

Caracterización geológica y puesta en valor de la Fm. Quintuco.

Incremento de reservas y producción adicional al Proyecto Vaca Muerta, en Yacimiento Loma Campana, Cuenca Neuquina

Por **Ana Marlats, Mauricio Vizioli, Franco Vittore** y **Diego Licitra** (YPF S.A.)

Este trabajo se presentó en el 6º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, octubre 2016



Con la premisa de desarrollar e incorporar nuevas reservas, sumar producción adicional al proyecto y maximizar la rentabilidad de pozos ya ejecutados en Loma Campana (Fm. Vaca Muerta), mediante una caracterización integral de subsuelo se identificaron y ejecutaron con éxito reparaciones en pozos que se encuentran en producción por *casing*.

La Fm. Quintuco ha sido productora de hidrocarburos en el ámbito de Loma La Lata desde 1979, a partir del pozo LLL.e-4, con interesantes acumuladas en diversos sondeos, destacándose los pozos LLL-53 (150.000 m³) y, más recientemente, LLLN.x-1 (121.000 m³, con una producción de 35 m³/d).

Si bien el yacimiento Loma Campana es conocido por representar el primer desarrollo No Convencional a gran escala fuera de los Estados Unidos (Figura 1), con el objetivo geológico primario en las fangolitas bituminosas de la Fm. Vaca Muerta, en la actualidad, varios pozos aportan producción de la Fm. Quintuco.

A los fines de sumar producción adicional e incorporar reservas *up-side* al proyecto, surgió la idea de poner en valor los reservorios de la Fm. Quintuco, atravesados por los sondeos verticales/dirigidos perforados durante las campañas 2011-2014 con objetivo Vaca Muerta. Para ello, se aprovechó la ventaja operativa de ejecutar las reparaciones al momento de bajar la instalación final de producción a los

pozos productores de la Fm. Vaca Muerta que habían sido completados por *casing* en su momento.

Marco geológico

Desde el punto de vista estratigráfico regional, las formaciones Quintuco y Vaca Muerta están genéticamente relacionadas en su origen depositacional, al ser parte de un sistema depositado entre los períodos Tithoniano-Valanginiano. El modelo depositacional propuesto es una rampa mixta carbonática-silicoclástica, de orientación SE-NO, donde las facies finas de fangolitas bituminosas con alto contenido orgánico constituyen los depósitos pendiente abajo de la Fm. Vaca Muerta, de ambiente marino distal y de centro de cuenca; mientras que las facies carbonáticas de la Fm. Quintuco representan los niveles proximales de la plataforma interna.

La Fm. Quintuco contiene uno de los reservorios más productivos de la cuenca neuquina desarrollados en posiciones proximales, bajo la influencia de un ambiente marino restringido (Carozzi *et al.*, 1993). El mecanismo de entrapamiento es estratigráfico, asociado a un sistema de fisuramiento natural sobrepresionado, dando lugar a comportamientos de pozos con importantes producciones iniciales y declinaciones bruscas (Maretto, 2005).

Teniendo en cuenta consideraciones sismoestratigráficas, interpretación de perfiles eléctricos y principales niveles reservorios se puede subdividir a la Fm. Quintuco en el ámbito de Loma Campana en 3 zonas (Figura 2):

Zona 1: corresponde a la sección inferior de la Fm. Quintuco y

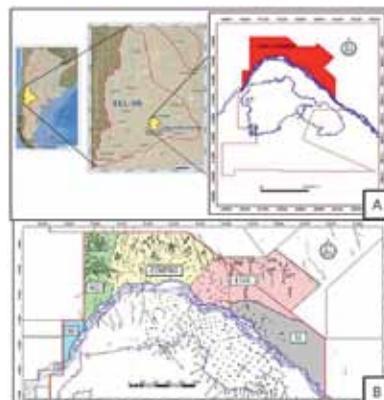


Figura 1. A. Mapa ubicación Yacimiento Loma Campana. B. Distribución zonal del campo.

comprende hasta el *marker* denominado internamente PreQ (Maretto *et al.*, 2002), con un espesor promedio en el área de 120 m. El intervalo posee característica progradante con una somerización hacia depósitos proximales de plataforma interna, con mayor contenido calcáreo y arenoso en algunas zonas. La superficie PreQ en el ámbito de Loma Campana presenta algunas evidencias de posible exposición subaérea. Por encima del PreQ, el sistema es nuevamente transgresivo, conformando un importante sello de carácter regional. En ciertos sectores del yacimiento, este nivel estratigráfico es productivo a través de fisuras naturales, que al ser intersectadas por la perforación de los pozos se manifiestan evidenciando lecturas anómalas de gas total (300.000 a 1.000.000 ppm) en el perfil de control geológico. Este intervalo se encuentra sobrepresionado, con valores entre 350 y 500 kg/cm² (Vittore *et al.*, 2014).

Zona 2: conocida como Quintuco Medio, marca el pasaje de geometrías progradacionales a agradacionales con patrones de apilamiento plano paralelos.

Sobre estos reflectores se observan zonas de alta amplitud, asociadas a acumulaciones carbonáticas. Se observa una fuerte disminución de niveles de materia orgánica y litologías margosas. Las litofacies predominantes son *grainstones* y *packstones* oolíticos y oolítico-esqueletales, asociadas a barras carbonáticas de alta energía (Nivel Q), las cuales revisten interés petrolero en Loma Campana y Loma La Lata, dado que varios pozos presentan importantes acumuladas de petróleo referidas a esta unidad.

Zona 3: corresponde a la sección

superior de la Fm. Quintuco, la cual comienza con litofacies de fangolitas calcáreas limosas que gradan a *grainstones* y *packstones* oolíticos con estilolitas subhorizontales rellenas de materia orgánica, las cuales presentan interés hidrocarburífero. En este intervalo se localiza el conocido Nivel J, que es responsable de innumerables manifestaciones, principalmente en el sector NO del yacimiento.

Primer proyecto de reparaciones

Una primera etapa del proyecto consistió en identificar y ejecutar diez reparaciones a la Fm. Quintuco en pozos que estuvieran en producción por *casing* de la Fm. Vaca Muerta, ejecutándolas al momento de bajar instalación final de producción, con el objetivo de optimizar la inversión y rentabilidad global del proyecto. La iniciativa giró en torno a las premisas de desarrollar e incorporar reservas, sumar producción adicional y maximizar la rentabilidad de pozos ya ejecutados en Fm. Vaca Muerta.

Asimismo, se buscó respetar las siguientes condiciones de borde: 1) último control de producción menor a 10 m³/d, 2) pozos sin instalación final de producción, y 3) respetar dos distanciamientos en fondo (600 m) de otro pozo productor del mismo nivel estratigráfico, a fin de minimizar interferencias.

