

REFRACTURAS EN VACA MUERTA

Martin Vítolo, YPF SA – Lucas Gonzalez Day, YPF SA – Juan José Fernandez, YPF SA – Matias Acosta, YPF SA – Andre Archimio, YPF SA – Joaquín Ramirez, Y-Tec

martin.vitolo@ypf.com; lucas.gonzalez@ypf.com; juan.fernandez.j@ypf.com; matias.acosta@ypf.com; andre.martins@ypf.com; joaquin.ramirezmartinez@ypftecnologia.com

Sinopsis

Para lograr caudales de producción que hagan económicamente rentable la explotación de reservorios *Shale*, es esencial que sean estimulados mediante fracturas hidráulicas de gran magnitud.

El comportamiento de los pozos productores de reservorios *Shale* muestra, en general, una gran afluencia de producción temprana seguido por un fuerte declino, luego una tendencia a estabilización (asistido por mecanismos de extracción artificial) que se prolongará a lo largo de su vida productiva.

En ocasiones se presentan bajas performances en pozos productores, las cuales pueden estar asociadas a diferentes factores:

- Desconexión del volumen de roca estimulado (*over flush, pinch point*);
- Ineficiencia en el SRV* desarrollado (*screen outs*, fenómenos de interferencia, diseño de fractura inadecuado, espaciamiento excesivo entre etapas, ineficiencia de *clusters*);
- Deposición de parafinas/asfaltenos/incrustaciones en los periodos de estimulación y/o producción.
- Degradación del sistema Reservorio-Fractura (*proppant embedment, spalling, crushing*)

Una alternativa para extender los periodos de fluencia y mitigar los ítems previamente mencionados es la intervención de los pozos con trabajos de refractura para revitalizar la productividad de los mismos.

La selección del candidato es un punto clave para un correcto trabajo de refractura, ya que el éxito de la misma va a depender tanto de la ejecución de la operación como de las características del reservorio y la terminación original del pozo bajo estudio. A su vez, existen diferentes tecnologías que permitirán ejecutar el trabajo de la manera planificada.

En el presente estudio se abordarán los conceptos fundamentales para una correcta selección del candidato en función de las características de la formación bajo estudio, los indicadores de la terminación ejecutada y la historia de producción; además se hará un repaso sobre las diferentes alternativas que ofrece el mercado con sus alcances y limitaciones. Finalmente se revisará la productividad obtenida con los trabajos de refractura realizados hasta el momento por YPF, donde se han evidenciado resultados alentadores que instan a continuar por este camino de desarrollo e innovación.

Introducción- Ubicación geográfica y Marco geológico

La cuenca neuquina se encuentra en el sector centro oeste del territorio argentino, con una superficie aproximada de 30.000 km². La formación Vaca Muerta compone parte de la columna productiva de la cuenca y abarca prácticamente la totalidad del área, con espesores variables que van desde menos de 30m a más de 400m.

*SRV: Stimulated Reservoir Volume

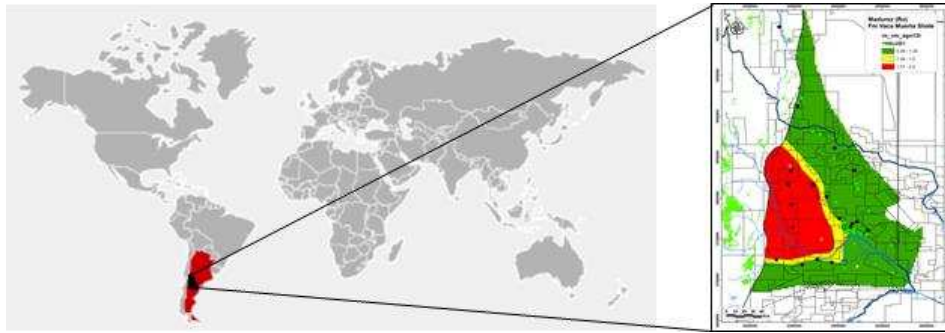


Figura 1. Mapa de Ubicación Cuenca Neuquina

Desde el punto de vista estratigráfico regional, el sistema Vaca Muerta-Quintuco está genéticamente relacionado en su origen depositacional. El modelo propuesto es de un sistema mixto de rampa carbonática-silicoclástica con orientación SE-NO. Las facies finas de margas y fangolitas con alto contenido de materia orgánica constituyen los depósitos pendiente abajo de la Fm. Vaca Muerta, interpretadas como ambientes distales y de centro de cuenca, mientras que las facies carbonáticas de la Fm. Quintuco representan los depósitos de ambiente proximal de plataforma externa.

