

INCREMENTO DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS EN RESERVORIOS DE BAJA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD POR MEDIO DE LA EVALUACIÓN GEOLÓGICA-PETROFÍSICA EN EL ACTIVO TRÉBOL-ESCALANTE. FLANCO NORTE CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE.

Christian Paul Tesone, YPF S.A., christian.tesone@ypf.com

Juan Carlos Rodriguez, YPF S.A., juan.c.rodriguez@ypf.com

Nestor Acosta, YPF S.A., nestor.acosta@ypf.com

Pedro Stoeff, YPF S.A., pedro.stoeff@ypf.com

Sandra Minni, YPF S.A., sandra.minni@ypf.com

Sinopsis.

La presente contribución muestra una metodología para el estudio de reservorios de baja porosidad y permeabilidad de la Formación Mina El Carmen en el Flanco Norte de la Cuenca. Los mismos se han probado históricamente en ensayos de terminación de pozo con resultados de muy bajo caudal de petróleo o de sin entrada de fluido no contribuyendo a la producción de los pozos ni a la incorporación de reservas de ninguna categoría.

Las peculiaridades que se observan en reservorios clásticos con predominancia de material tobáceo en su complejidad litológica, características sedimentológicas internas y procesos diagenéticos de alteración hacen que los modelos petrofísicos que se utilizan habitualmente tengan que ser adaptados para poder reflejar características de los mismos que permitan inferir productividad.

Se trata de presentar las características principales de un modelado de análisis petrofísico-mineralógico para reservorios de baja permeabilidad basado en la determinación de facies a través de técnicas estadísticas denominadas “análisis de clusters” las cuales utilizan registros convencionales de pozo. Se muestra el análisis de la combinación de diferentes gráficos de puntos para tipificación mineral de arcillas los cuales junto con el modelado permitieron evidenciar y entender la existencia de procesos: de generación de nuevos minerales por diagénesis, de fracturamiento a escala mínima y de disolución de clastos. Estos procesos generan condiciones ideales para que este tipo de reservorios sean productivos de hidrocarburo a través de operaciones de estimulación hidráulica.

La metodología de trabajo es acompañada por un flujo de análisis técnico que relaciona análisis petrolero, análisis estructural, análisis estratigráfico, evaluación de presiones de reservorio, antecedentes de estimulaciones realizadas en el activo Trébol-Escalante ubicado al noroeste de Comodoro Rivadavia. En el mismo, la explotación se inició en la década del treinta produciendo de la Formación Comodoro Rivadavia y El Trébol principalmente y posteriormente de Formación Mina El Carmen.

La metodología presentada logró mejorar la asertividad en la selección de niveles a estimular hidráulicamente aumentando el índice de productividad y el factor de recobro en el área. Asimismo

se muestran datos generales de la incorporación y el desarrollo de reservas en distintas categorías y la generación de nuevas ubicaciones de proyectos que pudieran resultar económicamente factibles y que no estaban previstos para el desarrollo del activo.

Introducción.

El área de estudio se encuentra ubicada aproximadamente a 50 km al noroeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia, perteneciente al flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge.

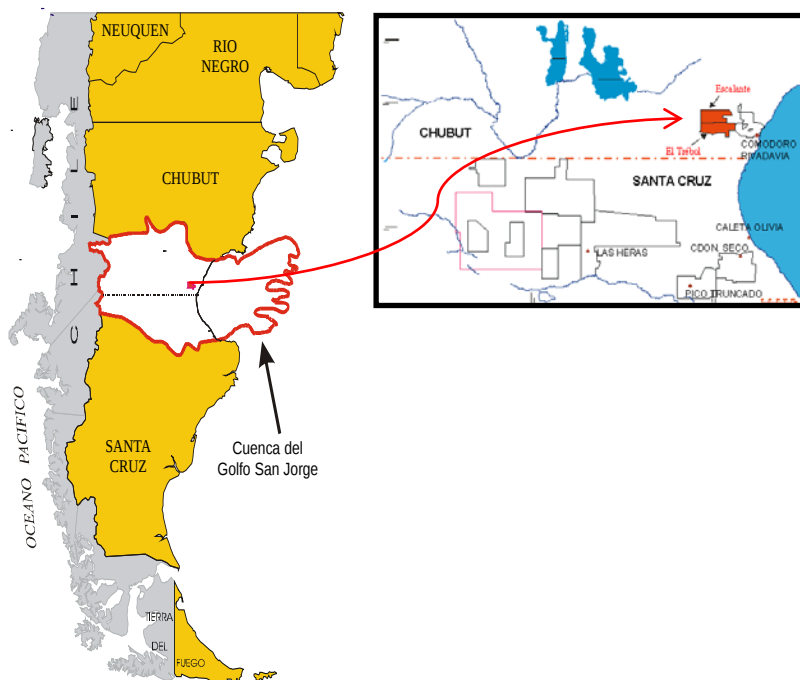


Figura 1. Ubicación del área.

El primer pozo perforado para investigar los reservorios de la formación Mina El Carmen fue el D-84 (1963), alcanzando una profundidad de 2240 m. A partir de ese año se empezó con el desarrollo de dicha formación.

En el año 2013 se comenzaron a realizar fracturas hidráulicas a los reservorios de la formación Mina El Carmen. Estos se seleccionaban durante la terminación luego del ensayo de pistoneo. Durante el ensayo previo a la estimulación, los reservorios se caracterizaban por ser Sin Entrada de fluido o de muy bajo caudal. Se los consideró entonces reservorios de baja porosidad y baja permeabilidad. Luego de realizarles la estimulación hidráulica, los mismos quedaban surgentes de hidrocarburos. Estos resultados alentaron a estudiar en detalle las características geológicas de cada uno de esos reservorios y a efectuar un análisis histórico de las fracturas realizadas en el área.

Desarrollo.

En YPF S.A. existe un “proceso de Estimulación”. Está formado por la definición del candidato, la definición del diseño, la operación y la evaluación (Emmanuel d’Huteau 2013).