Para la selección de los WO candidatos se realizó una caracterización geológica integral (Figura 3) utilizando la información sísmica 3D existente (PSDM), de la que se extrajeron volúmenes de atributos (por ejemplo,

curvatura) a los principales niveles estratigráficos de interés, los cuales realzan la variabilidad a lo largo de la traza sísmica y reflejan discontinuidades que se pueden asociar a fracturas naturales.

Paralelamente, se trabajó con análisis de anomalías de amplitud que se interpretan como barras carbonáticas de *grainstones* oolíticos de origen mareal, depositadas en sentido NO-SE, cuyos bordes fracturados se asocian a los pozos con mayor acumulada del campo (Maretto, 2005).

Otro trabajo de base que se realizó fue la actualización de la correlación estratigráfica de detalle, siguiendo los topes de los principales niveles productivos de la Fm. Quintuco en todo el campo, entre los cuales se destacan los niveles mencionados correspondientes a las zonas 1, 2 y 3.

El seguimiento diario de la perforación de los pozos con objetivo Vaca Muerta, mediante cabinas de control geológico y tecnología de perforación en desbalance (*Under Balance Drilling*, UBD) permitió la identificación de las manifestaciones o *gas kicks*, los cuales se incorporaron a la base de datos existente en el modelo estático. A partir de esa base se generaron mapas a los principales niveles estratigráficos de interés que se tuvieron en cuenta en las propuestas de reparaciones.

También se analizó la información provista por las coronas extraídas en la Fm. Quintuco en el ámbito de Loma La Lata y Loma Campana (tema que se ampliará más adelante).

En la mayoría de las intervenciones, luego de aislar las zonas fracturadas previamente de la Fm. Vaca Muerta, se ejecutaron punzados de 2 a 10 m en 2 a 3 niveles estratigráficos de

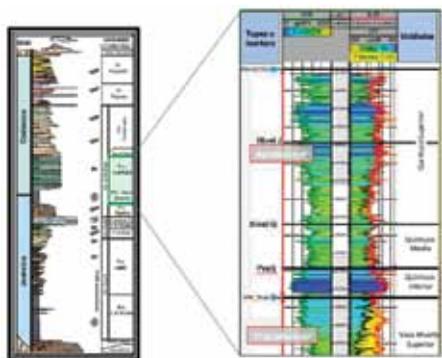


Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina en la región del Engolfamiento (Brisson y Veiga, 1999). Perfil eléctrico y zonas productivas Yacimiento Loma Campana.

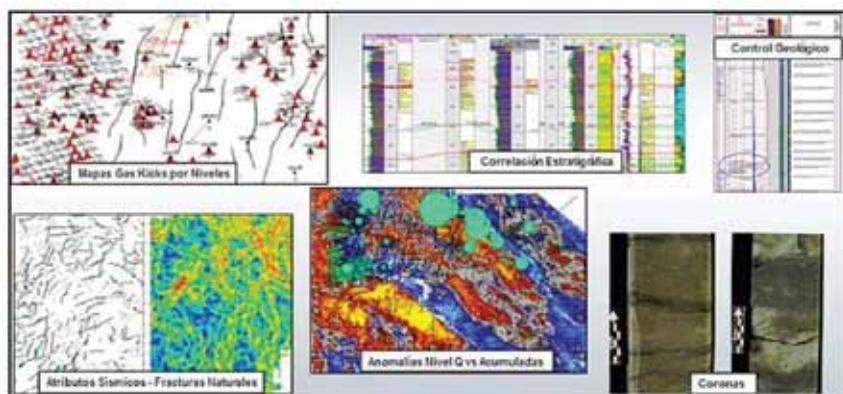


Figura 3. Elementos de caracterización de subsuelo utilizados como drivers para la identificación de las reparaciones.

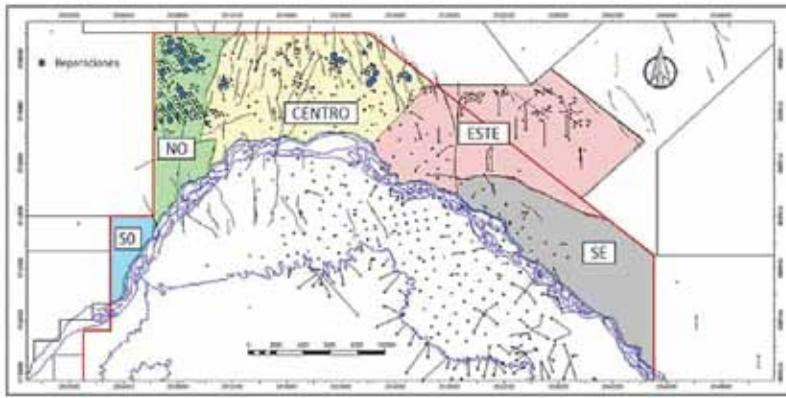


Figura 4. Mapa con la ubicación de las 20 reparaciones ejecutadas. Campañas 2015.

interés, estimulando con tratamiento ácido en todos los casos, ensayando selectivamente cada capa y finalmente se procedió al rotado de tapones y bajada de instalación de producción. Se usó ácido clorhídrico al 15% bombeado a bajo caudal.

Los alentadores resultados de producción obtenidos en la primera etapa de intervenciones y los indicadores económicos del proyecto respaldaron la decisión de ejecutar una segunda fase de 10 reparaciones adicionales (Figura 4).

Segundo proyecto de reparaciones

En el marco del desarrollo de un posterior análisis de oportunidades, se establecieron nuevos criterios de selección y evaluación de pozos, basados principalmente en un estudio integrado de propiedades de subsuelo. Esto tiene como objetivo no solamente optimizar la cantidad y la calidad de los pozos candidatos a reparar, sino también definir una optimización del recurso respecto a la campaña de reparaciones anterior.

Este nuevo enfoque se desarrolló progresivamente a través de la caracterización de litofacies predominantes de la formación, sobre las cuales, posteriormente se definen aquellas que conforman el reservorio de hidrocarburos (calizas) y facies sellos (pelitas).

