produciendo en conjunto con el resto de la columna.

La estrategia de terminación para los pozos de este bloque involucra fracturas de pequeña a mediana envergadura (< 500 bolsas), ejecutadas en las zonas de mejor calidad petrofísica. Este tipo de fracturas no permiten hacer una evaluación de los reservorios de carácter no convencional tipo *shale* de la sección superior de la Fm. Pozo D-129.

Este trabajo presenta el modelado estático y dinámico de la sección superior de la Fm. Pozo D-129 en el bloque sur del yacimiento Estancia Cholita, donde se comprobó la existencia de un casquete de gas y condensado.

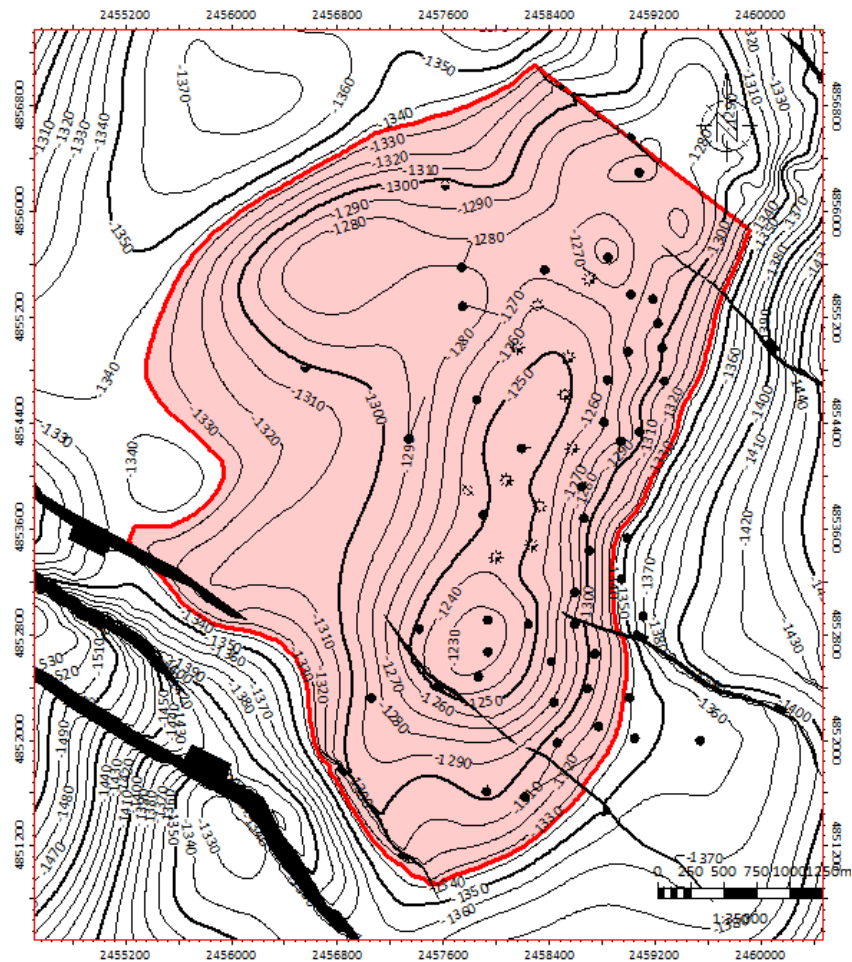


Figura 5. Pozos que alcanzan la Fm. Pozo D-129 en el bloque sur del yacimiento Estancia Cholita.

Interpretación geológica de los depósitos

La zona de estudio se encuentra ubicada en la franja que representa la desembocadura de un sistema deltaico (Fig. 6), este ambiente de progradación fue descrito como deltaico tanto por metodologías directas (Paredes *et al.*, 2011), como indirectas (Iovine *et al.*, 2013 & 2014).

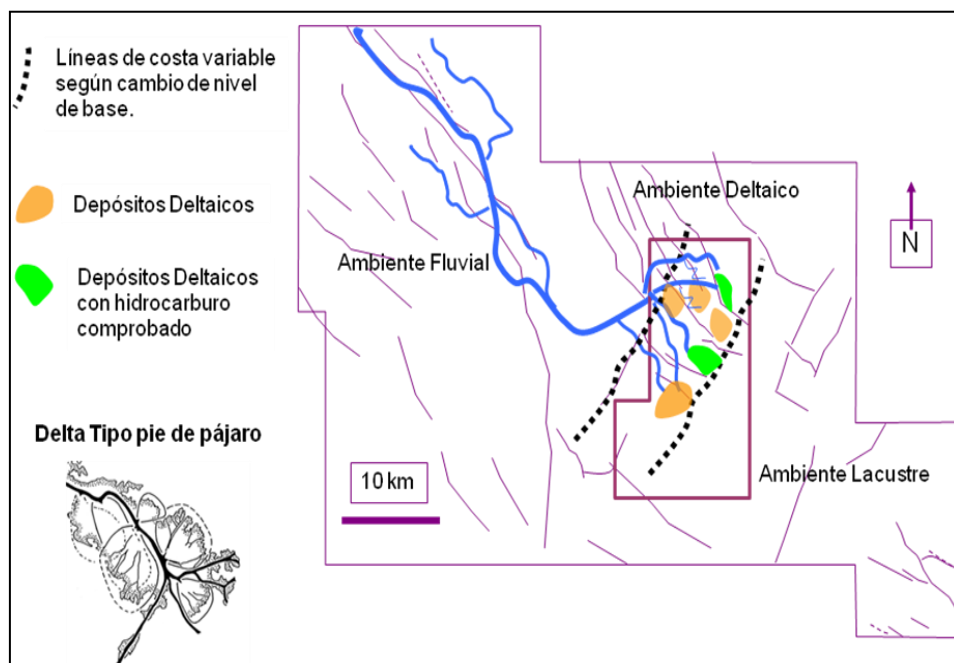


Figura 6. Modelo paleoambiental de la Fm. Pozo D-129 superior, s.s. Santangelo *et al.*, 2013.

Verticalmente la Fm. Pozo D-129 para la zona de estudio evidencia sucesivos eventos de cambios de nivel del cuerpo lacustre denotados por los cuellos pelíticos de distintos espesores hasta culminar en su zona superior con el de mayor potencia. Los mismos se correlacionan con relativa facilidad a lo largo del yacimiento, en la presente publicación nos centraremos solo en el paquete productivo superior denominados D10 a D30 (Fig. 7).

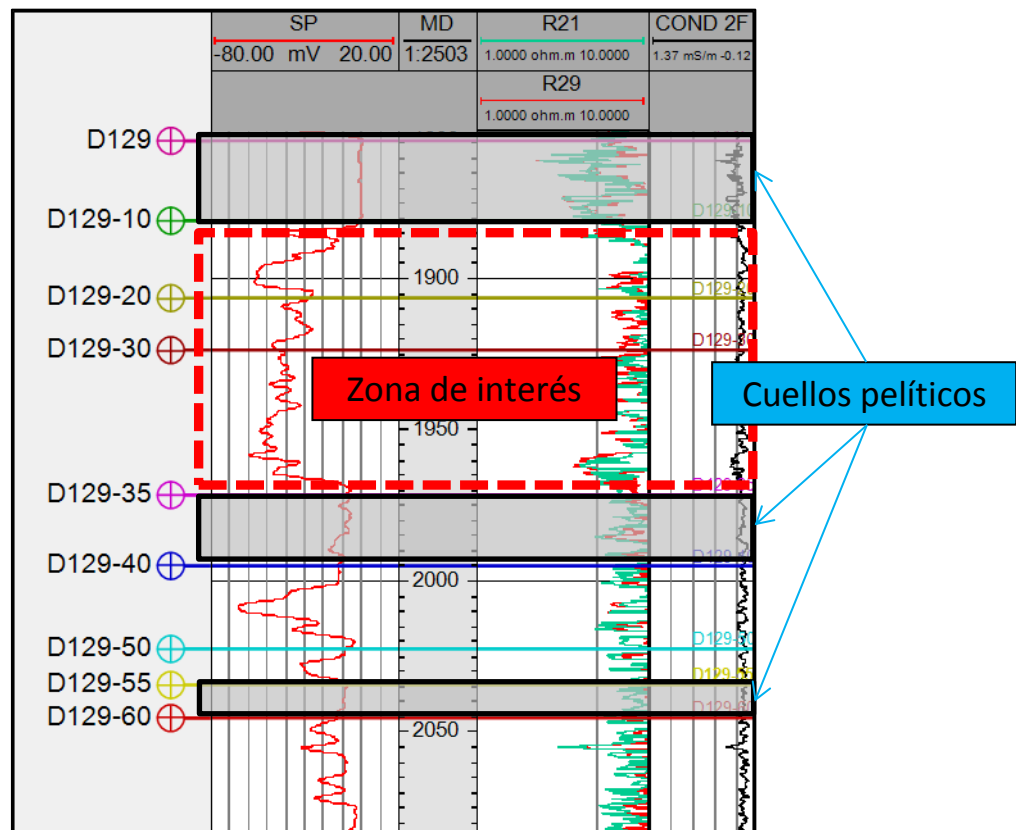


Figura 7. Perfil tipo de la sección superior de la Fm. Pozo D-129.