Figura 2. Proceso de Estimulación.

Utilizando en éste proceso, se realizó un “flujo de trabajo para la selección de reservorios a fracturar”. Éste flujo caracteriza estática y dinámicamente el bloque de estudio y sostiene al candidato seleccionado por medio de cinco pilares fundamentales (Rodriguez Juan Carlos 2016).



Figura 3. Estudio estático y dinámico del bloque.

El primer pilar es el análisis técnico mecánico del pozo. Se lee en detalle el legajo del pozo, se deben analizar las intervenciones de perforación, de pulling y los work over que haya tenido. Debe conocerse la integridad del casing, si el pozo tuvo maniobras de pescas, la presencia de tapones o cualquier otra herramienta que exista dentro del mismo. Es necesario leer el perfil de cemento de la formación de interés, conocer la traza del pozo, la distancia a pozos abandonados, ya que se está operando un yacimiento con numerosos pozos abandonados y sus reemplazos.

El segundo pilar es analizar e interpretar el arreglo de las curvas (Log análisis). Se realiza una lectura de ellas y se determina si el arreglo de estas es de petróleo o de agua. En el caso de que las curvas indiquen que el reservorio se encuentra saturado de hidrocarburo, entonces se continúa con el flujograma de trabajo.

El tercer pilar es realizar el análisis del modelo estructural y estratigráfico del bloque al cual pertenece el candidato. Si se cuenta con los mapas estructurales y de espesor útil del bloque, se debe examinar si el reservorio candidato se encuentra dentro o fuera del espesor útil probado más probable (Hu+Hup). Si el reservorio estuviese por fuera del Hu+Hup eliminamos al candidato. Caso contrario seguimos con el flujograma. Se prosigue con los mapas estructurales en donde se debe observar la posición del reservorio candidato. El reservorio puede estar ubicado en cuatro posiciones que permiten seguir con el análisis:

- Superior a uno que haya testeado agua con rastro de petróleo.
- Superior a uno que haya testeado petróleo.
- Igual a uno que haya testeado petróleo.
- Inferior a uno que haya testeado petróleo pero dentro del Hu+Hup.

En el único caso en que se descarta el candidato es cuando se encuentra en una posición inferior que aquel en el cual se haya testeado agua con rastro. Pueden existir casos en los que no se cuente con los mapas. En estas situaciones se debe realizar una correlación hasta dos distanciamientos como mínimo.

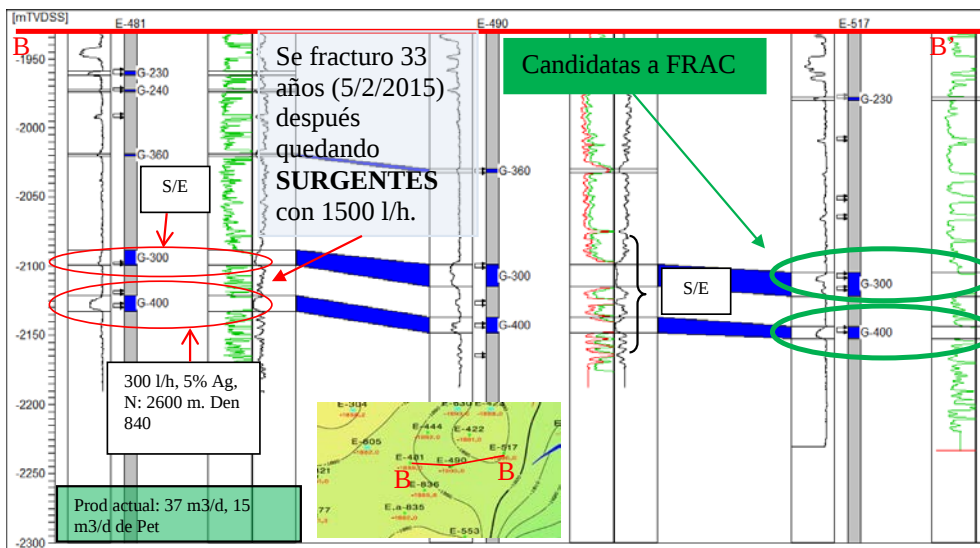


Figura 4. Correlación.

El cuarto pilar es la caracterización de los fluidos en el reservorio. Se toman las coronas, los testigos de impacto o el control geológico y se analiza la descripción de los fluidos contenidos en las muestras de roca. Se prosigue con el flujograma sólo en el caso en que la roca presente show de hidrocarburos.



Figura 5. Testigo de impacto.

El quinto pilar es el análisis petrolero del bloque en estudio. Se deben analizar las presiones del reservorio candidato. Sólo se fracturaran aquellos reservorios cuya presión sea igual o superior al 60% de la presión hidrostática. Si no existe el dato de presión en el reservorio candidato, entonces se analizarán las presiones de los pozos vecinos en ese mismo reservorio de hasta un años y medio de antigüedad y los caudales aportados por éste.