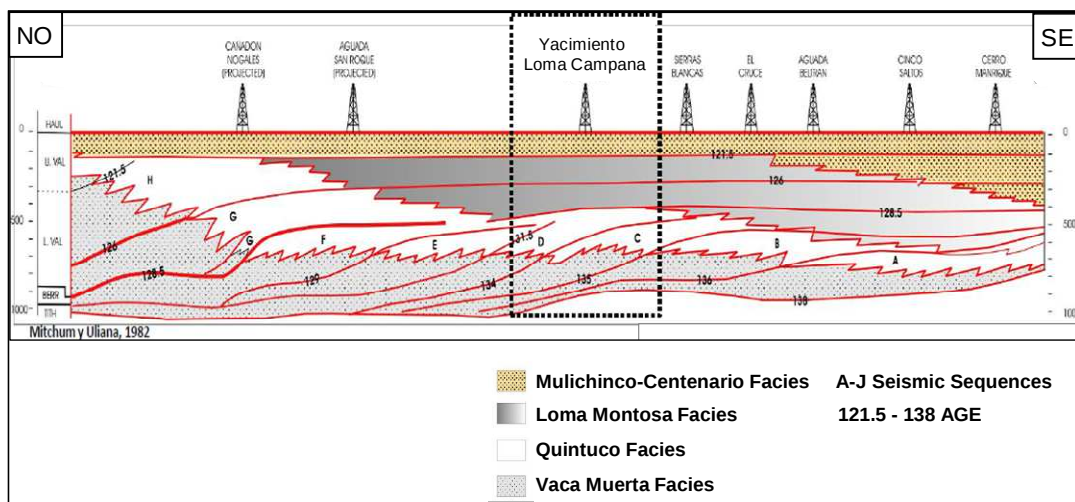


Figura 2. Modelo conceptual depositacional, sistema mixto Quintuco-Vaca Muerta.

Analizando la columna productiva, se identifican zonas claramente diferenciadas (Fig. 3):

- 1) El sector inferior de la columna, correspondiente a las margas bituminosas y fangolitas de la Fm. Vaca Muerta con alto contenido de materia orgánica, con niveles de COT (Carbono Orgánico Total) mayores a 2% y lecturas altas en los perfiles de rayos gamma y resistividad, constituye el objetivo primario del proyecto. El patrón de apilamiento es progradacional en esta zona, alcanzando espesores del orden de los 200 a 300 m, dependiendo del sector del campo.
- 2) La zona de transición entre ambas formaciones conocida informalmente como Pre-Q, de 100 m de espesor, muestra una leve somerización del sistema hacia depósitos proximales con mayor contenido calcáreo.
- 3) Las facies con alto contenido carbonático de la Fm. Quintuco, sección superior, con patrón de apilamiento subparalelo y agradacional, que alcanzan los 400 m de espesor promedio en el área.