Hacia el tope de la unidad se observa la presencia de un nivel oolítico correlacionable al menos semi regionalmente (Salvarredy Aranguren *et al.*, 2015) que indica el inicio de un evento de máxima inundación que culmina con un cuello pelítico (Hechem, 2003; Atencio *et al.*, 2015) (Fig. 8).

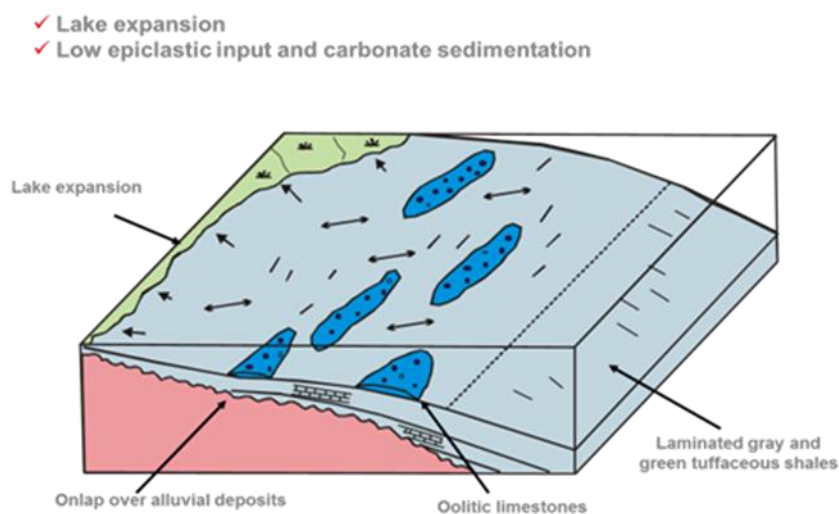


Figura 8. Depósitos oolíticos al tope de Fm. Pozo D-129, s.s. Hechem, 2003.

Este último episodio está descrito como pelitas, pelitas tobáceas y/o arcillas calcáreas donde se reconocen ostrácodos y posibles algas, además de restos carbonosos y presencia de pirita, bitumen y

Entre los intervalos de materiales finos se encuentran los paquetes areno-tobáceos que actúan de reservorio para este casquete de gas. A los fines descriptivos se subdividió este paquete superior en cinco asociaciones de electrofacies a las que se denominó D5, D10, D20, D30 y D35 (Fig.11). Las asociaciones de electrofacies impares representan los cuellos pelíticos superior e inferior, mientras que las asociaciones pares se describen como los reservorios del modelo.

La asociación D10 está descripta como una asociación de electrofacies correspondiente a arenas muy finas con estratificación cruzada y ondulitas secundadas por tobas muy finas con deformaciones plásticas, a veces de aspecto masivo con laminación paralela a difusa con intercalaciones choníticas. Esta asociación en los sectores altos del anticlinal presenta un casquete de gas productivo bajo estimulación hidráulica.

La asociación D20 para este bloque es la de peores propiedades petrofísicas por poseer mayor contenido tobáceo. La misma presenta variaciones significativas del SP y GR respecto a las asociaciones de electrofacies identificadas por encima y por debajo. Estas variaciones de perfil se corresponden con lo identificado en coronas como facies de arenitas volcaniclásticas y tobas finas heterolíticas. Puede presentar niveles de oolitas probablemente retransportadas. Desde el centro al noreste del yacimiento pasa progresivamente a litologías más finas, esta asociación presenta además restos carbonosos, bitumen y rastros de hidrocarburos.

Como asociación inferior con capacidades de reservorio se encuentra la D30, esta asociación de electrofacies corresponde a depósitos volcaniclásticos grises blanquecinos, a simple vista de carácter masiva. Esta sección es generalmente productora de petróleo.

Finalmente el modelo cierra con la asociación D35 que corresponde a depósitos muy finos similares a los de la asociación D5 con menor espesor y con pequeñas intercalaciones tobáceas.

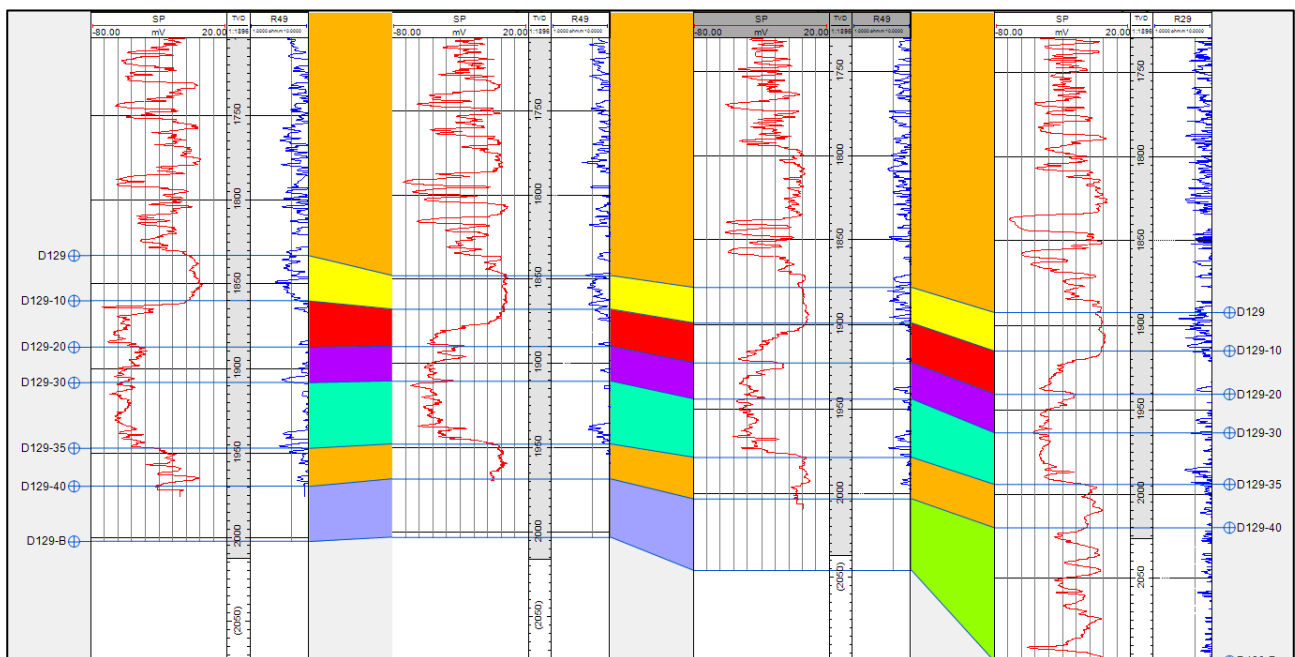


Figura 11. Corte transversal a la estructura mostrando el modelo estático propuesto para la sección superior de Fm. Pozo D-129 en el ámbito del yacimiento Estancia Cholita mostrando las asociaciones de electrofacies identificadas.

Flujo de trabajo para el modelado estático

A continuación se resume el flujo de trabajo implementado para elaborar el modelado estático (Fig. 12).

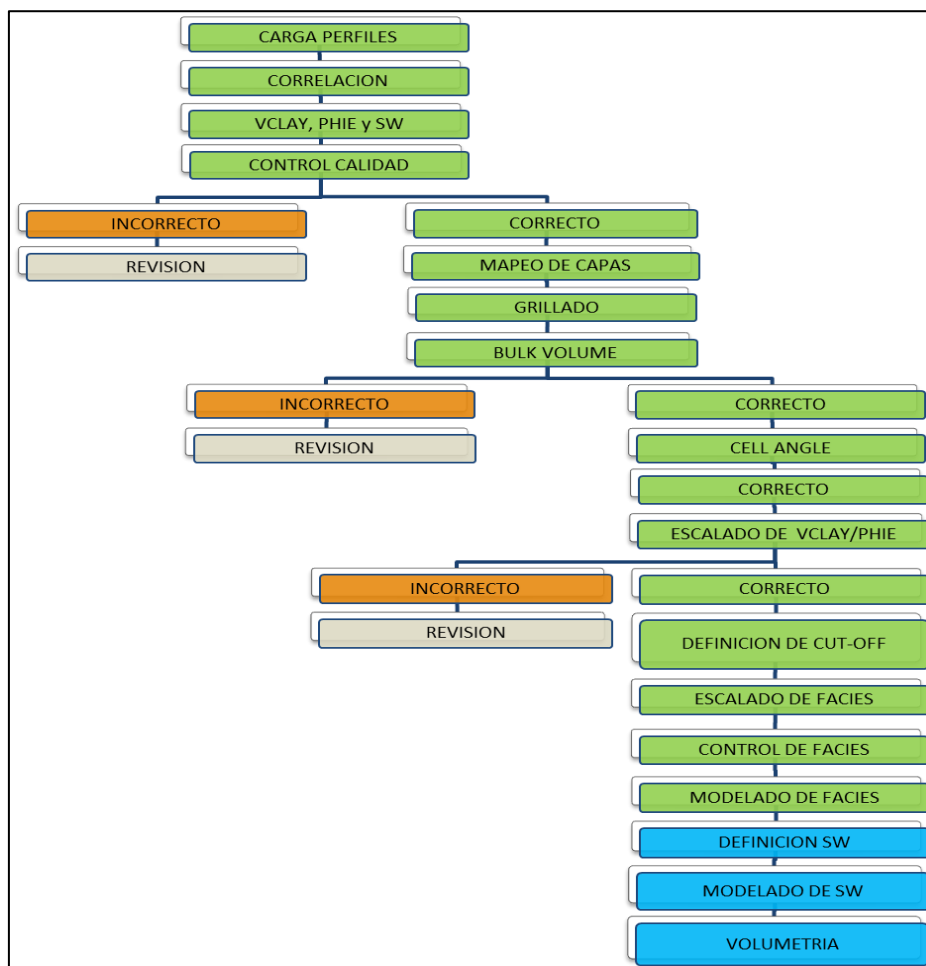


Figura 12. Flujo de trabajo para el modelado estático.