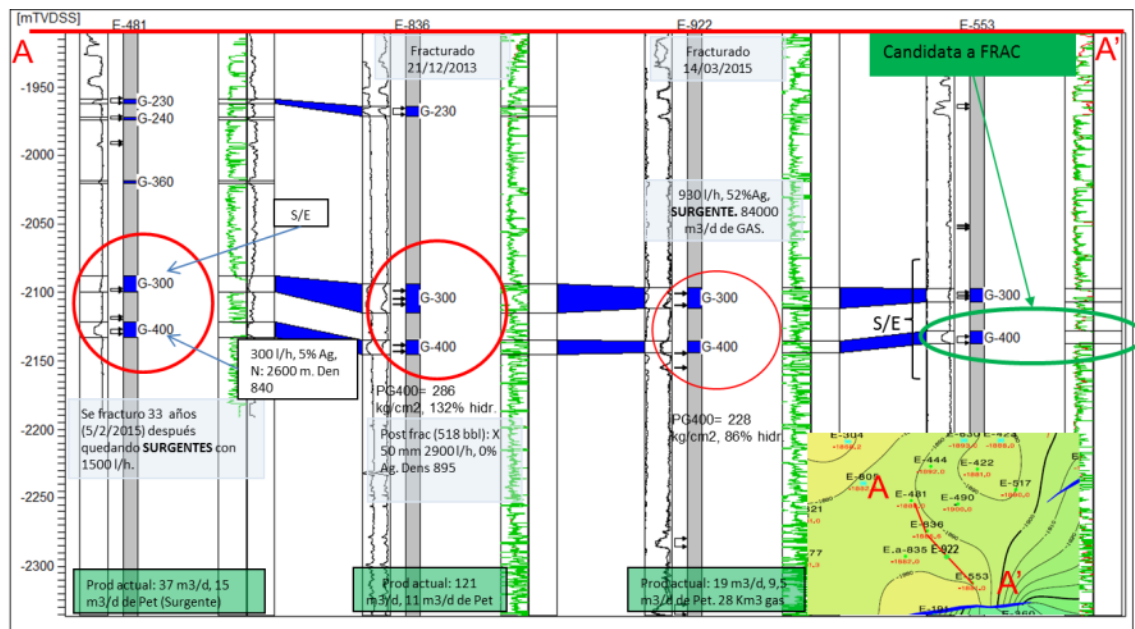


Figura 6. Correlación, presiones.

Además dentro del análisis petrolero se estudian los resultados de las fracturas realizadas en el reservorio candidato del mismo bloque. Debe conocerse si las mismas fueron exitosas o no exitosas. Se lleva en el activo un relevamiento de las fracturas realizadas y separándolas por formación. Se muestra un gráfico de torta con los resultados de las fracturas realizadas en la formación Mina El Carmen.

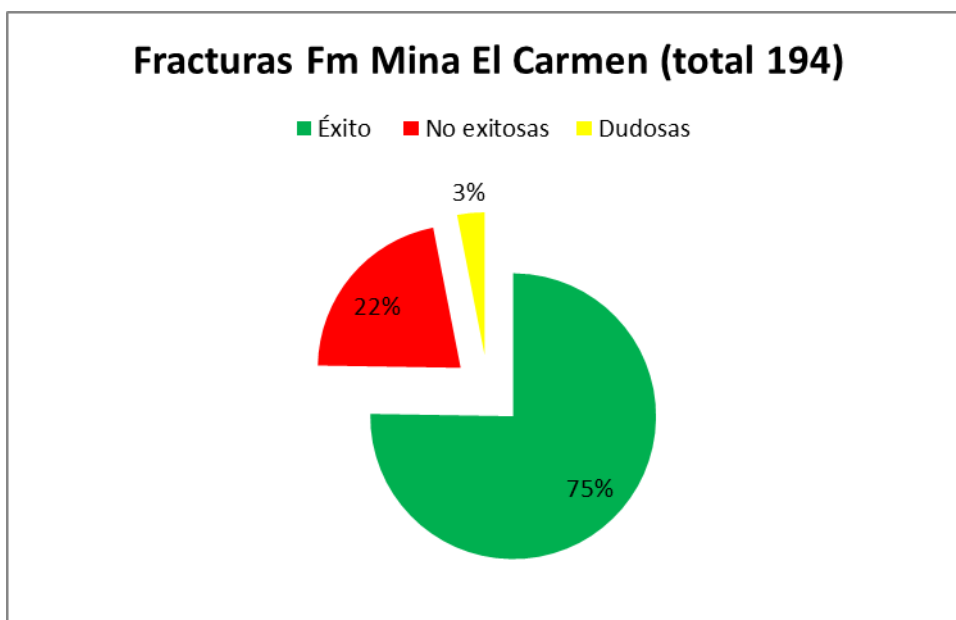


Figura 7. Fracturas en la formación Mina El Carmen.

En los últimos años hubo un aumento importante en el número de fracturas realizadas. Incrementándose considerablemente el éxito de las mismas.

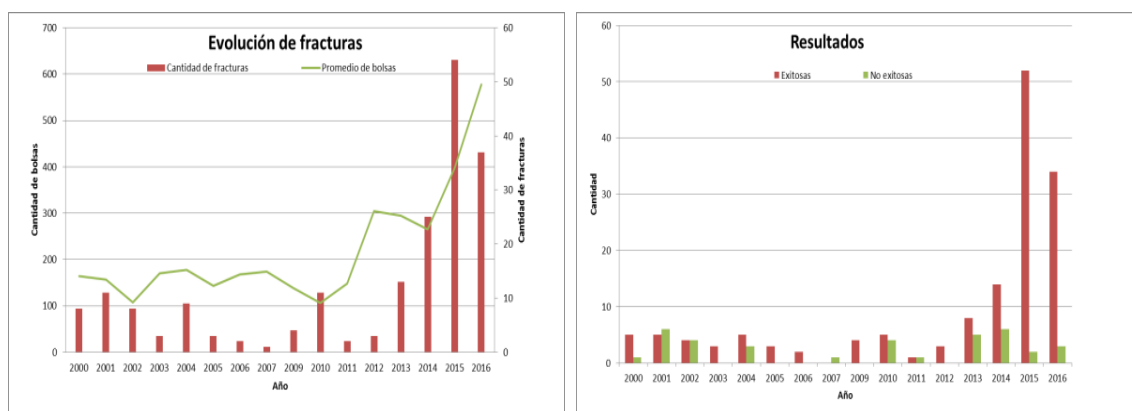


Figura 8. Cantidad de fracturas y cantidad de bolsas utilizadas. Cantidad de fracturas exitosas y no exitosas.