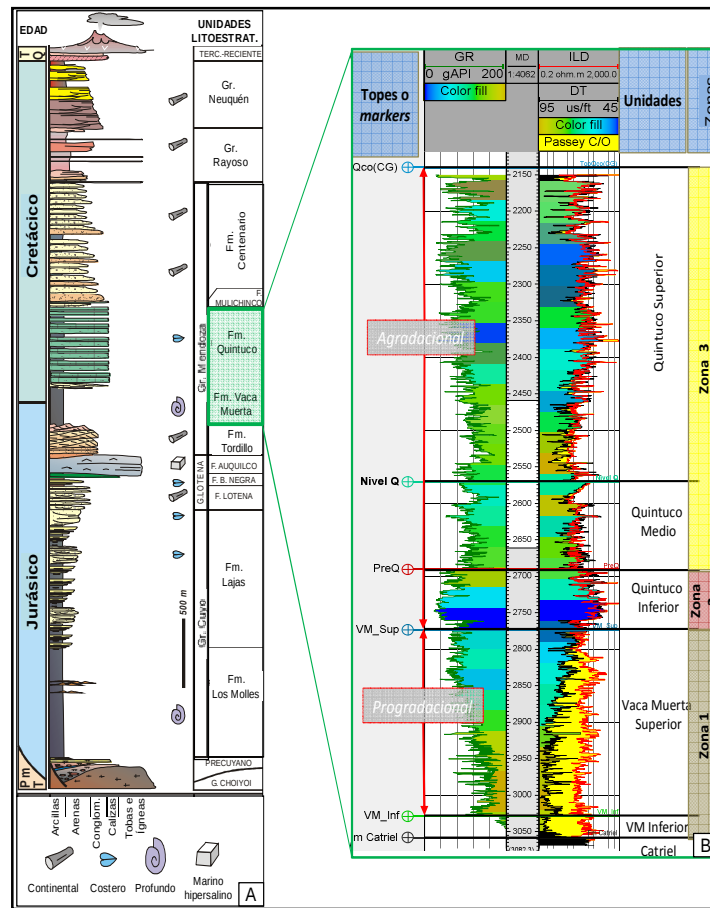


Figura 3. Columna estratigráfica y zonas productivas, en el ámbito del Yacimiento Loma Campana.

Refractura

Los reservorios no convencionales requieren del empleo de técnicas de fracturamiento masivo para lograr la productividad de los pozos, maximizar el volumen de reservorio estimulado (SRV) y de esta manera lograr rentabilidad en su explotación.

El comportamiento de los pozos productores de reservorios Shale muestra, en general, una gran afluencia de producción temprana seguido por un fuerte declino, luego una tendencia a estabilización, asistido por mecanismos de extracción artificial, que se prolongará a lo largo de su vida productiva. Una metodología viable para extender el periodo de fluencia, es la intervención de los pozos mediante trabajos de refractura para revitalizar la productividad de los mismos.

La productividad del pozo estará asociada tanto a las características del reservorio, como a la calidad de la terminación original.

Existen diferentes factores que podrían afectar la performance de un pozo productor, a saber:

- Degradación del empaque original de agente de sostén;
- Pérdida o desconexión del SRV generado durante la estimulación original (*proppant embedment, crushing, over flush*);
- Ineficiencia en el SRV desarrollado, asociado a diferentes factores como por ejemplo: *screen outs*, fenómenos de interferencia, diseño de fractura inadecuado, espaciamiento excesivo entre etapas, ineficiencia de clusters;
- Deposición parafinas/asfaltenos en los periodos de estimulación y producción.

El desarrollo de reservorios Shale se encuentra en sus etapas iniciales (principalmente fuera de USA), por lo que la mayoría de los pozos productores están en los primeros años de su vida productiva. Existe muy poco conocimiento con respecto a la refractura de reservorios Shale, la aplicación de nuevas tecnologías recién está comenzando, y las condiciones bajo las cuales serán exitosas todavía no son comprendidas en su totalidad.

Evaluación de Candidatos

La selección del candidato es un punto clave para un correcto trabajo de refractura ya que el éxito de la misma va a depender tanto de la ejecución de la operación como de las características del reservorio y la terminación del pozo bajo estudio.

Es común en la industria el uso del diagrama de cuadrantes, que contempla la calidad de la terminación original realizada así como la calidad de reservorio asociada al pozo bajo estudio. Esto define 4 zonas, donde los pozos candidatos a refractura se encontrarán en el cuadrante inferior derecho, es decir, pozos con buena calidad de reservorio pero que tuvieron un mal desempeño productivo asociado a la deficiente terminación ejecutada.