Para el modelado se realizó un mapeo de las asociaciones de electrofacies involucradas en el proyecto, para este se utilizó las correlaciones de pozos, el picado sísmico y las fallas en profundidad. Para esto último se utilizó el cubo sísmico denominado “los_sauces”, *merge* procesado en 2006.

Se incorporaron al modelo las petrofísicas de pozos nuevos y se ajustaron petrofísicas ya existentes para mejorar la interpretación de la Fm. Pozo D-129. Para el poblado de las propiedades del modelo, se tomaron los pozos con registros eléctricos completos y que por su distribución resultan representativos de la sección superior estudiada, abarcando el 75% de los pozos.

El punto inicial y de mayor importancia fue definir las facies presentes en los pozos, para esto se realizaron numerosas pruebas, en base a los valores promedio obtenidos por datos de corona y testigos laterales rotados y se definieron los *cut-off* para las curvas de VCL, PHIE, DT y PEF de manera de poder diferenciar cinco electrofacies, SHALE, CARBONATOS, ARENISCA TOBACEA, TOBA ARENOSA y TOBA (Fig.13).

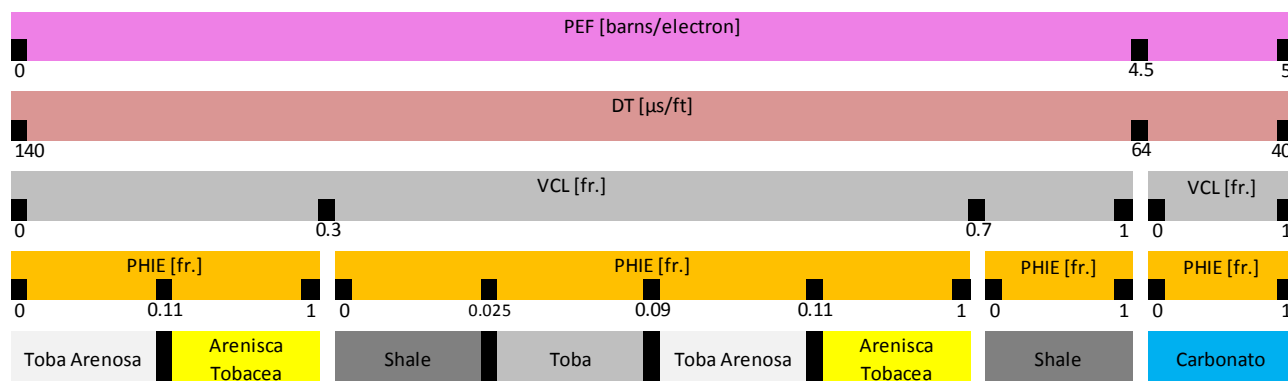


Figura 13. Definición de las facies para el poblado del modelo en función de las curvas de perfiles eléctricos usadas para su alimentación y parámetros de *cut-off* usados para cada una.

El porcentaje mayoritario del volumen de roca de la Fm. Pozo D-129 lo domina el *shale* (Fig. 14). Estas proporciones se mantienen para los primeros 100 m de interés para este estudio.

La facies *shale* se encuentra distribuida en los cuellos pelíticos que subdividen hidráulicamente la columna total y en intercalaciones de menor espesor presentes entre las areniscas tobáceas, tobas y tobas arenosas que contribuyen a la heterogeneidad del reservorio.

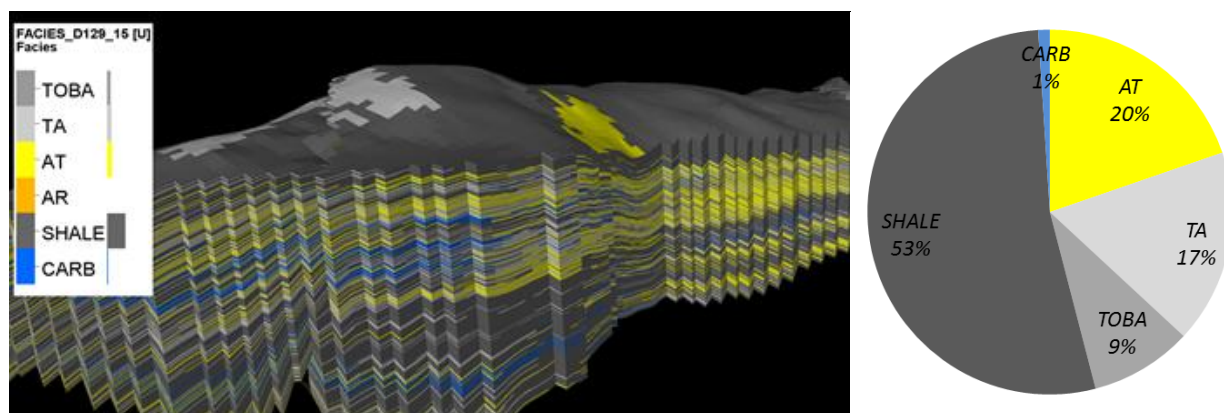


Figura 14. Distribución del volumen de roca por facies.

El yacimiento cuenta con un alto porcentaje de controles geológicos lo que permitió un buen control de calidad de las facies determinadas por *cut-off*. Una vez realizado el control de calidad de las facies se realizó el poblado del modelo (Fig. 15).

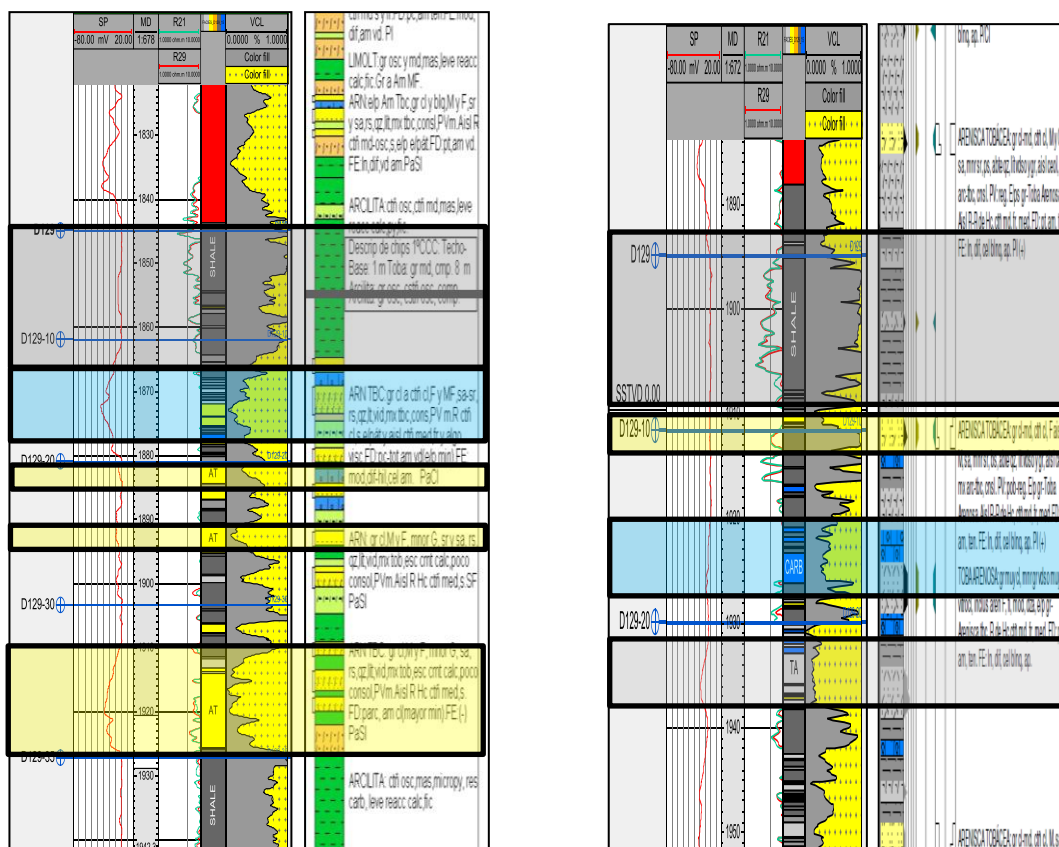


Figura 15. Comparación del poblado del modelo de facies con los controles geológicos.