Análisis de facies sedimentarias e identificación de reservorio

Con el objetivo de contar con una caracterización directa de la formación, se realizaron descripciones sedimen-

tológicas de litofacies a mesoescala de los testigos corona correspondientes a 6 pozos del yacimiento Loma La Sierra Barrosa ubicado al S y SO de Loma Campana (Figura 5). El total de metros descritos fue de 311,5, de los cuales 275,5 m se lograron ubicar en profundidad para el análisis. Los intervalos coroneados corresponden principalmente a los Niveles J, Q y PreQ. Para el análisis digital, se tuvieron en

LITOFACIES SEDIMENTARIAS	LITOLOGIAS
Pelitas silicoclásticas	Fangolitas, arcillitas; fangolitas y arcillitas calcáreas; fangolitas limosas; margas arcillosas.
Floatstones de ostras	Floatstones de ostreidos con matriz pelítica o carbonática.
Grainstones y packstones oolíticos/fosilíferos	Grainstones oolíticos, fosilíferos, peloidales. Packstones asociados, oolíticos y/o bioclásticos.
Carbonatos fango-sostén	Mudstones, wackestones y margas calcáreas. En general se encuentran intercalando con pelitas silicoclásticas y ocasionales packstones.
Limolitas/arenas muy finas	Vaques limosos; arenitas muy finas a medianas; arenitas calcáreas.

Cuadro 1. Litofacies sedimentarias reconocidas en testigos corona de Fm. Quintuco.

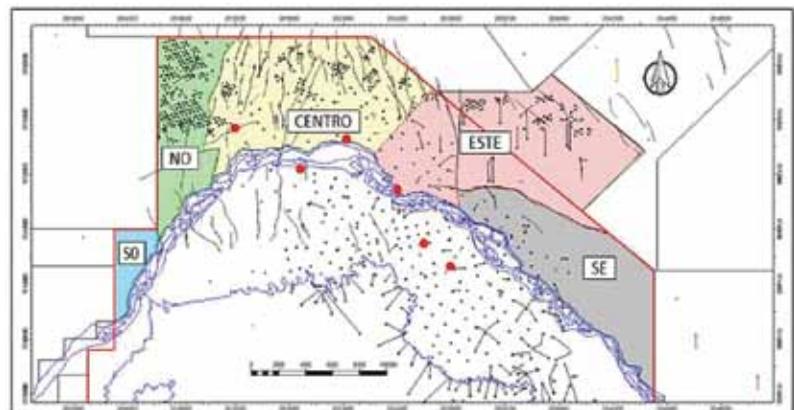


Figura 5. Mapa con la ubicación de los pozos con testigo corona de Yacimiento LLL-Sa Barrosa.

cuenta, además, las descripciones sedimentológicas de 4 pozos adicionales (Massaferro *et al.*, 2009).

Dado la amplia heterogeneidad litológica, textural, estructural y composicional presente en la formación, donde se reconocen hasta 19 litologías presentes, se buscó una simplificación para tener un número razonable de litologías con posibilidad de ser resueltas o diferenciables con los perfiles eléctricos. Así se asociaron en base a sus composiciones en 5 grupos: pelitas silicoclásticas, floatstones de ostras, grainstones y packstones oolíticos/fosilíferos, carbonatos fango-sostén y limolitas/arenas muy finas (Cuadro 1). Cabe mencionar que se adopta la clasificación de Dunham (Dunham, 1962) para rocas carbonáticas y de Folk (Folk, 1974) para rocas silicoclásticas.

La litofacies de pelitas silicoclásticas abarca los litotipos finos de la secuencia, tanto sus variedades carbonáticas, como los términos híbridos (margas arcillosas). En general, se desarrolla en forma continua con una potencia mayor a 0,30 m, o como

niveles delgados alternando rítmicamente con calizas. Con frecuencia se presenta masiva, aunque es común la laminación paralela y las capas bioturbadas. Su predominancia en el intervalo analizado es del 32% (Figura 6A).

La litofacies de *floatstones* de ostras comprende bancos discretos y continuos de entre 0,5 y 2 m aprox. de potencia, de un enjambre caótico de valvas desarticuladas y fragmentadas de ostreidos en una matriz pelítica o carbonática. Las mismas generan horizontes guía principalmente dentro de los niveles Q y PreQ, representando el 3,5 % del intervalo (Figura 6B).

Los *grainstones* y *packstones* oolíticos/fosilíferos constituyen las litofacies predominante (un 40,6%) conformándose exclusivamente de calizas de grano grueso. Es común la asociación con rocas de tipo *wackestone* en forma de intercalaciones. Se desarrolla principalmente como cuerpos continuos de contacto neto, o discontinuos en niveles delgados alternantes con pelitas. Como rasgo característico, a diferencia de otras litofacies, es la única donde se observan claramente microfisuras y fisuras de compactación (estilolitas) escasas y de distribución errante, ocasionalmente, rellenas de hidrocarburo seco (Figura 6C).

Los carbonatos fango sostén comprenden, principalmente, las calizas matriz soportadas (*mudstones* y *wackestones*) y términos híbridos carbonáticos (margas calcáreas). Su distribución es discontinua, en intercalaciones de calizas *packstones* o *grainstones* o intervalos pelíticos, como también conformando bancos discretos de aprox. 1 m de espesor. Se observaron fisuras muy delgadas, cortas e irregu-

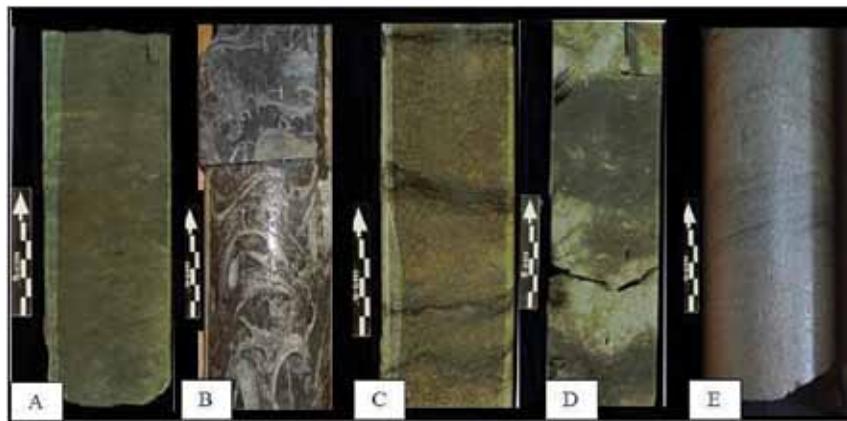


Figura 6. Testigos corona con litofacies reconocidas en Fm. Quintuco. A. Pelitas silicoclásticas; B. *Floatstones* de ostras; C. *Grainstones* y *packstones* oolíticos/fosilíferos; D. Carbonatos fango-sostén; E. Limolitas/arenitas muy finas.