En éste pilar también se analizan los resultados del ensayo del reservorio candidato a un distanciamiento. Si los caudales fueron altos se descarta el candidato, ya que no es un reservorio

que se catalogue de baja permeabilidad. En el caso en que el caudal haya sido Sin Entrada se vuelve al pilar anterior y se analiza la caracterización del fluido. Si la roca se encuentra con show de hidrocarburo se prosigue con el flujograma. Otra posibilidad es que el reservorio testee bajos caudales. Esto puede ser provocado por un daño en aquellos reservorios con porosidad igual o mayor al 12% o podemos estar en presencia de un reservorio de baja permeabilidad y porosidad menor al 12%. Éstos últimos son los reservorios que se están fracturando en reparaciones y terminaciones en el activo El Trébol Escalante interpretados con el nuevo “modelo de análisis petrofísico – mineralógico para reservorios de baja permeabilidad”. ¿Por qué? Porque se ha observado que éste tipo de reservorios al interpretarse con el “modelo convencional” arrojan un valor de espesor útil de cero. Al fracturarse éste tipo de reservorios quedan aportando hidrocarburos y en muchos de los casos quedan en surgencia. El trabajo en conjunto con el departamento de petrofísica generó la realización de una nueva interpretación denominada “modelo de análisis petrofísico – mineralógico para reservorios de baja permeabilidad” (Tesone – Acosta – Rodriguez, 2016).

No se puede anticipar con qué interpretación modelar al reservorio sin antes haber pasado por tres de los pilares del flujograma de trabajo. Estos pilares son: la interpretación del arreglo de las curvas, el análisis petrolero y la caracterización del fluido. Recién, en esta instancia se sabrá si realizar la interpretación petrofísica convencional o aplicar el nuevo análisis petrofísico mineralógico para reservorios de baja permeabilidad.

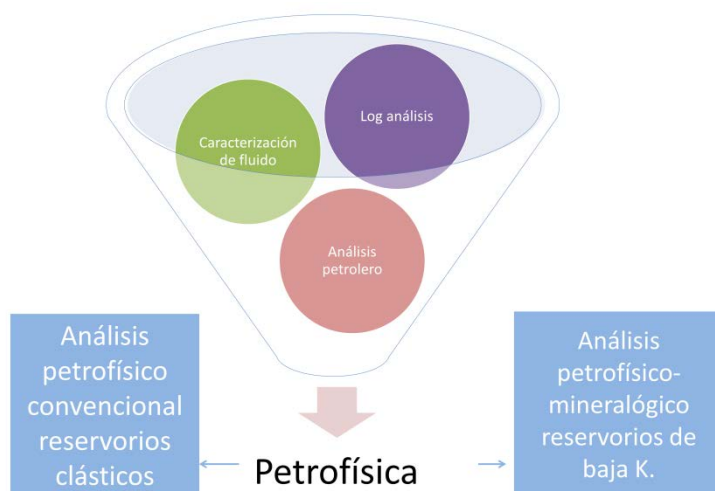


Figura 9. Tres pilares fundamentales para definir el modelo de interpretación.

¿En qué se basa éste análisis petrofísico mineralógico para reservorios de baja permeabilidad?

Como se mencionó en los párrafos precedentes los modelos petrofísicos convencionales utilizados habitualmente en la Cuenca del Golfo San Jorge (Acosta, 2014) no permiten identificar este tipo de reservorios. Puesto que al poseer bajas porosidades (Acosta, 2016) cualquier cálculo convencional muestran altas saturaciones de agua y por ende espesores útiles nulos.

A los efectos de aportar a la identificación de estos reservorios se partió de la premisa de que los mismos poseen porosidad secundaria vinculada a procesos diagenéticos que generan disolución de

clastos y en algunos casos fisuramiento de pequeña escala (micro). Estos procesos son los responsables de nuevas facies mineralógicas en estos reservorios asociadas a la generación de porosidad secundaria (Acosta et al, 2007). La nueva metodología apunta a reconocer a través de técnicas de “análisis de agrupamiento” que utilizan registros convencionales de pozo estas nuevas facies mineralógicas que se generan en estos reservorios y que les otorgan porosidad adicional que puede ser conectada a través de estimulación hidráulica.

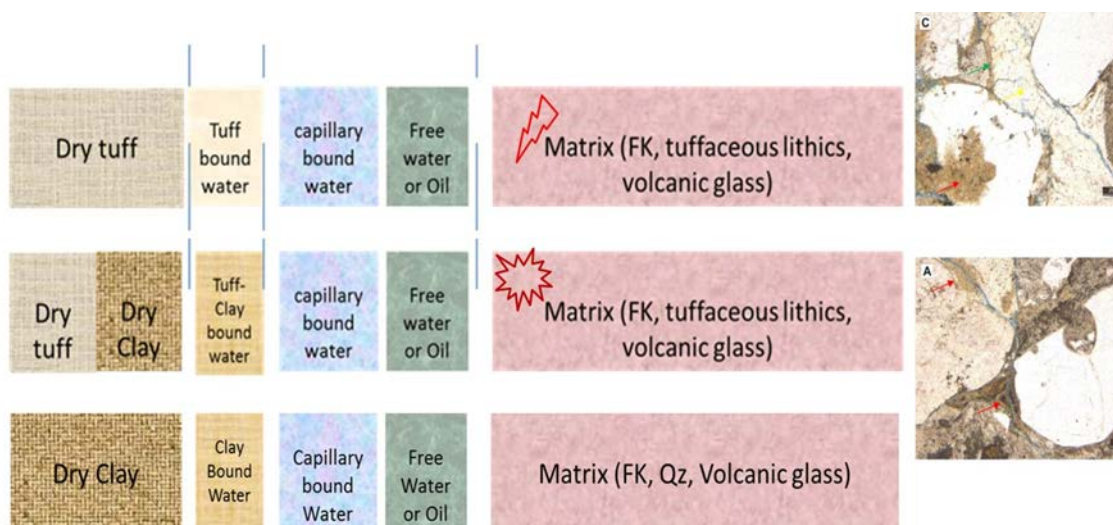


Figura 10. Modelos de Roca para reservorios clásticos con amplia participación piroclástica y cortes delgado con la petrografía de roca mostrando procesos de alteración diagenética (fisuramiento y disolución). Extraído y modificado de Acosta et al. 2016

Esta situación de generación de porosidad secundaria no se da en la totalidad de los reservorios de la formación mencionada, por tal razón se realizó una zonación vertical que permite una correlación areal y vertical de los intervalos donde ocurren estos procesos diagenéticos, pudiendo extrapolar de esta manera el modelo de reconocimiento de las nuevas facies mineralógicas, las cuales fueron testeadas con datos de rayos gamma espectral y muestras de roca que poseen difracción de rayos X.