Para el poblado de facies se consideró un variograma esférico dado que en el ámbito en que se desarrolla el yacimiento, las variaciones tanto laterales como verticales de los arreglos de facies, nos sitúan en el medio deltaico que se desarrollaría en un área varias veces más amplia que el área de modelado. Por ende las fluctuaciones de las líneas de costas se ubican por fuera del área de desarrollo y no resultan en un significativo condicionamiento de la distribución de facies en el yacimiento (Fig. 16).

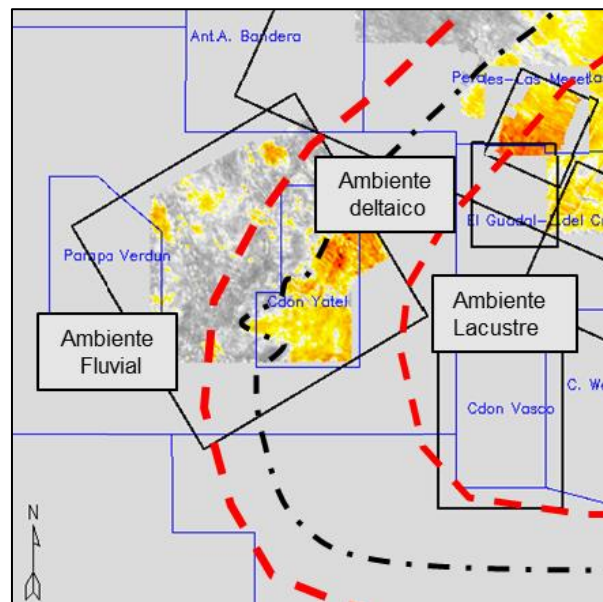


Figura 16. Ubicación del área de estudio respecto al paleoambiente, s.s. Iovine *et al.*, 2013.

Posterior al modelado de facies se cargaron las curvas de porosidad efectiva y se modeló utilizando el método de “Kriging”. En cuanto a la saturación de agua contamos con cuatro resonancias magnéticas realizadas en los pozos del bloque, lo que nos permitió obtener una saturación promedio para cada una de las facies.

Mediante métodos directos como punzados y ensayos se determinó el contacto gas-líquido (LKG) en 1343 mbnm (Fig. 17), en las zonas que por diferentes motivos no se punzó, el contacto se determinó por otras evidencias directas e indirectas como las cromatografías de los controles geológicos y los cruces de las curvas densidad-neutrón. La incorporación de nuevos datos a partir de la continuación del desarrollo permite vislumbrar más precisamente una zona de transición en la cual se podría definir dos contactos, uno superior gas-petróleo y uno inferior petróleo-agua, de escaso espesor que tiene poco impacto en la volumetría global pero que de todos modos fueron tomados en cuenta para una simulación dinámica lo más representativa posible.

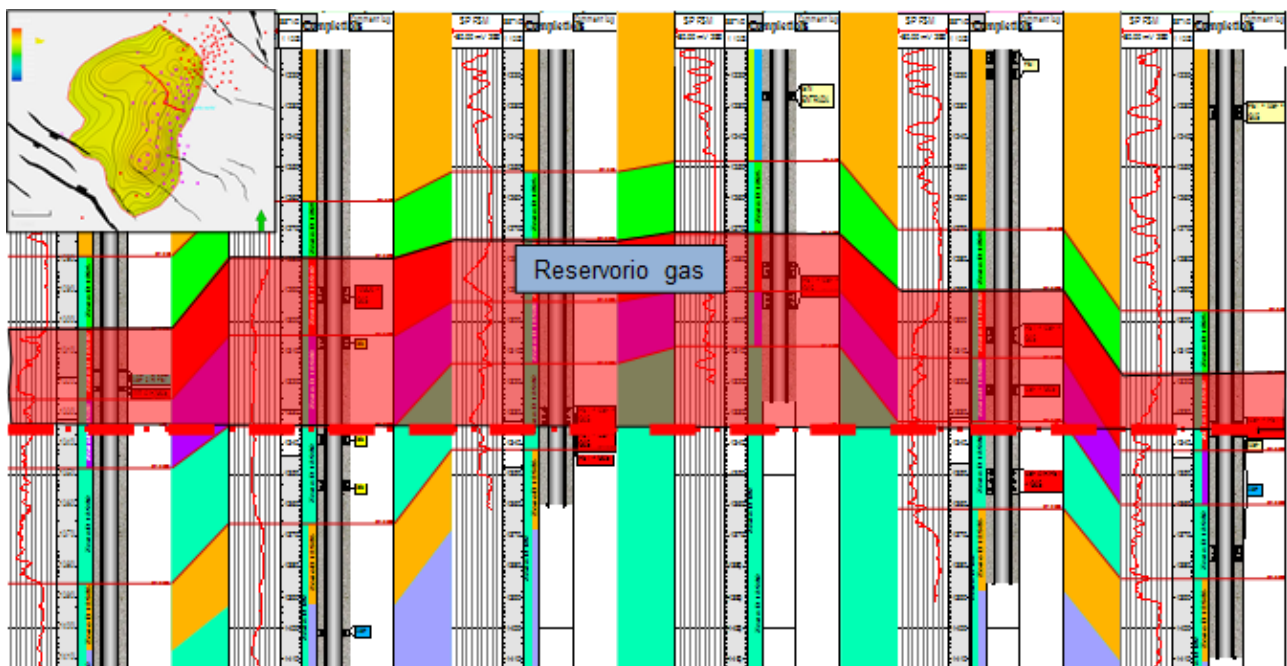


Figura 17. Corte esquemático y contacto gas-líquido (LKG).

Comportamiento dinámico del reservorio

En este bloque se lleva adelante un plan de monitoreo y registro de datos de presión de reservorio que nos permite conocer la evolución del mismo. Estos datos son relevados durante la perforación de pozos nuevos mediante ensayadores de presión de formación, con la realización periódica de gradientes estáticos en los pozos en producción y mediante ensayos *Diagnostic Fracture Injection Test* (DFIT) durante la reparación de pozos existentes.

Al graficar la evolución de las presiones en el tiempo se observan dos tendencias diferenciadas (Fig. 18), se identifica un grupo de pozos que muestran depletación consistente con un modelo de reservorio convencional, y otro grupo donde se siguen encontrando presiones originales. Este comportamiento había sido planteado en el modelo inicial del año 2012 que contemplaba un drenaje diferencial (Solórzano *et al.*, 2012), con interferencia parcial en las láminas de mayor permeabilidad, y posteriormente un sostenimiento de presión desde las capas de menor permeabilidad.

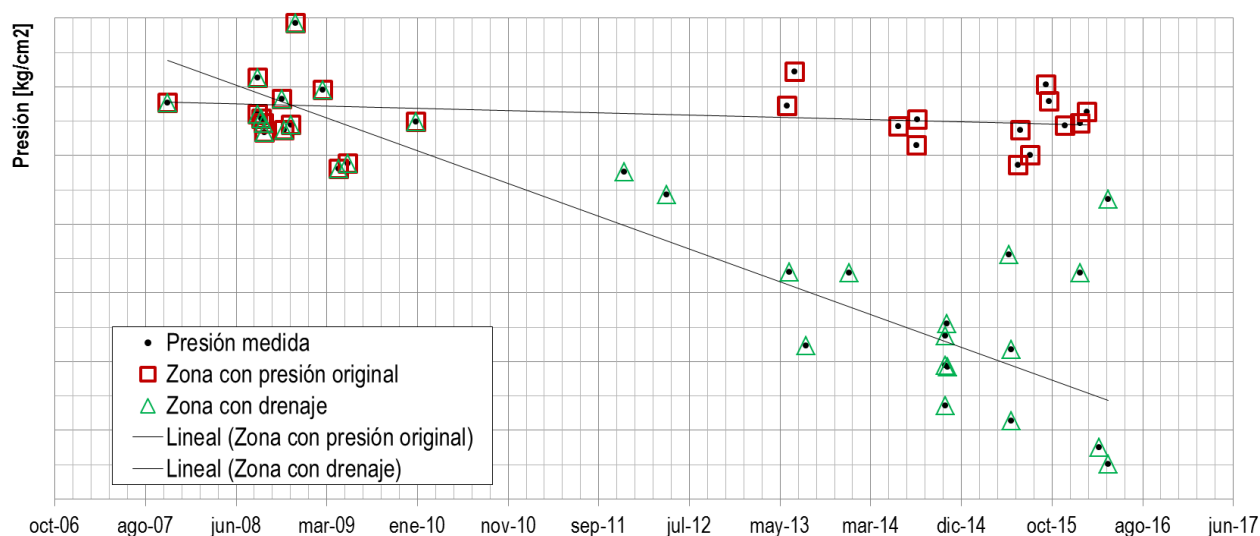


Figura 18. Evolución de la presión de reservorio en el tiempo.