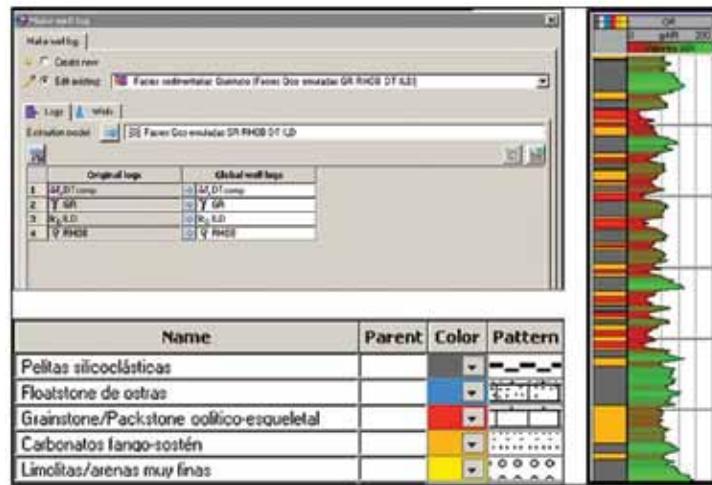


Figura 7. Procedimiento de redes neuronales en software de modelado geológico. El resultado de la operación es un perfil de litofacies emuladas.

lares (Figura 6D).

Finalmente, la litofacies de limolitas/arenitas muy finas agrupa los términos clásticos más gruesos, desde tamaño limo a arena mediana. Se distribuye en paquetes principalmente continuos de escasa potencia, representando el 14% del intervalo. Vale aclarar su diferenciación de las “calizas arenosas” las cuales tratan de variedades de calizas *mudstone/wackestone/packstones* con aprox. El 30% o más de líticos arenosos (Figura 6E).

La caracterización sedimentológica de facies permitió, posteriormente, crear en *software* de modelado geológico corporativo una red neuronal de facies simuladas a través de la digitalización de las mismas en los pozos correspondientes (Figura 7).

Se utilizaron los registros de rayos gamma, sónico, resistividad y densidad como datos de entrada para las iteraciones de la red. El resultado, fue

un registro de litofacies simuladas, creado para cada pozo del yacimiento que cuente con este grupo de registros. De esta manera, se obtuvo una homologación de facies desde el yacimiento Loma La Lata-Sierra Barrosa a Loma Campana. El coeficiente de correlación lineal obtenido fue máximo para las litofacies de *grainstones* y *packstones* oolíticos/fosilíferos (0,75).

Para conocer qué litologías corresponden al reservorio de la formación, se llevaron a cabo varios análisis estadísticos. Al realizar correlaciones con los registros de litofacies emuladas, se logró identificar y cuantificar las litologías correspondientes a las capas más productivas de los pozos reparados en la campaña anterior, haciendo uso de los resultados de perfiles de producción. De este análisis, se observó que las mismas correspondían a facies de calizas (carbonatos fango-sostén y *grainstones/packstones* oolíticos/fosilíferos).

De la misma manera, al analizar las profundidades correspondientes a las presiones de *gas kicks* más elevadas ocurridas durante la perforación (> 7100 psi), se identificaron a las calizas mencionadas como componente principal de estos niveles, con las facies de limolitas/arenitas muy finas subordinadas.

La porosidad de estos niveles productores estaría dada por microfisuras y fisuras de compactación (estilolitas) y/o porosidad matricial (móldica/intergranular/ intragranular), según se observó en muestra de mano y cortes petrográficos de los testigos corona correspondientes a niveles de calizas (Figura 8).

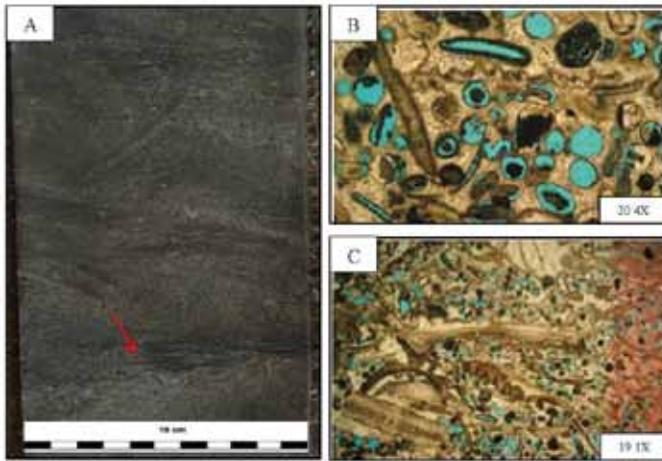


Figura 8. Porosidad observada en facies de grainstones oolíticos- fosilíferos. A. Estilolita con relleno parcial a total de hidrocarburo seco en muestra de mano de testigo corona (flecha). B y C. Porosidad por disolución de partículas carbonáticas (oolitas) y fragmentos bioclásticos.

Caracterización geológica de subsuelo y matriz de decisión

La perforación de pozos con objetivo Vaca Muerta realizados entre la campaña de reparaciones anterior y la propuesta actual, dio lugar al aporte de una gran cantidad de información de subsuelo a la base de datos anteriormente descrita.

Con el objetivo de optimizar los criterios de selección de pozos por reparar y las zonas que se punzarán, se confeccionaron mapas de presiones porales por nivel y mapas y perfiles de porosidad de facies reservorio (Figura 9).

Con las correlaciones sísmo-estratigráficas y con los registros emulados de facies, se buscó identificar intervalos de calizas continuos, en zonas fracturadas identificadas en sísmica.

Evaluación de pozo candidato

Criterios de pre-selección	Análisis de datos	Consideraciones
1. Relación con plan de reparaciones 2015	Mapa del área/ Cap. IV	Evaluar zonas productivas y lecciones aprendidas
2. Producción actual de pozo	Cap. IV	Valores inferiores a 2 m ³ /día
3. Ensayos	OFM	Capas ensayadas durante la perforación
Criterio	Análisis de datos	Rango de valores asignados
4. Antecedentes de admisiones inlfujos/ perforación	Registro UBD con dato exacto de profundidad / Mapas por nivel	<5500 psi 5500 - 6500 psi 6500-7500 psi > 7500 psi
5. Manifestaciones durante la perforación de pozos vecinos en el mismo nivel	Registros de UBD y/o partes diarios operativos en pozos viejos	NO: 0 SÍ: 0,5
6. Presencia de fallas naturales que sean atravesadas por el pozo	Evaluar atributos sísmicos y polígonos de falla por nivel	NO: 0 adyacencias*: 0,5 SÍ: 0,75
7. Distanciamiento en fondo de pozos productores de Fm. Quintuco	Mapa del área / Cap. IV	0- 300 m 0 200-600 m 0,5 >600 m 0,75
Criterio para niveles a punzar	Análisis de Datos	Consideraciones
8. Relación reservorio-sello nivel de interés	Correlaciones con log de facies	Identificar litologías reservorio/sello y su relación. Desestimar capas reservorio < 2 m potencia.
9. Porosidad	Mapas y perfiles de porosidad	Buscar relación matriz / fisuras
Criterio	Análisis de Datos	Excluyente
10. Integridad del pozo	Huincul / I well File	Infraestructura adecuada (entubado, cemento, s/pesca, daños, etc.)