Figura 4. Diagrama de cuadrantes para selección de candidatos de refractura

El cuadrante inferior izquierdo incluye todos aquellos pozos con una mala terminación así como una mala calidad de reservorio. Los pozos contemplados en esta zona deberían ser descartados para el estudio de refractura, ya que aunque se lograra un excelente desempeño en el trabajo, la producción se vería drásticamente afectada por la calidad del reservorio.

El cuadrante superior izquierdo incluye los pozos que tuvieron una terminación adecuada, pero que se encuentran en zonas residuales del reservorio, por lo que un trabajo de refractura no generaría un beneficio adicional en el desarrollo del campo, ya que los pozos probablemente hayan alcanzado su máximo potencial con la terminación original.

El cuadrante superior derecho representa los pozos de buena performance, los cuales fueron terminados de manera adecuada y tienen una buena calidad de reservorio. Estos pozos son buenos candidatos a refractura y eventualmente permitirían alcanzar grandes performances; sin embargo, presentan altos riesgos para un trabajo de refractura por dos factores principales, por un lado la merma de producción durante el periodo de ejecución de las operaciones, y por otra parte, en caso de producirse alguna falla operativa durante la ejecución de la refractura, podría perderse un buen pozo productor.

El cuadrante inferior derecho representa los pozos con buena calidad de reservorio pero que tuvieron una deficiente terminación. Estos pozos son los mejores candidatos para refractura, ya que tienen un alto potencial para mejorar su productividad.

En el caso de estudio aquí presentado, para definir la calidad de reservorio se ha realizado una evaluación de los parámetros que tendrían el mayor efecto sobre la productividad del reservorio, tales como complejidad estructural (definición del tipo de fallas y cercanía relativa a las mismas), tipo de fluido, madurez térmica, contenido orgánico, espesor de reservorio.

Esto ha permitido identificar diferentes zonas del yacimiento con diferentes características de productividad, la cual dependerá del tipo de pozo, terminación original y estrategia de explotación a la que fue sometido. A partir de esto, es posible definir la metodología de refractura más adecuada en función del rédito económico que brindaría cada una de las alternativas.

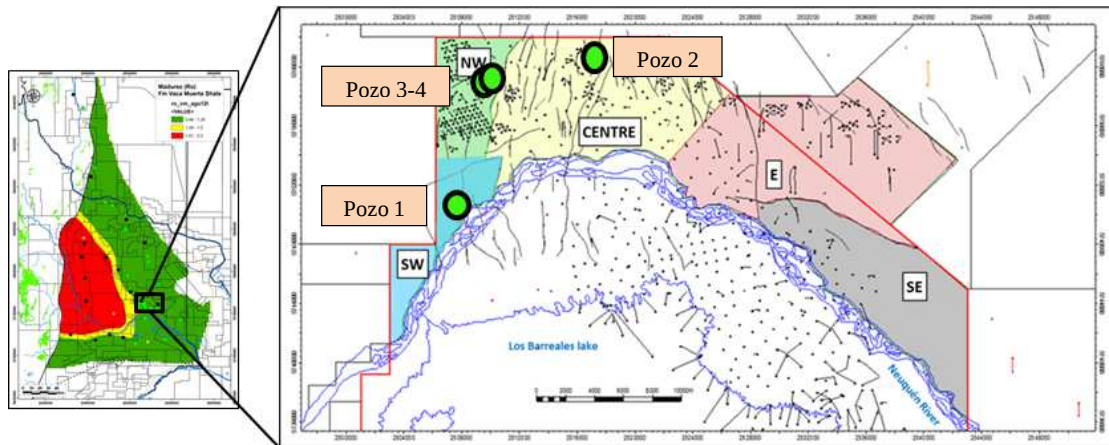


Figura 5. Yacimiento Loma Campana y ubicación pozos en estudio

El siguiente punto focal sobre el que se centra el estudio es el asociado a la calidad de terminación. Para esto se ha definido el indicador “Índice de Performance de Estimulación”, que es el resultado de una ecuación en la cual se contempla el efecto de cada uno de los parámetros de diseño de fractura que tendrán la mayor incidencia sobre la productividad de los pozos estimulados. Entre ellos: longitud estimulada vs perforada, etapas realizadas vs planificadas, arenamientos prematuros, sobre desplazamientos, volumen de agente de sostén real utilizado vs diseño, caudal real vs diseño, etc. Esta metodología permite obtener una calificación para cada uno de los pozos bajo estudio.