El análisis de agrupamiento consideró como datos de entrada los registros convencionales de pozo abierto resultando los más definitorios el registro de densidad, resistividad, factor fotoeléctrico y tiempo de tránsito. Consta de una primera etapa de división estadística (partición de un conjunto n en k grupos en el que cada observación pertenece al grupo más cercano a la media) en agrupaciones utilizando un valor promedio para cada uno de ellas. En una segunda etapa denominada consolidación se procede a realizar un agrupamiento jerárquico calculando distancias entre todos los grupos o ‘clusters’ y combinando los más cercanos, proceso que se repite hasta lograr la consolidación. De esta manera fue posible la generación de facies mineralógicas con registros convencionales de pozo, las que fueron calibradas en pozos con dato de roca y de registro de rayos gamma espectral, control geológico y por supuesto ensayos de terminación de pozo.

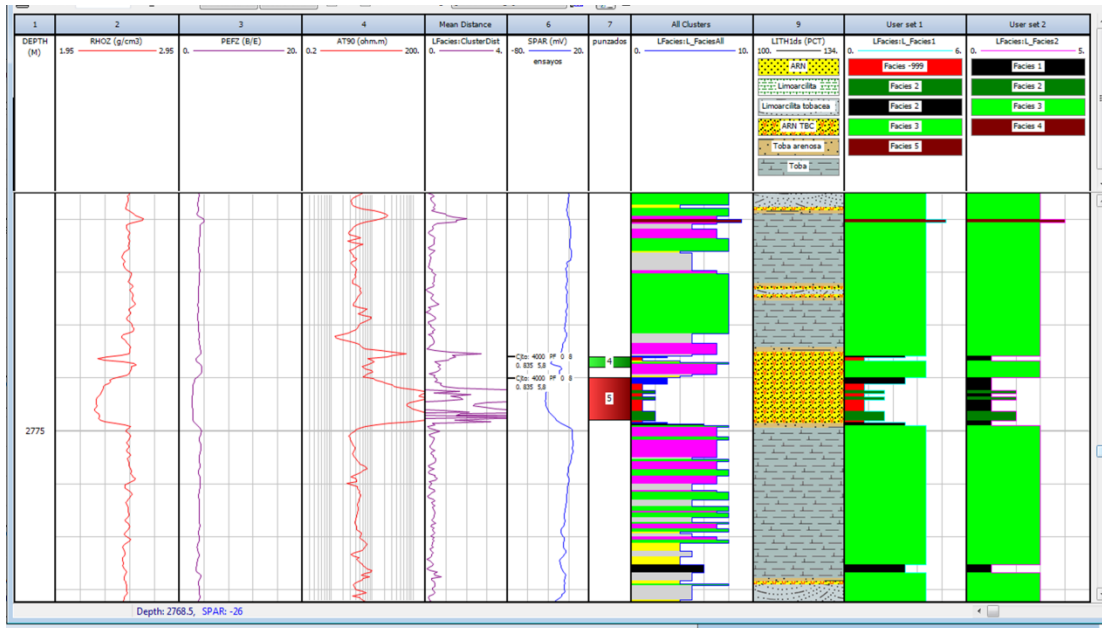


Figura 11. Determinación de facies mineralógicas diagenéticas (color rojo en track número 9) a través de análisis de agrupamiento con registros convencionales de pozo abierto. Extraído y modificado de Acosta et al. 2016

Del análisis de agrupamiento mencionado resultó el reconocimiento de reservorios con facies no alteradas diagenéticamente (sin porosidad secundaria) y reservorios con la presencia de una nueva facie mineralógica asociada a procesos diagenéticos de disolución (con porosidad secundaria). La presencia de esta nueva facie mineralógica en los reservorios, conjuntamente con los demás elementos de análisis, permitió generar un criterio para selección de reservorios a intervenir y estimular hidráulicamente a efectos de buscar conectividad de esa porosidad secundaria.

Una vez que se haya cumplido el flujograma de trabajo se confirmará si el reservorio puede o no ser fracturado.