Si utilizamos estos datos para elaborar un balance de materia mediante un gráfico de presión de reservorio afectada por el factor de compresibilidad vs. producción de gas acumulada (p/z vs. G_p ; Fig. 19), observamos que a medida que avanza la explotación del reservorio, la dispersión de los datos se hace cada vez mayor y ya no es posible obtener una recta que refleje el comportamiento esperado para un yacimiento convencional. Al igual que en el gráfico de presión vs. tiempo obtenemos distintas tendencias relacionadas a zonas con drenaje diferencial dentro del reservorio.

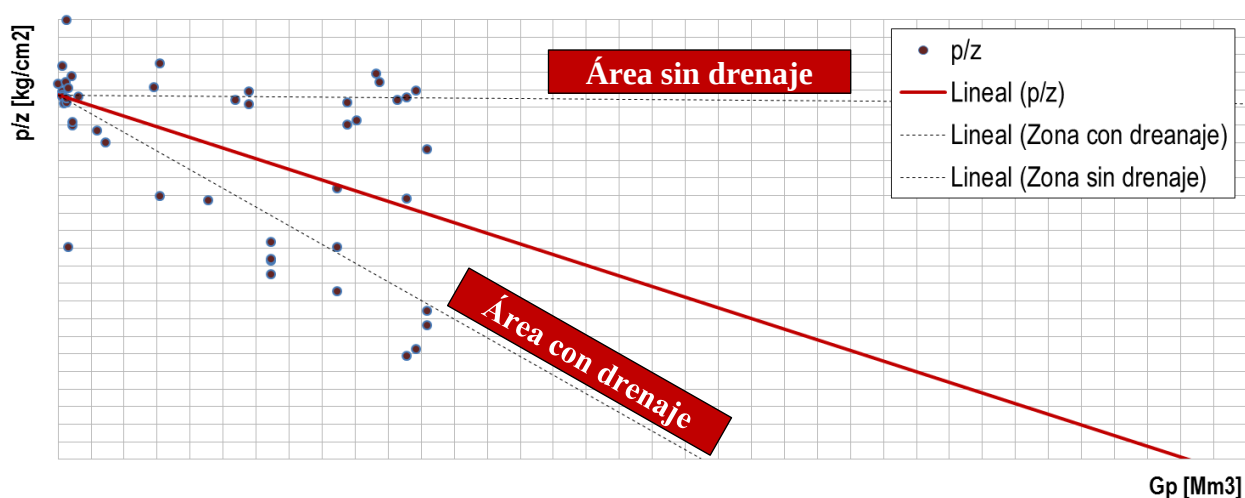


Figura 19. Gráfico p/z vs. G_p .

Al volcar estos datos sobre un mapa podemos identificar arealmente las zonas con mayor drenaje que otras. Se obtuvo un polígono que contiene el área drenada (Fig. 20), donde el balance de materia tiene un comportamiento convencional. Esta área nos sirve de ajuste al cálculo volumétrico obtenido a través del modelo estático, ya que podemos obtener un OGIP mediante dos métodos diferentes, uno estático y otro dinámico.

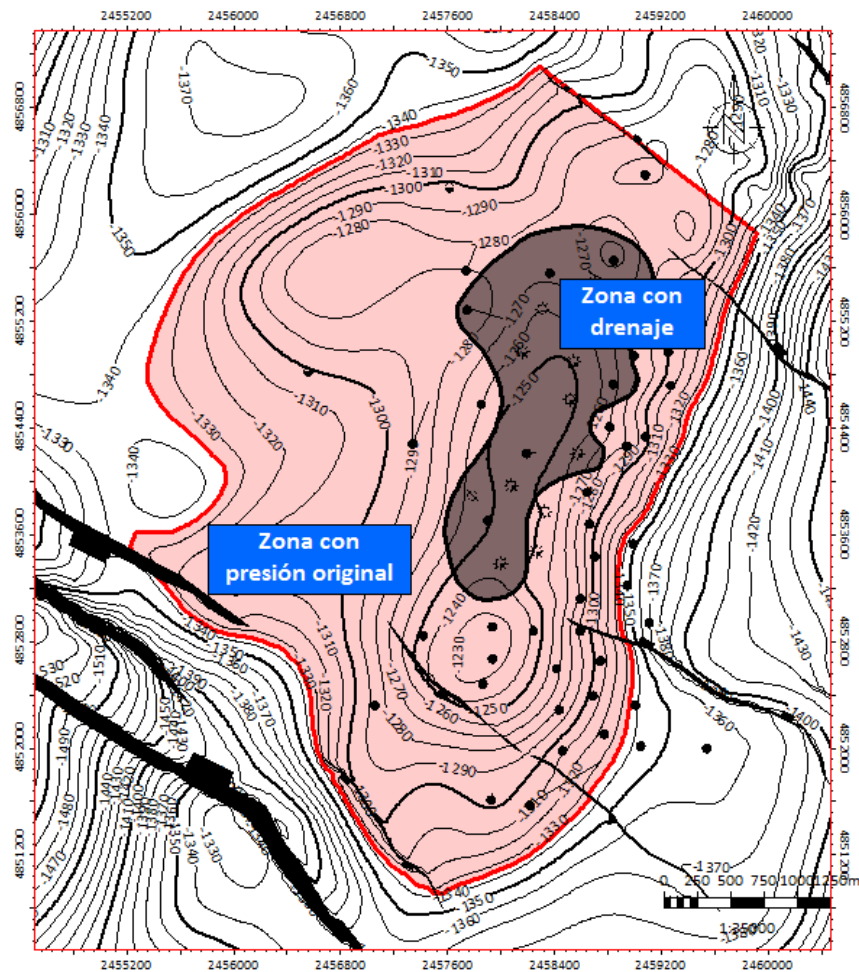


Figura 20. Zonas identificadas con drenaje diferencial.

Estas zonas se comprobaron mediante los pozos perforados a comienzos de 2016, donde se encontraron zonas drenadas y en presión original tal como lo predice este mapa.

Flujo de trabajo para el modelado dinámico

A continuación se resume el flujo de trabajo implementado para elaborar el modelado dinámico (Fig. 21).

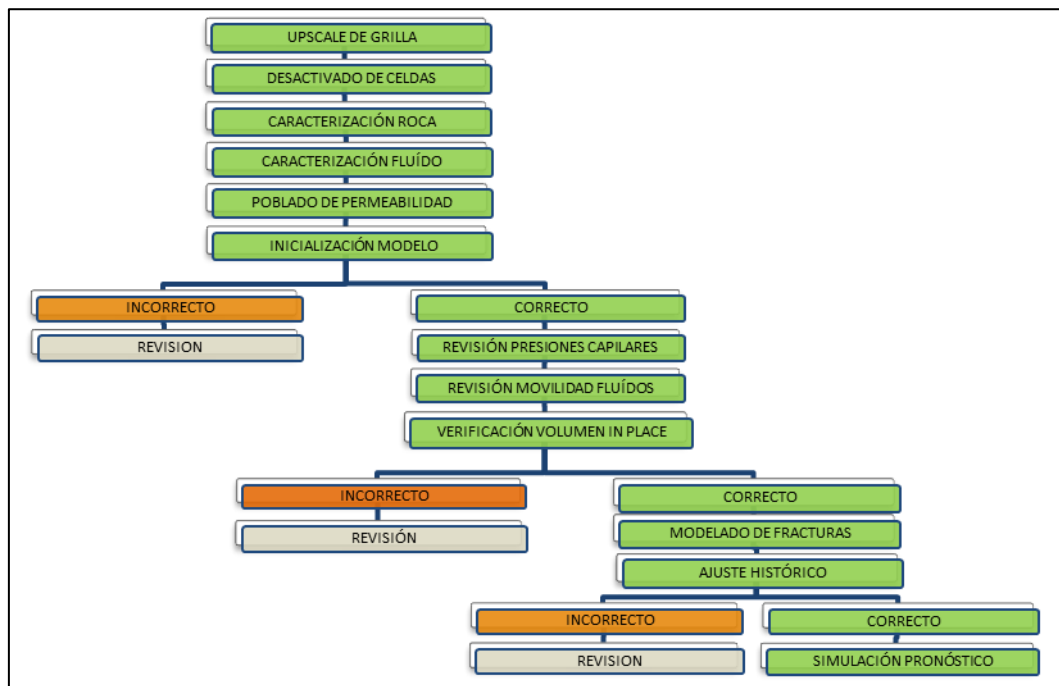


Figura 21. Flujo de trabajo para el modelado dinámico.

Para el modelado dinámico se partió de un primer escalado de la grilla fina generada para el modelo estático, a fin de reducir el número de celdas sobre las cuales resolver las ecuaciones de flujo utilizando un simulador numérico. Con un primer escalado de estructura y propiedades, la cantidad de celdas del modelo se redujo de 6,8 millones a 0,7 millones de celdas. A continuación, se desactivaron aquellas celdas con porosidad menor al 1%, permeabilidad menor a 0,001 mD y aquellas cercanas a *pinch-outs* con espesores menores a 0,5 m, resultando en 530.000 celdas activas.

Luego, utilizando la profundidad de los contactos gas-petróleo y petróleo-agua, sumado a una profundidad y presión de referencia, y a los puntos extremos de las curvas de permeabilidades relativas, se inicializo el modelo donde cada celda del modelo fue poblada con una presión y saturación de fluidos (Fig. 22).