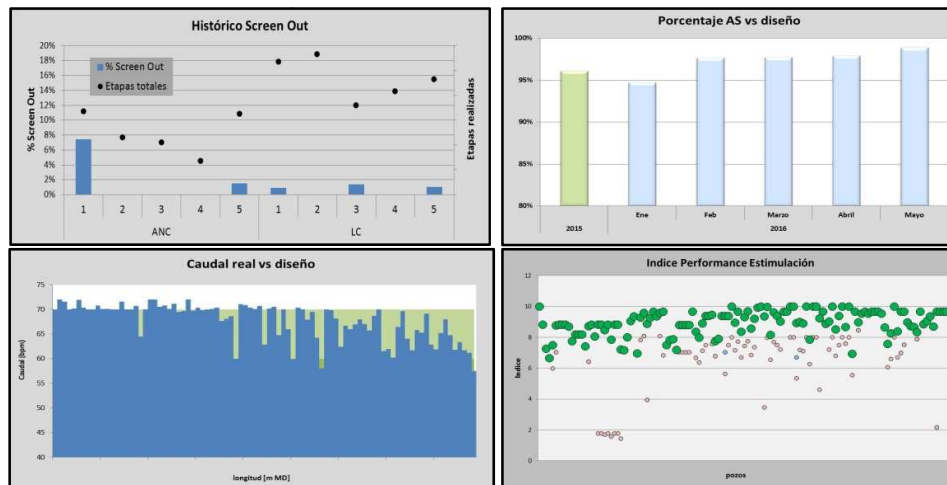
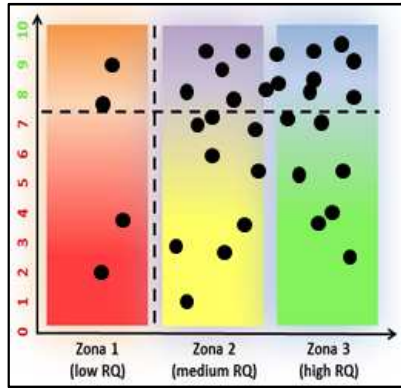


Figura 6. Ejemplo de alguno de los parámetros considerados para definir el “índice de performance de estimulación”

De esta manera, es posible redefinir el diagrama de cuadrantes genérico, y adecuarlo al caso de estudio a realizar, de manera tal de contemplar todos aquellos factores que pudiesen tener impacto significativo en la zona bajo estudio.



Para el caso de estudio a desarrollar en el presente trabajo, ubicado en el yacimiento Loma Campana, se definieron tres zonas con diferente calidad de reservorio, así como una calificación límite de 8 que garantice una adecuada performance de estimulación.

Es así que pueden ubicarse los diferentes pozos del campo, de manera tal de definir los mejores candidatos para un trabajo de refractura.

Figura 7. Diagrama de cuadrantes “selección candidatos” de refractura Loma Campana.

Diseño de Refractura

En condiciones normales, al momento de refracturar todas las zonas de interés se encuentran punzadas y en su mayoría fracturadas; y son factores asociados a la terminación original del pozo o al deterioro natural del reservorio fracturado los que abren la puerta a la aplicación de nuevas tecnologías que buscan revitalizar la zona de interés.

Las técnicas de refractura son varias, y van desde lo más complejo a lo más sencillo, teniendo siempre como premisa la represurización del SRV, contactar zonas del reservorio no alcanzadas con la fractura original (incrementar SRV), mejorar la eficiencia de los clusters originales, contactar zonas aisladas de la fractura original (*pinch point*), solucionar fenómenos de empotramiento en el *near wellbore* generados por la degradación del empaque original, etc.