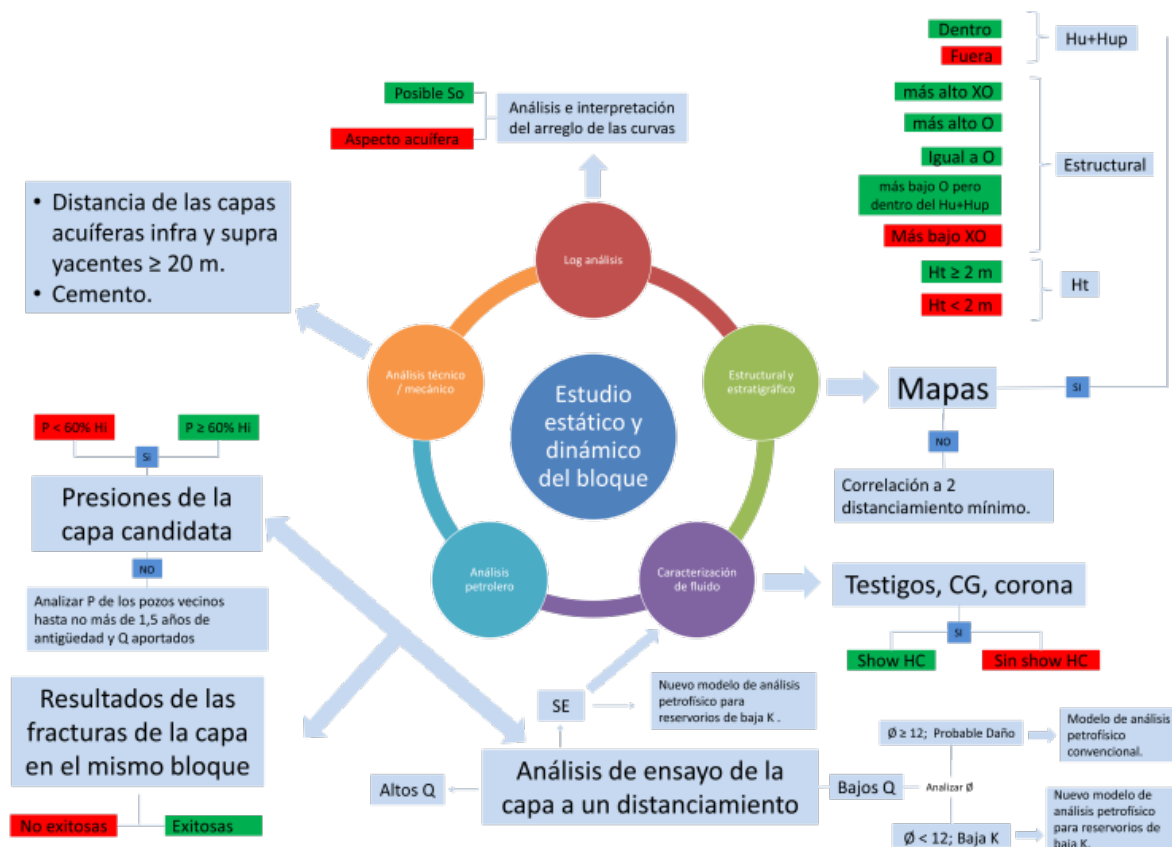


Figura 12. Flujo de trabajo para la selección de reservorios a fracturar. (En rojo se indican cuando descartamos un candidato).

Resultados.

Aplicando ésta metodología de trabajo se ha podido seleccionar una gran cantidad de candidatos. Se logró ampliar el portafolio de reparaciones del activo. Se mejoraron las terminaciones de los pozos nuevos. Se reactivaron pozos. Se incrementó la productividad de la formación Mina El Carmen. Un porcentaje muy amplio de reservorios pertenecientes a Mina el Carmen han sido Sin Entrada. Con estimulaciones correctamente realizadas se revierte este comportamiento logrando aporte de hidrocarburos. Se muestra un ejemplo del pozo E que tenía a la formación Mina El Carmen bajo tapón por no haber mostrado un potencial interesante durante su terminación.

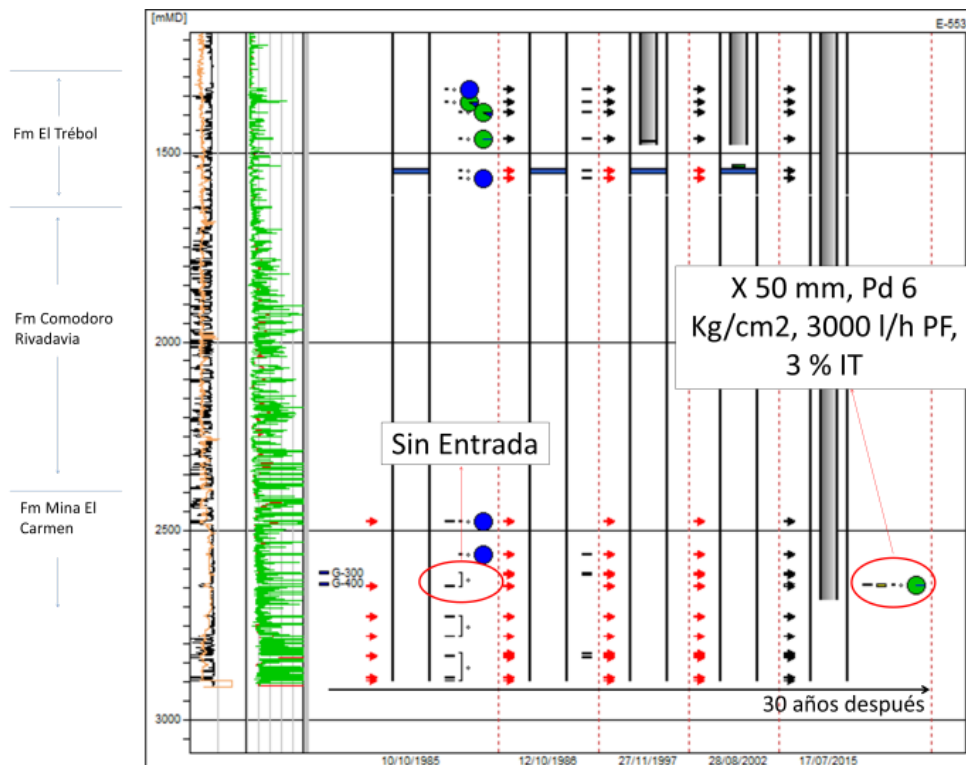


Figura 13. Historia de intervención, resultado exitoso de fractura.

El incremento de producción de petróleo y gas es muy alentador para seguir con este tipo de intervenciones. Como ejemplo se mostrará un grupo de 11 pozos que han sido fracturados en reservorios de baja permeabilidad.