Cuadro 2. Criterios de selección de pozos candidatos.

Un análisis de solubilidad al HCl al 15%, realizado en porciones de muestra de testigos corona de cada una de las facies, demostró que la capacidad de disolución del ácido es mayor en los *grainstones/packstones* oolíticos (del 74%) como también elevada en los carbonatos fango-sostén (un 47,3%) respecto del resto de las litologías (inferior al 25%). Esto soportaría la efectividad de planificar y realizar los punzados ácidos en este tipo de litologías y la importancia de una efectiva predicción de las mismas.

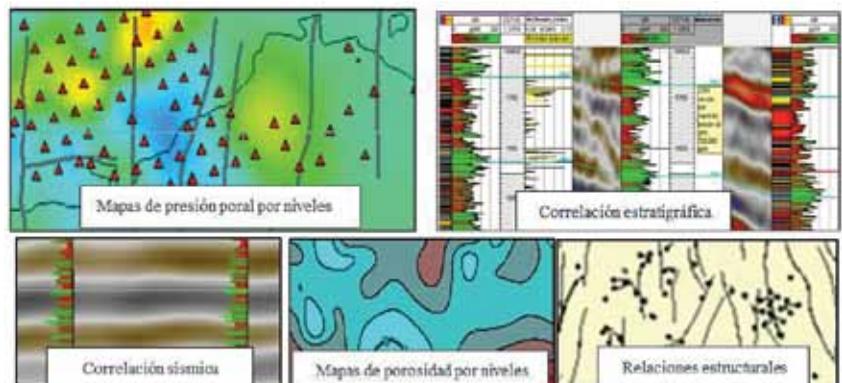


Figura 9. Mapas y variables geológicas consideradas en el nuevo flujo de trabajo.

Para ello se ha hecho uso del procesamiento de la sísmica 3D existente (PSDM) en distintos atributos sísmicos y anomalías de amplitud. En ellos se analizaron los lineamientos, las zonas deformadas y la relación con manifestaciones. En cortes sísmoestratigráficos, se evaluó además, las anomalías de amplitud y discontinuidad en los reflectores sísmicos para identificar deformación, y relación con niveles productivos de pozos.

Paralelamente, se identificaron las variables y condiciones más relevantes en la búsqueda de zonas de interés y pozos perforados que puedan conformar candidatos a ser reparados. Los mismos se enumeran y describen en el cuadro 2.

Se estableció un rango de valores calificativos para los criterios del 4 al 7, donde se consideran excluyentes los pozos cuya sumatoria de variables es inferior a 2. El uso integrado de estos criterios permitió mejorar la toma de decisiones y estableció un procedimiento más robusto y consolidado respecto al considerado en la campaña de intervenciones previa.

Resultados

Mediante el nuevo procedimiento de trabajo se lograron seleccionar un total de 14 propuestas de reparaciones distribuidas en las zonas Oeste y Centro del campo. Por cada nivel de interés, se han propuesto entre 2 y 3 punzados.

Con el objetivo de conocer cuánto se podría haber optimizado el proyecto de reparaciones anterior, tomando en cuenta estos parámetros de selección de pozos y niveles a punzar, se re-validaron a nivel de subsuelo las capas estimuladas de los pozos intervenidos. Al comparar el resultado productivo de cada una de ellas (éxito-fracaso), se pudo determinar que varios niveles ejecutados no se hubiesen seleccionado.

Mejora continua y optimización del proyecto

Generalmente, los proyectos se evalúan mediante indicadores económicos que reflejan la relación entre la inversión realizada y la producción obtenida. Los factores que tienen incidencia en estos dos grandes rubros

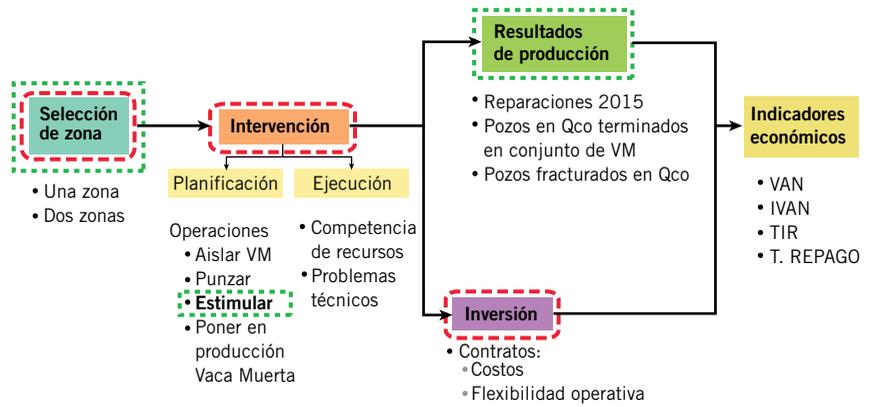


Figura 10. Variables asociadas a la producción (recuadros verdes en línea punteada). Variables asociadas a la inversión (recuadros rojos en línea punteada).

son muchos, y el efecto que provocan no se puede desestimar antes de comenzar la planificación de los mismos. Como se aprecia en la figura 10, se destaca la importancia de estas variables y su relación con el resultado económico global, se ponen de relevancia dos aspectos que impactan en los resultados esperados de producción, como la selección de la zona reservorio y la forma en que estimulamos el reservorio. Asimismo, la cantidad de zonas seleccionadas y la amplitud de los punzados condicionan el tipo y la cantidad de operaciones de WO (incluida la estimulación), y su inversión asociada.

El conocimiento técnico controla la estrategia integral del proyecto y, por ende, sus resultados. Por ejemplo una baja inversión en estimulación, asociada a una menor producción de la que se obtendría con mejores prácticas, redundaría en un mejor ra-

tio producción/inversión que el que se obtendría con una mejor estimulación, y una producción asociada mayor pero que no compensa una inversión más cara. Es aquí donde la mejora continua. En la figura 11 se presenta una gran herramienta de optimización, con el conocimiento adquirido en cada intervención de pozo para mejorar la siguiente. En base a esto, se abordaron las siguientes líneas de trabajo en forma simultánea:

- Intervenciones de WO: mejora de tiempos, competencia de recursos, adecuación de contratos, aplicación de nuevas tecnologías (por ejemplo, intervenciones *through tubing* y tapones solubles).
- Conocimiento del reservorio: a través de perfiles de producción, se logró confirmar las asunciones respecto de las zonas seleccionadas, la estrategia de punzados y las estimulaciones.