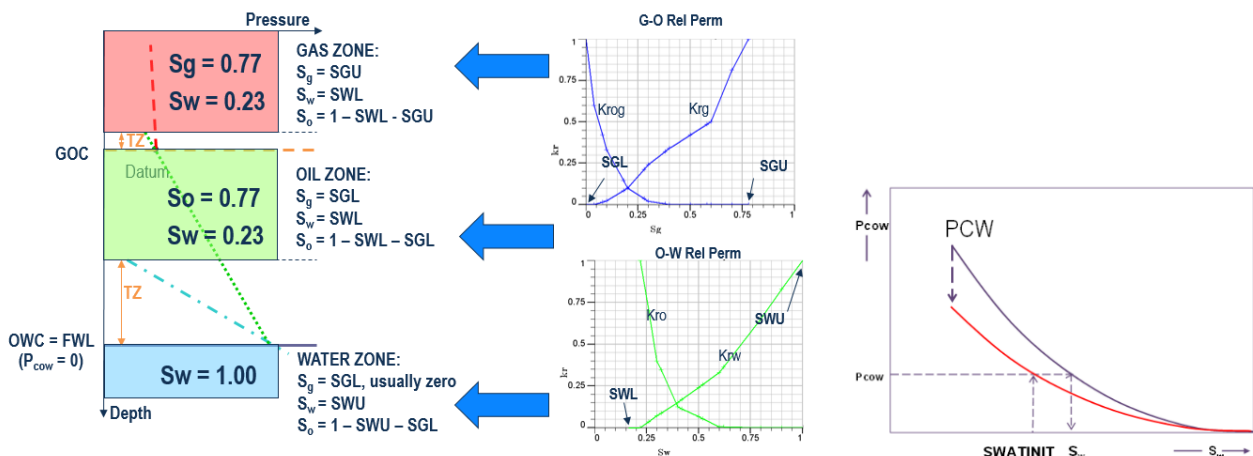


Figura 22. Representación de la inicialización.

De acuerdo a estudios petrofísicos previos al modelo en cuestión, se logró poblar una propiedad de saturación de agua, la cual debía ser honrada por el modelo dinámico. El uso de una propiedad de saturación de agua durante la inicialización significa que el simulador numérico va a escalar la curva de presión capilar celda a celda a fin de poder honrar dichas saturaciones. En procedimientos de esta índole, suele suceder que con tal de honrar las saturaciones de agua impuestas, el simulador numérico adopta valores de presión capilar irreales, por lo que el chequeo de los valores de presión capilar adoptados es de suma importancia para mantener al modelo representativo y real.

Otra consideración a tener presente sobre este método de inicialización es relacionada a la movilidad de los fluidos, la cual está controlada por las curvas de permeabilidades relativas. En aquellas zonas donde la propiedad de agua poblada es inmóvil, es necesario modificar los puntos extremos de las curvas de permeabilidades relativas asignadas a dicha zona (Fig. 23). En este modelo, para la zona de gas se escalonaron los puntos de saturación de agua irreductible para que tomen los mismos valores celda a celda de la propiedad de agua poblada. Para la zona de agua, se sensibilizaron los puntos de saturación de agua crítica a fin de ajustar la producción de agua observada.

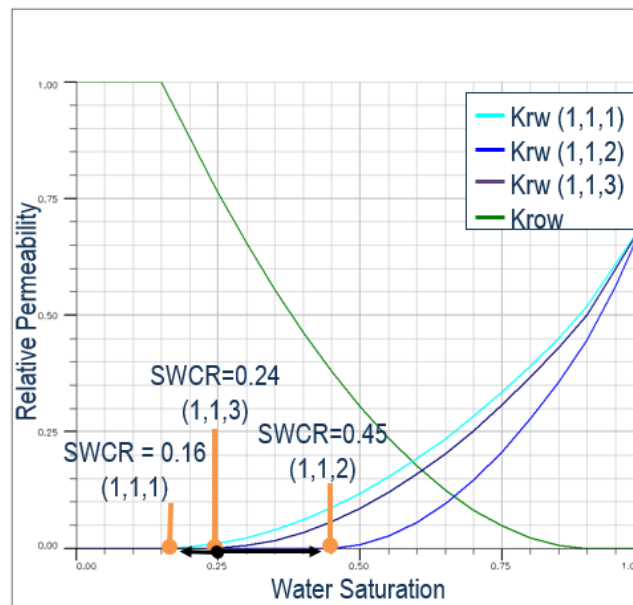


Figura 23. Escalado de puntos extremos de las curvas de permeabilidad relativa.

Una vez inicializado el modelo y tras chequear que los volúmenes de fluido *in situ* calculado se correspondan con los cálculos volumétricos, se procedió a lanzar la primer corrida de ajuste histórico. Esta corrida inicial se utiliza para depurar errores en los datos de entrada. Una vez lograda una primera corrida completa, se observó que la misma demoró 40 minutos paralelizando el modelo en cuatro partes. Como la primera etapa del ajuste histórico del modelo dinámico consiste en el ajuste de las presiones del reservorio, son necesarias muchas iteraciones. A fin de rápidamente poder investigar aspectos generales del reservorio, se decidió volver a escalar la estructura y propiedades del modelo, llevándolo a 150.000 celdas activas para la simulación, reduciendo así el tiempo de corrida de 40 minutos a 5 minutos.

Un modelo de simulación de 5 minutos permitió correr cientos de casos y sensibilizar los siguientes parámetros en un tiempo razonable con el fin de entender y ajustar el comportamiento de presiones observado en el campo.

1. Permeabilidad
2. Porosidad
3. Longitud fracturas hidráulicas
4. Permeabilidad mejorada por fracturas hidráulicas
5. Curvas de permeabilidades relativas
6. Curvas de presión capilar
7. Contactos de fluidos

En el modelo se identificó una zona con mayor cantidad de pozos e historia de producción denominada “zona drenada”. Las presiones de reservorios medidas en dicha zona muestran una clara depletación del reservorio. Fuera de esta zona, los pozos perforados encontraron presiones originales. Reproducir esta situación representa el desafío principal del modelo. La identificación de ambas zonas se utilizó para poder reportar apropiadamente la presión promedio calculada por el simulador para cada zona y compararla con los datos observados. Asimismo, se tuvieron en cuenta los ajustes de presiones de formación observados a diferentes profundidades (Fig. 24).

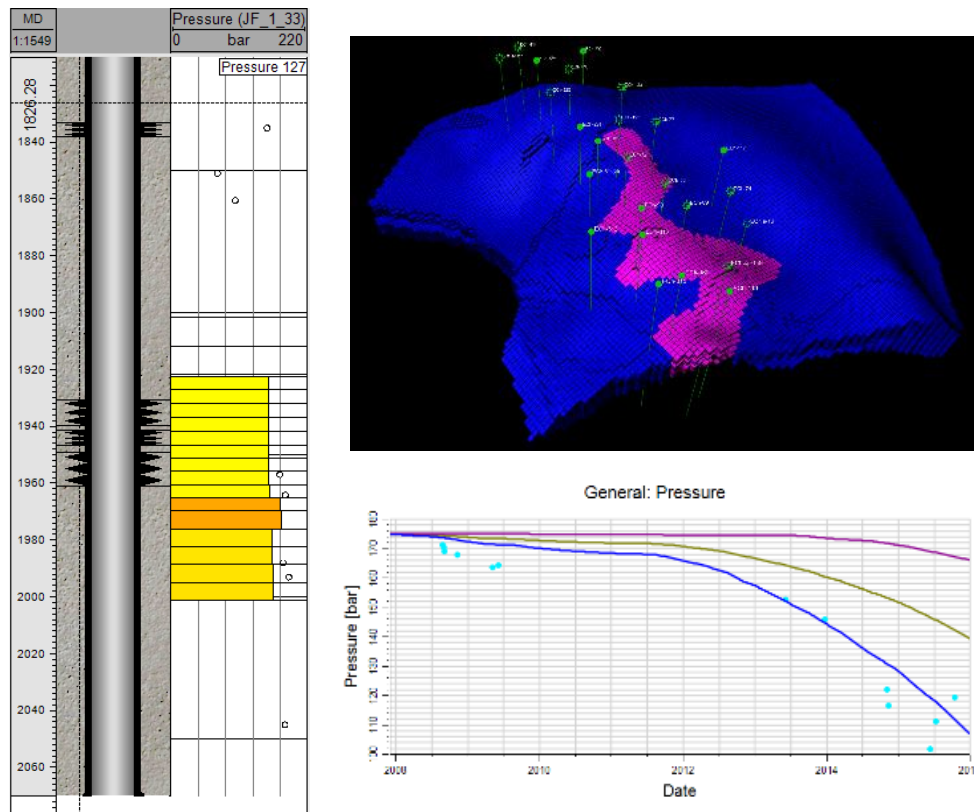


Figura 24. Ajuste de presiones del modelo dinámico.

Luego de diferentes análisis y estudios de sensibilidad, se concluye que los volúmenes de gas *in situ* actuales están subdimensionados y que por consiguiente no es posible ajustar el comportamiento de presiones observados. Este resultado del modelo dinámico se condice con el cálculo de balance de materia a través del gráfico de p/z vs. G_p mostrado previamente, donde a medida que avanza el desarrollo arroja volúmenes *in situ* mayores. Por consiguiente, se propusieron las siguientes recomendaciones para continuar con el estudio.