Es así que se presentan diferentes opciones:

- Aislación mecánica efectiva

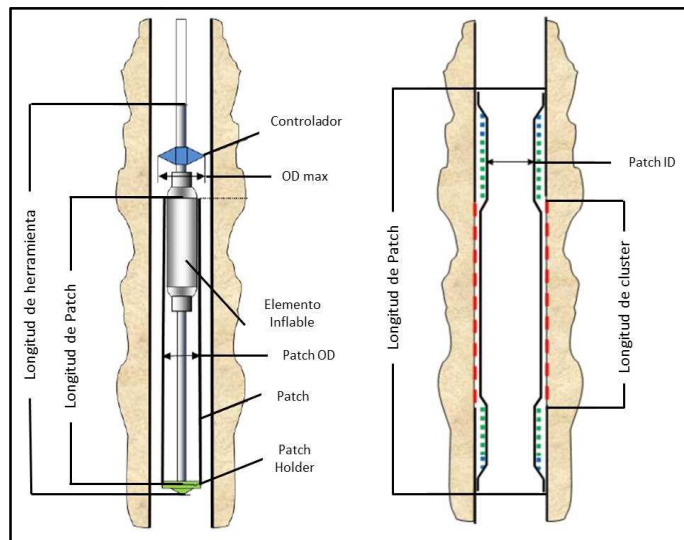


Figura 8. Esquema tecnología Casing Patch

La metodología ideal para refracturar un pozo, sería que el mismo se encontrase mecánicamente en su condición original, es decir, que no tuviese punzado en ningún nivel, y pudiésemos trabajar con metodologías de *plug and perf* o similares (como si estuviésemos operando sobre un pozo nuevo). Esto es posible gracias a la aplicación de la tecnología *Casing Patch*, la cual se basa en el recubrimiento interno de las zonas punzadas a través de un parche metálico expandible.

De esta manera, una vez aislados de manera total o parcial los clusters, se refracturaría de a una etapa por vez. Inclusive se podrían agregar nuevas zonas no estimuladas en la intervención original, asegurando el correcto desarrollo de las fracturas hidráulicas en esos niveles.

El inconveniente que presenta esta tecnología radica en la imposibilidad de aislar cada etapa de refractura por medio de tapones mecánicos, ya que el ID de este parche lo impide. Esto se podría subsanar trabajando con tapones del tipo *Slim* o en su defecto con tapones de arena.

Esta tecnología se encuentra en el extremo de mayor costo y complejidad operativa para la ejecución de un trabajo de refractura, por lo que la performance resultante del pozo debería ser extraordinaria para generar un valor agregado al desarrollo del yacimiento.

- Aislación por materiales divergentes

La mayoría de las compañías de fractura cuentan con tecnologías divergentes, que se basan en una aislación mecánica temporaria de los punzados que van tomando fluido en las diferentes etapas de un trabajo continuo de refractura.

Los materiales divergentes en el mercado tienen como finalidad primaria generar un bloqueo mecánico sobre los punzados y cercanías de los mismos para permitir que el fluido de tratamiento se dirija hacia otros clusters todavía no estimulados y de esta forma refracturar todas las zonas de interés. Cada compañía de servicios cuenta con diferentes alternativas para lograr este propósito, pero en todos los casos se trata de materiales poliméricos degradables (es necesario tiempo y alta temperatura) asociados con algún agente de sostén que le dé mayor integridad y resistencia al empaque divergente con la finalidad de soportar mayores presiones y así lograr mayor difusión hacia nuevas zonas.