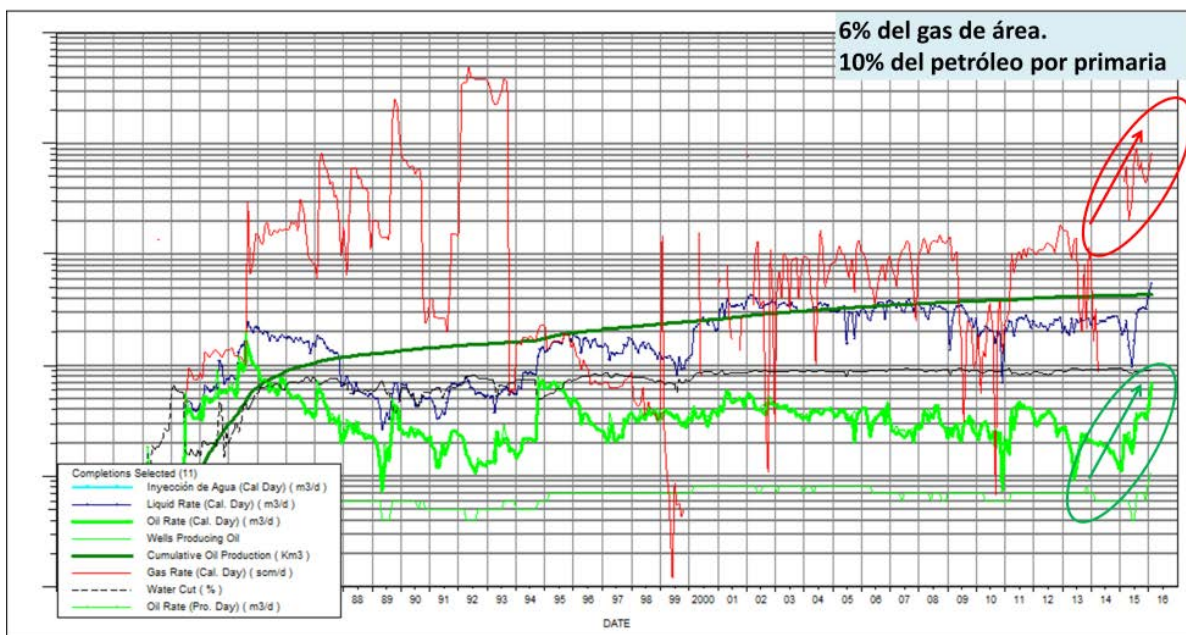


Figura 14. Curvas de producción de 11 pozos seleccionados.

El volumen de reservas es elevado en reservorios de baja permeabilidad que no se están contabilizando. Uno de los pozos fracturados contaba sólo con 2 metros de espesor útil asociado a la formación Mina El Carmen. Luego de fracturar dos reservorios seleccionados por medio del flujograma, el valor de espesor útil aumentó a 16,5 metros.

Pozo	Fecha	Intervalo (m)	Ensayo		Espesor útil (m)		
			Antes	Despues	Antes	Despues	Incremento
E-616	24/01/2016	2679/2682	150 l/h, 54%	X50 mm, 4600 l/h	2	2	0
E-616	24/01/2016	2730/2738	Sin entrada		0	14,5	14,5
E-616	24/01/2016	2769,5/2776					

Éste aumento genera un cambio en los mapas de espesor útil. Al reinterpretar los mapas, genera la posibilidad de seguir con el desarrollo de la formación Mina El Carmen por medio de nuevas perforaciones en aquellos lugares que no tenían interés.

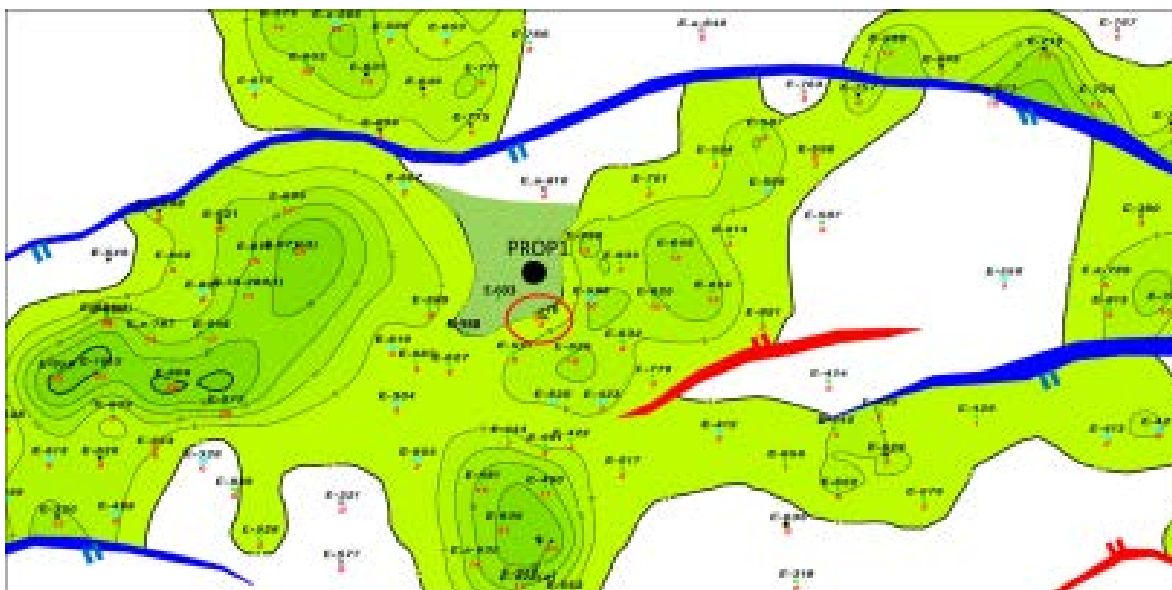


Figura 15. Mapa de espesor útil.

En el mapa se ve una propuesta (PROP1) generada luego de la reinterpretación del mapa de espesor útil.

Otro de los aportes importantes de esta metodología y resultados fue poder cambiar el pozo tipo del área El Trébol pasando de 13900 m³ a 19500 m³ de hidrocarburo. Se observan pozos donde el comportamiento de los mismos reservorios abiertos cambia luego de ser fracturados. La formación Mina El Carmen se caracteriza por tener una fuerte declinación, luego de ser estimulada por medio de fractura hidráulica el comportamiento declinatorio es más leve, logrando una mayor acumulación de hidrocarburo. Se presentan dos curvas de producción de pozos, el primero sin fracturar y el segundo fracturado.