1. Realizar un ajuste del modelo petrofísico para la Fm. Pozo D-129 que permita representar las saturaciones de fluidos de manera más precisa.
2. Correr nuevos perfiles de pozo de mayor detalle en próximos sondeos a fin de caracterizar mejor el reservorio.
3. Incluir diferentes distribuciones de facies en el flujo de trabajo del ajuste histórico.

Discusión sobre la presencia de gas en la roca de menor porosidad y permeabilidad

Existen evidencias que sostienen este comportamiento observado de mantenimiento de presión. De la descripción y los ensayos sobre los testigos de corona, así como de testigos lateral rotados extraídos en el bloque sur de Estancia Cholita para la Fm. Pozo D-129, surge que la permeabilidad de este reservorio se encuentra en un rango entre 0,001 y 1 mD (Fig. 25).

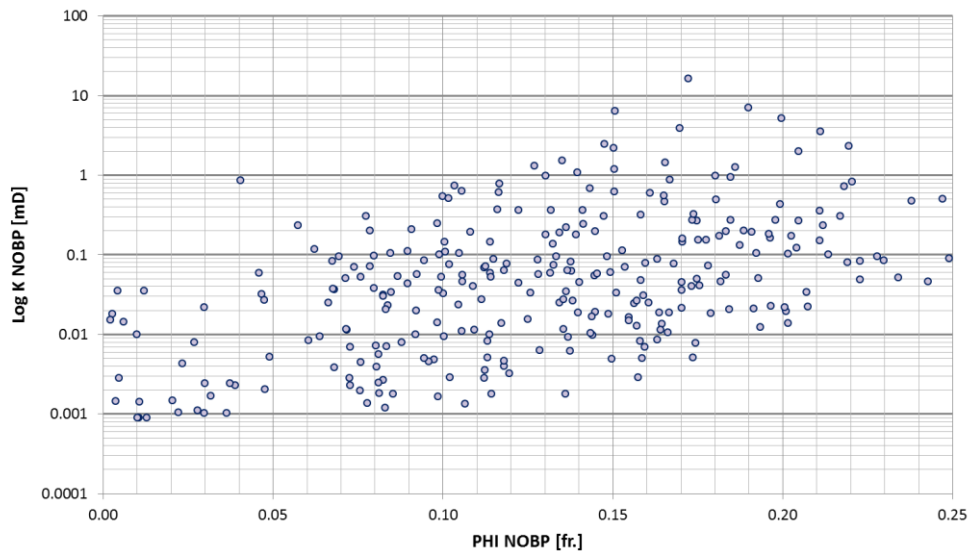


Figura 25. Datos de coronas y testigos rotados del bloque para la Fm. Pozo D-129.

A partir de los datos representativos de propiedades de roca caracterizadas en este proyecto y basándonos en la clasificación de reservorios de gas propuesta por Holditch (2006), nos encontramos en una zona intermedia entre un reservorio convencional de mediana calidad y un reservorio *tight gas* (Fig. 26).

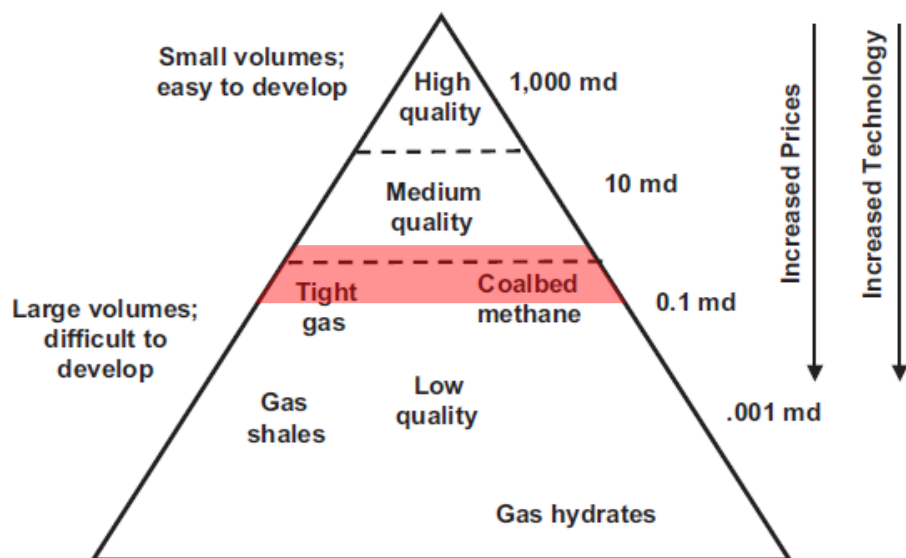


Figura 26. Triángulo de recursos del gas natural en función de la permeabilidad del reservorio, tomado de Stephen A Holditch, 2006, SPE, Texas A&M U.

Este reservorio está compuesto por una combinación de distintas clases de depósitos que, en el modelo estático, están representadas mediante las distintas electrofacies. En los perfiles eléctricos de los pozos perforados en este bloque, abundan ejemplos donde se puede comprobar la presencia de gas incluso en las zonas de menor porosidad y permeabilidad, mediante el cruce de las curvas densidad y neutrón (Fig. 27).

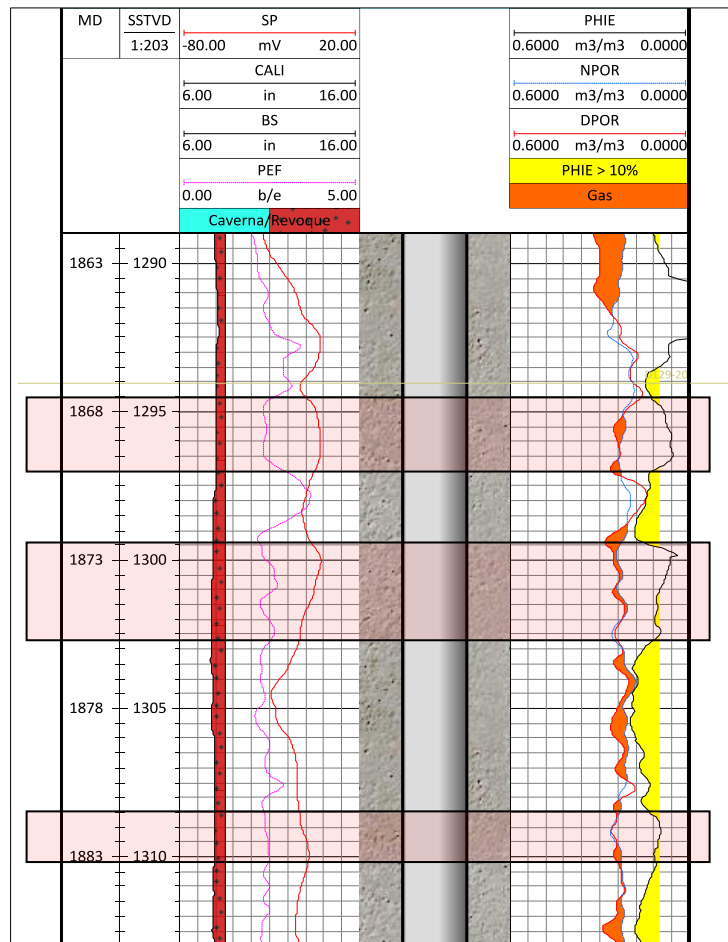


Figura 27. El análisis petrofísico permite evidenciar la presencia de gas en las zonas con propiedades petrofísicas más desfavorables, posibilidad de una trampa *tight* colindante con la trampa convencional.

Este volumen asociado a las facies más cerradas no está siendo considerado al realizar un balance de materia mediante el gráfico p/z vs. G_p , por lo que al utilizar este método estamos subestimando el OGIP. Esto se explica por dos motivos principales, las bajas permeabilidades que generan gradientes de presión importantes dentro del reservorio y las barreras de permeabilidad debidas a la heterogeneidad propia del reservorio.

Si este volumen efectivamente está en el reservorio, el efecto neto observado en el balance de materia será el mantenimiento de la presión por encima de la esperada, y por lo tanto obteniendo un mayor OGIP.

A medida que avance el desarrollo, el volumen *in situ* calculado con esta metodología irá en aumento y tenderá al valor obtenido mediante el cálculo volumétrico del modelo estático. Esto ocurre porque se irá contactando con nuevas perforaciones, las áreas que actualmente están sin drenar o con un drenaje parcial, así como por el aporte de los reservorios *tight* colindantes con los reservorios convencionales a medida que estos últimos se van depletando.

Este efecto puede interpretarse al comparar la evolución del p/z vs. G_p calculado para la zona drenada del reservorio, donde cada año el monitoreo de presiones arroja valores de presión mayores a los estimados el año anterior (Fig. 28). Este tipo de comportamiento con una rápida caída de presión inicial y luego un amesetamiento está planteado en la literatura para reservorios con estas características (Hein, 2009).