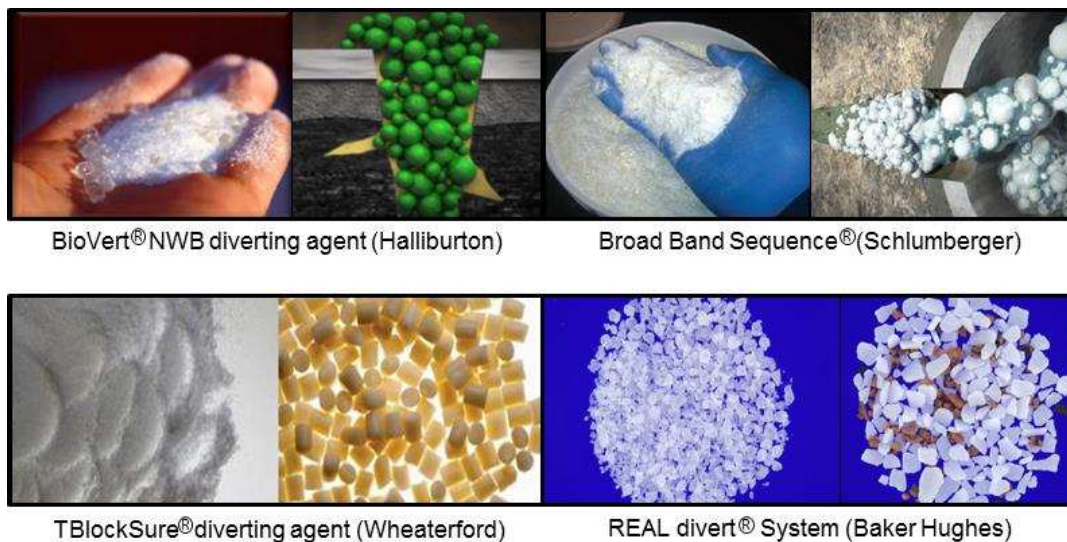


Figura 9. Tecnologías de materiales divergentes para refractura

La aplicación de estos materiales se realiza a través del bombeo de píldoras de lechada compuesta por el producto divergente y fluido de fractura al final de cada etapa del tratamiento de refractura. De esta forma se logra tapar la zona que recibió el tratamiento previo, y permite que el desarrollo de la estimulación en

la etapa siguiente del trabajo sea a través de otro sistema de punzados. Este proceso se va a repetir una cierta cantidad de veces, de acuerdo al diseño de refractura.

La desventaja de esta tecnología radica en la presión máxima que puede soportar el empaque divergente, y por ende en la capacidad de difundir el tratamiento a todas las zonas de interés. Este fenómeno se ve aún más afectado cuando las zonas de interés a refracturar están sometidas a grandes variaciones de estrés formacional, factor que afecta fuertemente los procesos de refractura de pozos verticales en la formación Vaca Muerta.

La aplicación de esta tecnología conlleva un costo considerable, que va a variar de acuerdo a la compañía que realice el trabajo.

- Represurización del SRV

La metodología denominada *Water Re-Frac*, consiste en el bombeo de agua con aditivos que permita represurizar las fracturas hidráulicas previas, y a su vez, que estos aditivos actúen sobre los fluidos del reservorio con la finalidad de evitar la deposición de parafinas, asfaltenos, incrustaciones e incrementar los fenómenos de imbibición y así mejorar el drenaje de HC desde las fisuras naturales de la formación.

Esta metodología permitiría incrementar los periodos de surgencia del pozo, y generar vías de comunicación con zonas desconectadas del SRV logrado con la estimulación original.

La gran desventaja asociada a esta metodología es que no utiliza materiales divergentes, sino que se bombean pequeños volúmenes de agente de sostén al final de cada colchón de agua aditivada, que actuarán como apuntalante en el *near wellbore*, no como divergente.

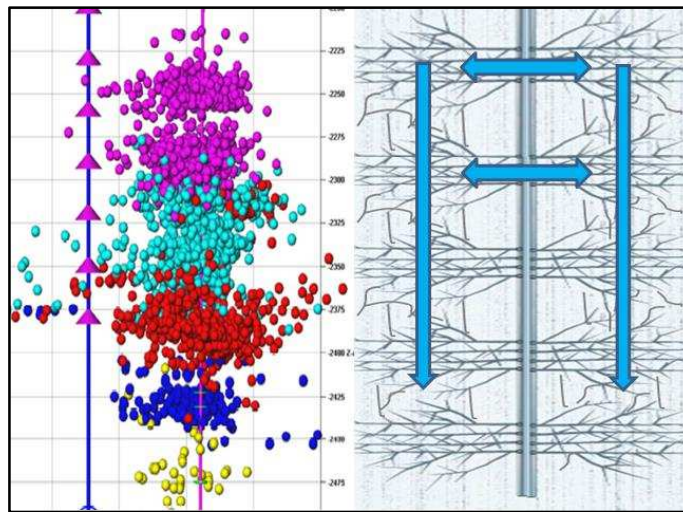


Figura 10. Esquema metodología refractura “Water refrac”