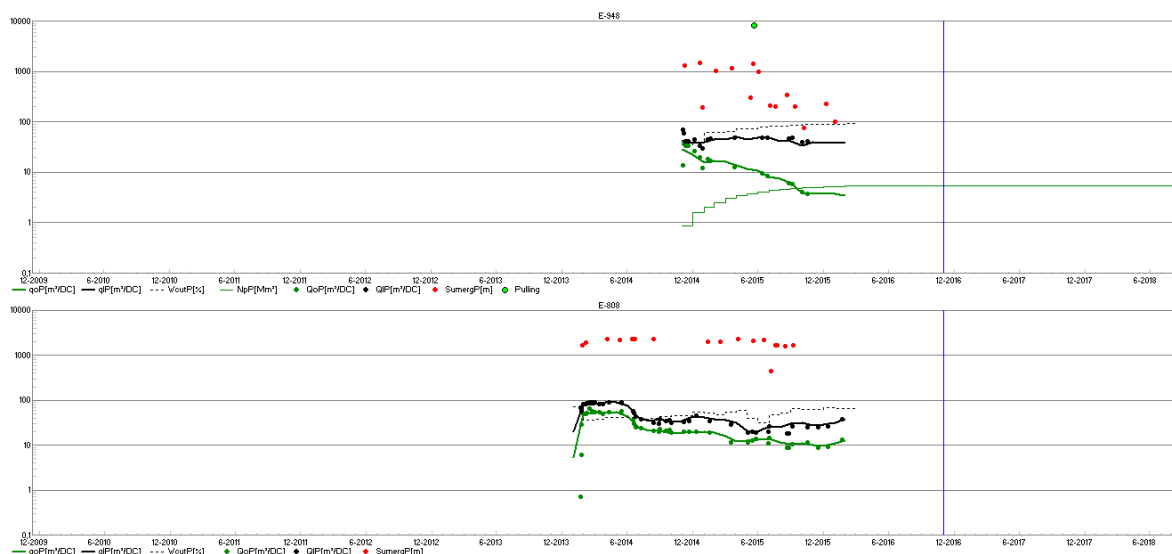


Figura 16. Curvas de producción. Superior pozo sin fracturar, inferior pozo fracturado.

Puede verse que el segundo pozo (curva inferior) tiene un tiempo de 4 meses de producción estabilizada y luego comienza a declinar con un comportamiento más sutil al comportamiento característico de la formación Mina El Carmen.

Es claro que ésta metodología de trabajo ha cambiado la forma de seguir desarrollando la formación Mina El Carmen y los reservorios de baja porosidad y permeabilidad pertenecientes a ésta. No es suficiente punzar y poner en producción el pozo. Es necesaria la estimulación hidráulica de los reservorios para poder tener buenas producciones.

Conclusiones.

- Se aumentó el éxito en la **selección de reservorios** a estimular en base a la metodología propuesta y la integración del flujo de análisis.
- Se incrementó el **portafolio de reparaciones de primaria** en base de recursos y de reservas en distintas categorías para el área de aplicación.
- El monitoreo en el comportamiento productivo de las estimulaciones hidráulicas analizando declinaciones e historia de producción permitió reformular el **pozo tipo** para el área-complejo.
- La metodología presentada resulta una alternativa para evaluar reservorios clásticos con importante participación piroclástica que poseen baja porosidad y permeabilidad de la Formación Mina El Carmen en el Flanco Norte de la Cuenca
- La determinación de facies mineralógicas a través de técnicas estadísticas denominadas “análisis de clusters” resulta muy importante para identificar reservorios a estimular que no fueron testeadas por incertidumbre en su evaluación convencional (baja porosidad y permeabilidad).
- La puesta en producción de estos reservorios contribuyó a la incorporación de reservas en distintas categorías, aumentó el índice de productividad y el factor de recobro del área de aplicación.

Referencias.

Acosta N., Stoeff P., Tesone. C, Minni S., Rodriguez J. 2016.Evaluacion Geológica-Petrofísica para reservorios de baja porosidad y permeabilidad. Metodología de Evaluación y Puesta en Producción. Activo Trébol-Escalante. Flanco Norte Cuenca del Golfo San Jorge. 2das Jornadas Geologicas de la Cuenca del Golfo San Jorge. Comodoro Rivadavia.

Acosta N., Estrada E., Saavedra B. 2007. Porosity Variations by Diagenesis in Reservoirs of the Bajo Barreal Formation, San Jorge Basin: Methodology of Evaluation with Logs. X Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Buenos Aires.

Acosta N., 2014. Modelado Petrofísico Básico del Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. Síntesis Modelos de Arcillosidad, Porosidad y Saturación de Agua. Simposio de Evaluación de Formaciones. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.

Emmanuel d'Huteau 2013: Curso de fracturas.

Breve Cv.

Juan Carlos Rodriguez:

Título. Geólogo, Universidad Nacional de Córdoba

Empresas. YPF

Cargo actual. Referente de Geología Chubut.

Christian Paul Tesone:

Título. Ingeniero en Petróleo. Universidad Nacional del Comahue.

Empresas. Apache. YPF.

Cargo actual. Ingeniero en reservorios en el activo El Trébol – Escalante.

Nestor Acosta:

Título. Geólogo y Especialista en Evaluación de Formaciones Petrolíferas y Gasíferas egresado de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco

Empresas. Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, donde desempeña tareas como Docente de la Cátedra de Geofísica General y Sísmica para la carrera de Geología e Ingeniería en Petróleo y en donde se encuentra finalizando estudios de la carrera de Doctorado en Geología. Con más de quince años de experiencia en la industria petrolera principalmente en Petrofísica y Perfilaje de Pozos además de tareas de control geológico de pozos y geología de reservorios.

Cargo actual. Referente Principal de Petrofísica en el grupo de Especialistas Técnicos de la Regional Chubut de la compañía YPF S.A

Sandra Minni:

Título. Ingeniera Industrial. Universidad Nacional de Cuyo.

Empresas. Siderca. YPF.

Cargo actual. Jefe de Reservorios Operativo, activo El Trébol – Escalante.

Pedro Stoeff Belkenoff:

Título. Geólogo. Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco.

Empresas. Geopatagonia srl, Total Austral sa, YPF sa

Cargo actual. Petrofísico.