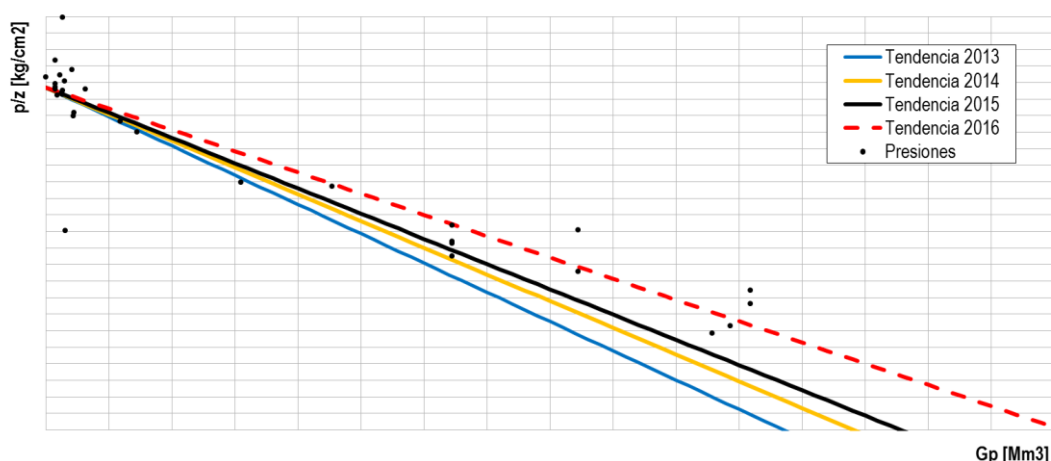


Figura 28. Balance de materia para la zona del reservorio identificada con drenaje.

Conclusiones

Mediante la integración y el análisis de los datos obtenidos durante la perforación de los pozos, y el monitoreo de los mismos ya en producción se pudo llegar a las siguientes conclusiones.

- Distintos autores han clasificado este reservorio de facies transicionales de la sección superior de la Fm. Pozo D-129 de diferentes maneras, en función del tipo de estimulación que se realiza y de los datos observados durante su producción, podríamos decir que en el yacimiento Estancia Cholita está ubicado en el límite entre un reservorio convencional de baja calidad y un *tight*. Esto no excluye que exista un potencial recurso de tipo *shale* híbrido, que por el estado evolutivo del desarrollo no ha sido suficientemente evaluado.
- Se debe continuar trabajando en la interpretación y el ajuste del modelo petrofísico para la Fm. Pozo D-129 para lograr un mejor entendimiento de la distribución inicial de fluidos en el reservorio.
- A diferencia de los reservorios de gas convencionales, las propiedades petrofísicas impiden una depletación uniforme del reservorio, generando gradientes de presión importantes dentro del mismo.
- Los datos observados de presión de reservorio confirman la suposición de que existe un mantenimiento de presión por el aporte de las zonas *tight* que actúan como pulmón.
- Junto con el monitoreo de la presión de reservorio, el modelo de facies cobra una gran importancia para entender el comportamiento de este tipo de reservorios, para identificar zonas sin drenaje y de esa manera poder definir el plan de desarrollo óptimo.
- Ante la dificultad de estimar los volúmenes mediante un balance de materia, para el cálculo de volúmenes *in place* y recuperables, es necesario contar con un modelo estático con buen grado de detalle que permita realizar cálculos volumétricos confiables.
- Los primeros resultados del modelo dinámico indican que para poder ajustar el comportamiento de presión observado, es necesario un volumen de gas *in place* mayor al calculado mediante balance de materia y el volumétrico del modelado estático.

Agradecimientos

Agradecemos a Daniel Maza por sus aportes constructivos al modelo petrofísico y a YPF S.A. por la autorización para utilizar los datos.

Referencias y bibliografía

Allard, J.O., Paredes, J.M., Foix, N. y Giacosa, R.E., 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.

Atencio, M., Juken, E., Basile, Y. Utge, S. y Spath, F., 2015. Geomorfología sísmica de la última transgresión lacustre de la Formación Pozo D-129 en la región de la faja plegada, cuenca del Golfo San Jorge. Revista de la Asociación Geológica Argentina, 72 (1): 136-147.

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

Clavijo, R. 1986. Estratigrafía del Cretácico Inferior en el sector occidental de la Cuenca Golfo San Jorge. Boletín de Informaciones Petroleras, 9, 15-32.

Cobos, J. C. & 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.

Fasola, M., Basile, Y. A., Martinez Cal, V., 2016, Fm. Pozo D-129, nuevo play exploratorio tipo shale? Evaluación Geoquímica en el yacimiento Estancia Cholita, CGSJ.

Ferreira, L., Allard, J.O. y Foix, N., 2015. Significado tectonoestratigráfico de los límites formacionales en el Grupo Chubut, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Una visión Petrolera. Actas V Jornadas de Geología y Geofísica de YPF.

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

Hechem, J.J., Figari, E. y Musacchio, E., 1987. Hallazgo de la Formación Pozo D-129. Petrotecnia 28: 13-15.

Hechem, J.J., 2003. Fluvial and Lacustrine Facies in the Chubutian (Cretaceous) of the Golfo San Jorge Basin, Patagonia, Argentina. 3rd Latinoamerican Congress of Sedimentology, Belem, Para, Brasil.

Hein, V., 2009, Evaluation of Tight Gas Reservoir, Ryder Scott Company.

Holditch, S., 2006, Tight Gas Sands, SPE, Texas A&M U.

Iovine, G., Ferreira L., Foster, M. y Santangelo A. 2013. Nuevas consideraciones paleoambientales de la Formación Pozo D-129, en el área de la provincia de Santa Cruz: integración de datos. Primeras Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge, 13 al 15 Marzo 2013, Comodoro Rivadavia, Chubut, Argentina. 59-60.

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

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. y Allard J.O., 2011. Sedimentología de la Formación Pozo D-129 en el Yacimiento Estancia Cholita, Cuenca del Golfo de San Jorge. Informe interno de YPF S.A, 55 pp.

Rodriguez, J.F. R. y Littke, R., 2001. Petroleum generation and accumulation in the Golfo San Jorge Basin, Argentina: a basin modeling study. Marine and Petroleum Geology (18), 995-1028.

Salvarredy Aranguren, M.M. , Aliamo, A.A., Martin, F. y Tennerini, G.A., 2015. Revisión preliminar de la correlación sismoestratigráfica de los niveles oolíticos de la Fm. Pozo D-129 en el Activo de Cañadón Yatel. Actas V Jornadas de Geología y Geofísica de YPF.

Salvarredy Aranguren, M.M., Martin, F.S., Kamerbeek, Y., Pyczil, D.E., Tennerini, G.A. & 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. & Allard, J.O.), p. 88-89, 2016, Comodoro Rivadavia, Argentina.

Solórzano, P., Suppicich, M., Gómez, N., Estibill, F., Elsztein, C., Pyczil D., Tennerini, G., Martin, F., 2012, 2013, & 2016. Actualización del Plan de Desarrollo y Evaluación de Reservas del Reservorio de Gas D129 Bloque Sur. Capas D129-10, 20 y 30.

Strelkov, E., 2008. Fm. Pozo D-129: Antecedentes petroleros y características generales de los depósitos. Presentación Interna YPF S.A.

Van Niewenhuijs, D. S. y Ormiston, A. R., 1989. A model for the origin of source rich lacustrine facies, San Jorge Basin, Argentina. Primer Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos, Actas 2: 853-884.

Curriculum vitae de los autores

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.

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.

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.

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. En 2002 accede a beca del Institute de la Recherche pour Developement (IRD) en Francia en el Laboratorio de Mecanisme et Transfert en Géologie (LMTG) de Toulouse. Obtuvo en 2008 su título de Doctor en una temática de Geoquímica de Superficie. Regreso al país en 2006 como geólogo ambiental tanto en BfU de Argentina S.A. y posteriormente en YPF S.A. Desde hace 6 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.

Eduardo A. Farina Saint Selve

Ingeniero en petróleo – Promoción 1994 Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Actualmente referente ingeniería de reservorios principal – YPF S.A.

Andrea Alaimo

Licenciada en Ciencias Geológicas, 2012. Logueo geológico y geotécnico de testigos corona, mapeo, supervisión de campo, Xstrata Copper San Juan S.A., 2011. Entrenamiento en plataforma Geographix (Landmark – Halliburton), módulos de interpretación sísmica, para trabajos de investigación en Cca. Neuquina con la UNSJ, 2012. Actualmente geóloga de reservorio operativa e intérprete sísmico en Cuenca Golfo San Jorge, YPF S.A.

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.

María Cecilia Biurrun

Licenciada en Ciencias Geológicas de la Universidad de Buenos Aires. Ingresó en YPF, en el marco del Master E&P en el año 2011. Se desarrolló como geóloga operativa en el yacimiento Cañadón Seco y Pico Truncado durante los años 2012 y 2013. Desde el año 2014 se desarrolla como petrofísica en distintos grupos de desarrollo (SCE y SCO) en la Cuenca del Golfo San Jorge.

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..

Juan Pablo Francos

Ingeniero en petróleo, ITBA. Trabajó en Apache Corporation. Actualmente ingeniero de reservorios en Schlumberger.