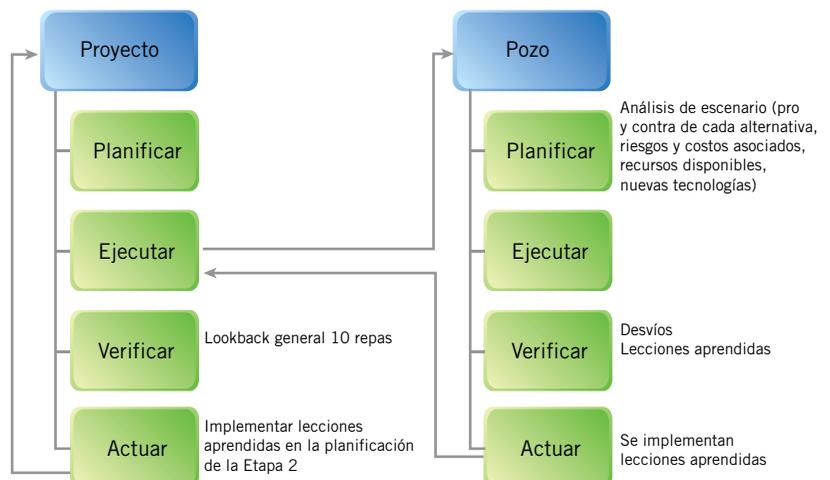


Figura 11. Proceso de mejora continua implementada.

Optimización de las estimulaciones

Para introducir el tema, primero es necesario comprender el objetivo de las estimulaciones y por qué optamos por la conveniencia de realizar tratamientos ácidos en lugar de fracturar hidráulicamente los reservorios. Teniendo en cuenta que la Fm. Quintuco ha producido de varios yacimientos en la cuenca neuquina desde hace décadas, se aprovechó el *know-how* en el gerenciamiento de este tipo de reservorios carbonáticos.

Las características mencionadas de esta formación, en el ámbito de Loma Campana (sobrepresionada y fisurada naturalmente), conllevan a aplicar técnicas de control de pozo durante la etapa de perforación, como circular, aumentar la densidad del lodo y bombear materiales obturantes y de puenteo, lo cual trae aparejado una invasión profunda en la formación de difícil tratamiento. Con el fin de subsanar o minimizar este daño se aplican los tratamientos ácidos a costos sensiblemente menores comparados con ejecutar fracturas hidráulicas.

En las primeras intervenciones realizadas se punzaron intervalos amplios y varios *clusters* por etapa de estimulación. Debido a la considerable distancia vertical entre etapas (por ejemplo, niveles J y Q), no es posible realizar un tratamiento en conjunto. A un mismo caudal de tratamiento, a mayor número de punzados, menor capacidad de generar divergencia para poder contactar mayor volumen de roca.

A medida que se realizaron las intervenciones, se corrieron perfiles de producción, los cuales evidenciaron que, en la mayoría de las etapas, solo un clúster aportaba fluido, y dentro de este solo una porción contribuía al sistema. El hecho de reconocer qué niveles aportaban producción, permitió disminuir la cantidad y el tamaño de los punzados reduciendo tiempos y costos operativos asociados.

Con esta información se trabajó en la mejora de la estimulación ácida bajo los términos contractuales vigentes referidos a limitaciones de caudal, nuevas tecnologías, divergentes químicos y ácidos autodivergentes, entre otros. En las imágenes de la figura 12 se muestra el aumento de la cantidad de punzados productivos gracias a la utilización de los productos mencionados.

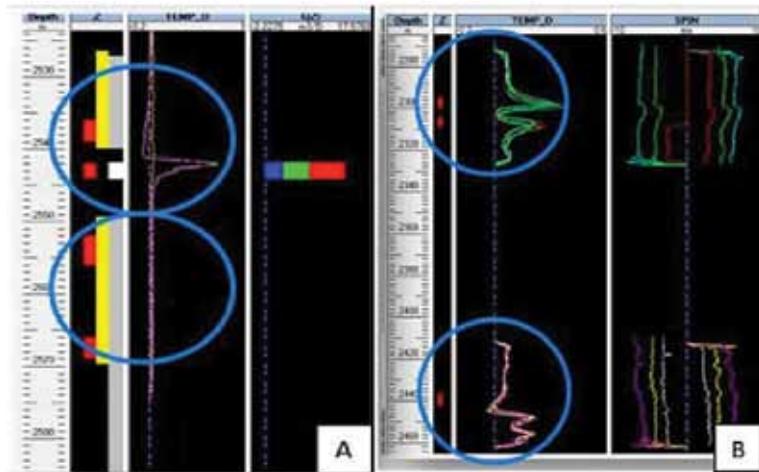


Figura 12. A. Pozo sin divergente, un solo punzado registra fluido. B. Pozo con divergente, todos los *clusters* aportan fluido. El track TEMP_D corresponde a la derivada de la temperatura, los picos de este track permiten distinguir ingresos de fluido en el pozo. En la figura A un solo punzado (barras rojas) muestra un pico, o sea, un solo punzado produce. Mientras que en la figura B los tres *clusters* tienen picos en el track de TEMP_D.

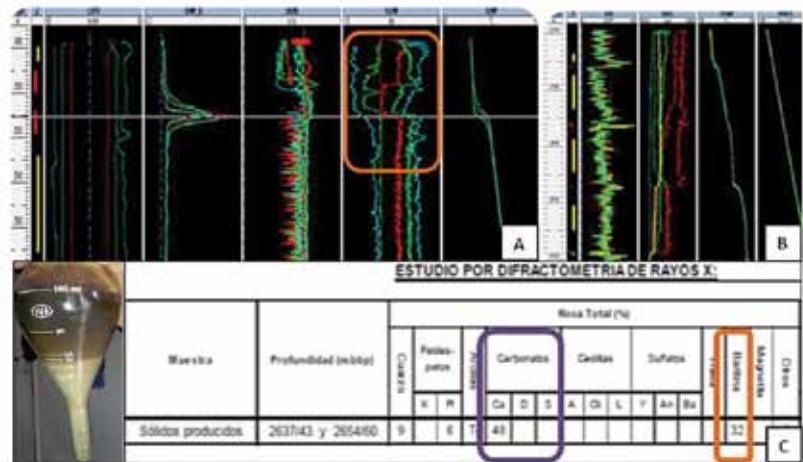


Figura 13. A. Pozo acidificado: reversión de los spinners. B. Pozo fracturado: sin reversión de *spinners*. C. Muestra de emulsión (color marrón oscuro) y precipitado de barita (color marrón claro) y detalle análisis difracción de rayos X.

En otra línea de investigación, se confeccionó una base de datos de muestras de boca de pozo e información de perfiles de producción de los pozos estimulados (acidificados y fracturados hidráulicamente), y se comprobó que los pozos que fueron acidificados producían emulsión en cabeza, y en fondo revertían los *spinners* (Figura 13A), lo que se debe a un cambio brusco en las propiedades de los fluidos como la densidad y la viscosidad. Mientras que los pozos fracturados no producían emulsión y no revertían los *spinners* (Figura 13B), pero al igual que los acidificados presentaban un sólido precipitado en fondo, el cual se analizó mediante difracción de rayos X, resultan-

do ser barita del lodo de perforación junto con material de la formación (Figura 13C). Cabe mencionar que se detectaron pozos con grandes cantidades de relleno luego de ser acidificados, presumiblemente asociados a la desconsolidación del cemento carbonático de la matriz de formación debido a la reacción química.

Para determinar la manera óptima de tratar la emulsión, se estudió su naturaleza y los factores que podían darle origen, para lo cual se realizaron ensayos de compatibilidad entre:

- Fluido de formación y sistema ácido (Informe de laboratorio N Est 009/15).
- Componentes de la formación y sistema ácido (Informe de labora-

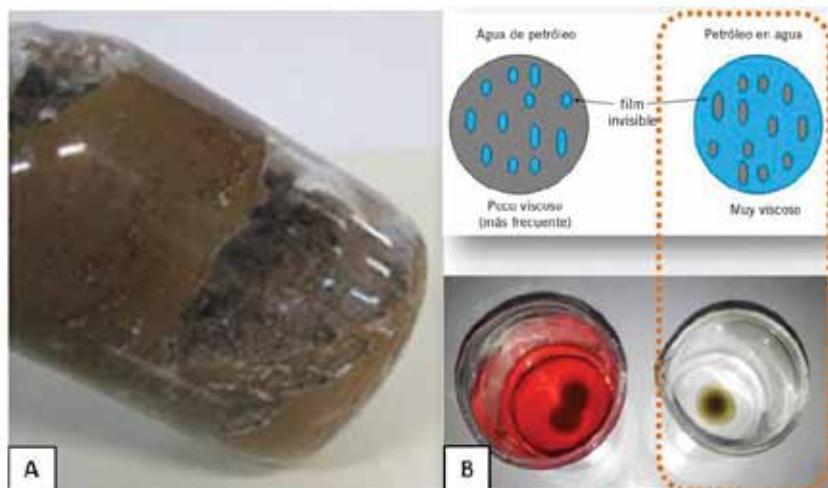


Figura 14. A. Muestra luego de 30' de reacción a 90 °C. B. Ensayo para determinar el tipo de emulsión formada.

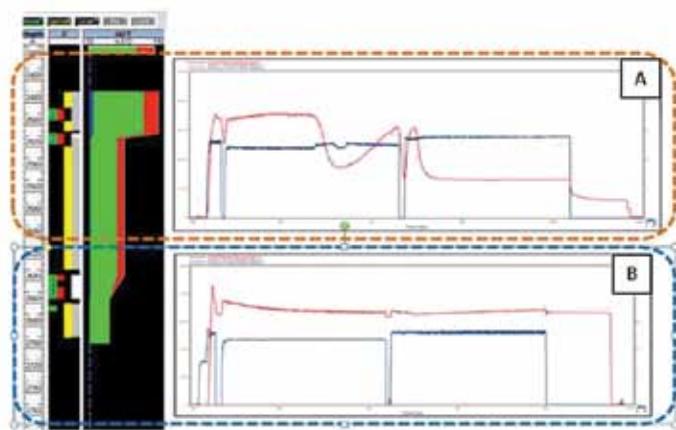


Figura 15. A. Buen comportamiento de estimulación/producción. B. Pobre comportamiento de estimulación/producción.

torio N Est 010/15).

- Fluidos de terminación y sistema ácido.
- Fluidos de las Fms. Quintuco y Vaca Muerta.
- Fluidos de perforación y sistemás ácidos (Informes de laboratorio N Est 020/15 y 004/16).

Todas las pruebas resultaron positivas, excepto por los fluidos de perforación (Figura 14A). Al entrar en contacto lodo, en este caso emulsión inversa, con ácido (HCl 15%) se formó inmediatamente una emulsión de alta viscosidad, estable a temperatura de formación. De la muestra tomada de uno de los pozos se pudo comprobar mediante un ensayo que la emulsión posee una fase continua acuosa, altamente difícil de tratar y romper con tratamientos químicos debido a su fuerte estabilidad (Figura 14B).

Debido al daño de formación pro-

vocado por esta reacción, se corrieron análisis complementarios tratando de simular las condiciones en fondo de esta clase de daño. Se llegó a la conclusión de que la mejor alternativa para subsanar el daño es fracturar sobre el mismo, y para futuras intervenciones evitar la formación de la emulsión a través de un pre-flujo de solvente.

Mediante el estudio del comportamiento de las cartas de estimulación y la correlación con los perfiles de producción, se puede apreciar dos comportamientos típicos, uno de ellos asociado a etapas de muy buena productividad, y otro relacionado a etapas que no produjeron, o bien, que no resultaron económicamente atractivas.

La carta de estimulación exhibida en la figura 15 presenta las siguientes características:

- Al llegar el ácido a fondo, la pre-

sión de tratamiento disminuye y se mantiene baja para el resto de la operación. Esto indica que hay una gran reacción entre el ácido y la formación.

- Bajo ISIP final en comparación con la carta de fractura inferior. En la carta inferior (Figura 15B) se observa que la formación se sobrepresionó por el bombeo y que los ISIPs correspondientes a Quintuco son correspondientes a la carta superior (Figura 15A).
- Rápida disipación de la energía (esto se asocia a un sistema de fracturas naturales).

Producción y desarrollo de reservas

En la planificación del proyecto se confeccionó un pozo tipo en base al historial de pozos que quedaron en producción de la formación Quintuco (pozos con objetivo primario en la formación Vaca Muerta que, por distintos problemas durante la perforación, no lograron producirla). Esta información y el cronograma de intervenciones propuestas definieron la curva de producción y los indicadores económicos esperados para el proyecto.

En la figura 16 se muestra la comparativa entre los resultados de producción proyectados y los reales para los primeros 12 meses de historia de las reparaciones, el tiempo cero es la fecha de enganche de la primera de ellas. Como se puede apreciar en los gráficos, la producción obtenida superó el proyectado, de modo que en los primeros 12 meses se obtuvo un acumulado del 20% superior al proyectado.

Además del éxito de producción, este proyecto permitió desarrollar reservas a la fecha, por 400 kbbl y 512 kboes.

Conclusiones

Se probó con éxito la ejecución de intervenciones a la Fm. Quintuco en pozos que estuvieran en producción por *casings* de la Fm. Vaca Muerta, ejecutándolas al momento de bajar instalación final de producción, lo que permitió reducir costos operativos, sumar producción adicional y maximizar la

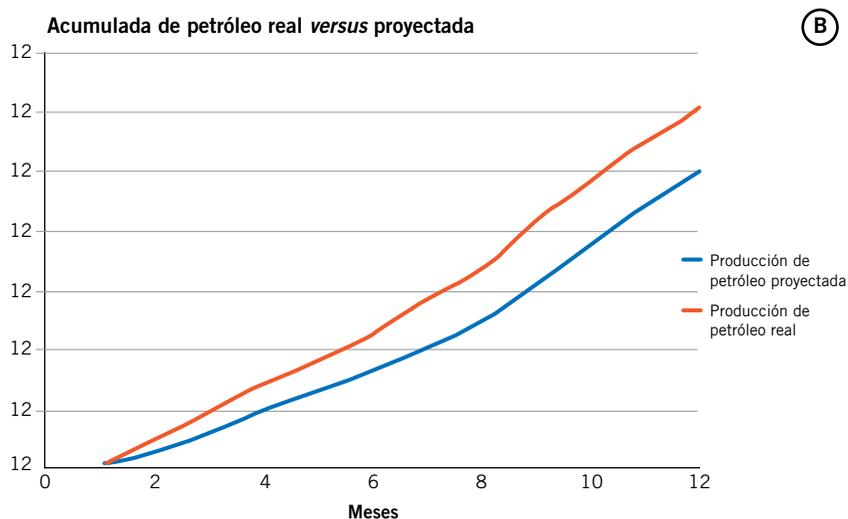
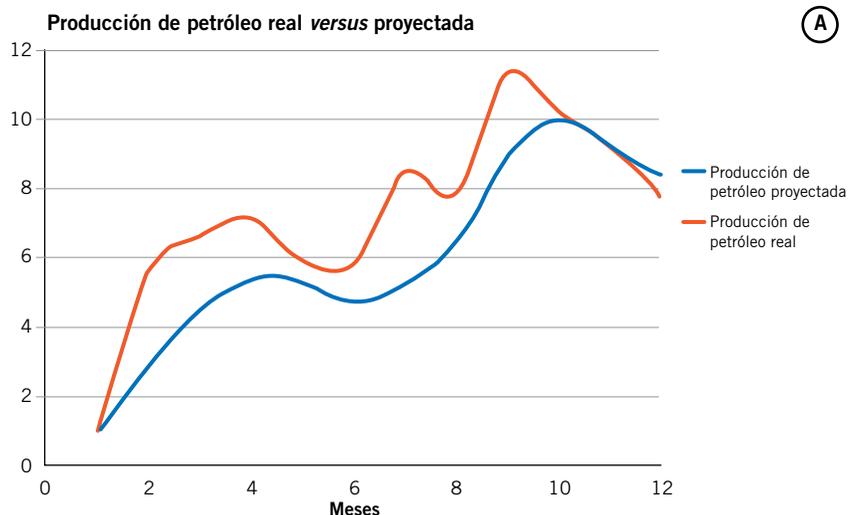


Figura 16. A. Producción promedio mensual real proyectada. B. Acumulada real versus proyectada.

rentabilidad global del proyecto.

Las técnicas de gestión de la calidad y la mejora continua llevadas a cabo, optimizaron el diseño y la ejecución de las intervenciones, mejorando la estrategia de punzados, la eficiencia y el tipo de las estimulaciones, y fomentando el empleo de nuevas tecnologías.

El nuevo *workflow* de caracterización estática desarrollado permitió identificar mediante el uso de redes neuronales que tomaron como inputs coronas y perfiles eléctricos, los reservorios con mayor probabilidad de albergar hidrocarburos y la definición de nuevas oportunidades de desarrollo de reservas a corto plazo.

La productividad de las reparaciones del proyecto excedió en un 20% el pozo tipo proyectado y permitió desarrollar reservas a la fecha por 400 kbbl y 512 kboes. ■

Agradecimientos

Agradecemos a YPF S.A. por autorizar la publicación de este trabajo y a los valiosos aportes técnicos al proyecto de los colegas Sergio Zampieri, Hernán Maretto, Juan Quiroga y Luciano Monti.

Bibliografía

Brisson, I. y R. Veiga, 1999, Gira de Campo. Cuenca Neuquina. Provincias de Neuquén y Mendoza. Repsol-YPF. Informe Inédito.
Carozzi, A., A. Orchueta y M. L. Rodríguez Schelotto, 1993, "Depositional models of the Lower Cretaceous Quintuco-Loma Montosa Formation, Neuquen Basin, Argentina", *Journal of Petroleum Geology*, V. 16(4), October, pp. 412-450.
Dunham, R. J., 1962, "Classification of carbonate rocks according to de-

positional texture en W.E. Hamm" (ed.), *Classification of Carbonate Rocks, American Association of Petroleum Geologists Memoir 1*, pp. 108-121.

Estudio sedimentológico de pozo LLL-78. LCV srl, Informe interno, 2008.

Massaferro *et al.*, 2009, "Multidisciplinary study for prediction, characterization and modelling of carbonate reservoirs: Quintuco Formation", Informe interno YPF.

Folk R. L., 1974, *Petrology of sedimentary Rocks*, Hemphill, Austin, 172 p.

Informe de laboratorio N Est. 009/15: Compatibilidad entre Petróleo y sistemas ácidos, Informe Interno.

Informe de laboratorio N Est. 010/15: Ensayo de solubilidad de *Cuttings*, Informe Interno.

Informe de laboratorio N Est. 020/15: Análisis cualitativo de muestra producida, Informe Interno.

Informe de laboratorio N Est. 004/16: Ensayos de compatibilidad lodo de perforación (OBM) versus HCl, Informe Interno.

Maretto, H. M., H. J. Verzi y M. L. Fernández, 2002, "Modelo Prospectivo en carbonatos de la Formación Quintuco", IX Reunión Argentina de Sedimentología, Resúmenes, Córdoba, Argentina, p. 130.

Maretto, H., 2005, "Trampas asociadas a las Fm. Quintuco y Lotena, Yacimiento Loma La Lata, Cuenca Neuquina; Las trampas de hidrocarburos en las cuencas productivas de Argentina", Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina, pp. 289-297.

Olmos, M., H. Maretto., D. Lasalle., O. Carbone y C. Naidés, 2002, "Los reservorios de la Fm. Quintuco; Las trampas de hidrocarburos en las cuencas productivas de Argentina", Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina, pp. 359-382.

Vittore, F., D. Licita., J. Quiroga., A. Rosemblat y E. Lovrinkevich, 2014, "Caracterización Estructural, Estratigráfica y Sedimentológica de la Fm. Vaca Muerta en el Yacimiento Loma Campana, Cuenca Neuquina, Argentina", IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina, pp. 653-672.