Los sistemas de refractura antes descriptos se enfocan en reestimar en forma sectorizada las etapas de fractura originales del pozo. El concepto de refractura que persigue la metodología *Water Re-Frac*, es diferente, aquí se busca la represurización del volumen estimulado, teniendo como punto de ingreso al sistema los clusters superiores del pozo, y se asume una conexión de las etapas de fractura a través del SRV alcanzado en la estimulación original (esto se encuentra ampliamente respaldado por los trabajos de microsísmica realizados en el yacimiento). Al trabajar con fluido de baja viscosidad (agua con aditivos), se generan grandes fenómenos de leak off a través de la red de fracturas, tanto naturales como inducidas por la estimulación primaria, que terminan por represurizar y reconectar el SRV del pozo y en menor medida incrementarlo mediante el contacto con nueva roca.

Es una metodología de muy bajo costo y fácil ejecución aunque trae aparejada una mayor incertidumbre en el incremento potencial de la productividad.

Caso de Estudio – Yacimiento Loma Campana

El yacimiento Loma Campana se ubica 90km al noroeste de la ciudad de Neuquén, con una superficie aproximada de 320 km². Los pozos bajo estudio se ubican en la zona centro y oeste del yacimiento, 2 de los cuales fueron terminados en los periodos exploratorios e iniciales de desarrollo, donde tanto los diseños de fractura como los mecanismos de explotación no habían sido optimizados y por lo tanto la calidad de la completación original se encontraba por debajo de los valores deseados actualmente. La figura 5 muestra la ubicación de los 4 pozos refracturados.

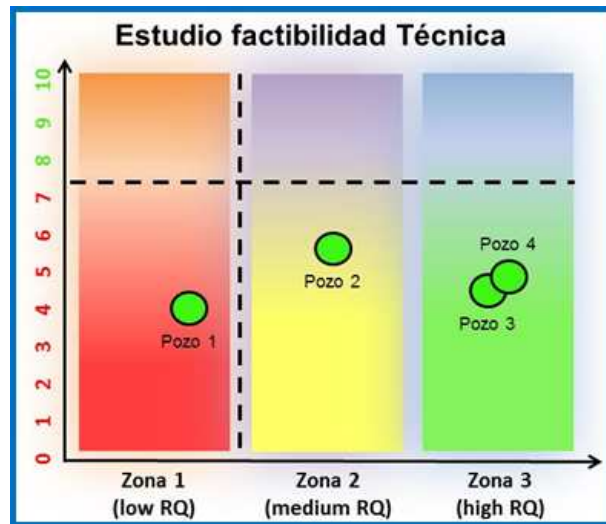


Figura 11. Estudio factibilidad técnica Refractura- yacimiento Loma Campana.

En el estudio de factibilidad técnica de la figura 11 se observa que los cuatro pozos refracturados tuvieron deficiencias en la terminación original y abarcan todo el espectro de calidad de reservorio. Este estudio no se realizó antes de ejecutar los trabajos en pozos 1 y 2 por no contar con la información necesaria para encontrar las zonas óptimas de refractura. Por ello, se puede decir que el pozo 1 no parece ser el mejor candidato para realizar un trabajo de refractura.

Ejecución Operaciones Refractura

En todos los casos analizados, la metodología de refractura utilizada fue la de “aislación por materiales divergentes”, y los trabajos estuvieron a cargo de dos compañías de servicio de alta calidad y renombre, quienes serán nombradas como “A” y “B”.

En la siguiente tabla se resume la cantidad de etapas de fractura realizadas en cada pozo bajo estudio durante la terminación original y durante la refractura:

Pozo	Año Terminación	Nº Etapas	Días de producción hasta refractura	Año Refractura	Nº Etapas
1	2010	3	153	2014	2
2	2011	4	456	2013	5
3	2015	5	99	2015	2
4	2015	5	112	2015	2

Tabla 1. Año de operación y cantidad de etapas de fractura por pozo

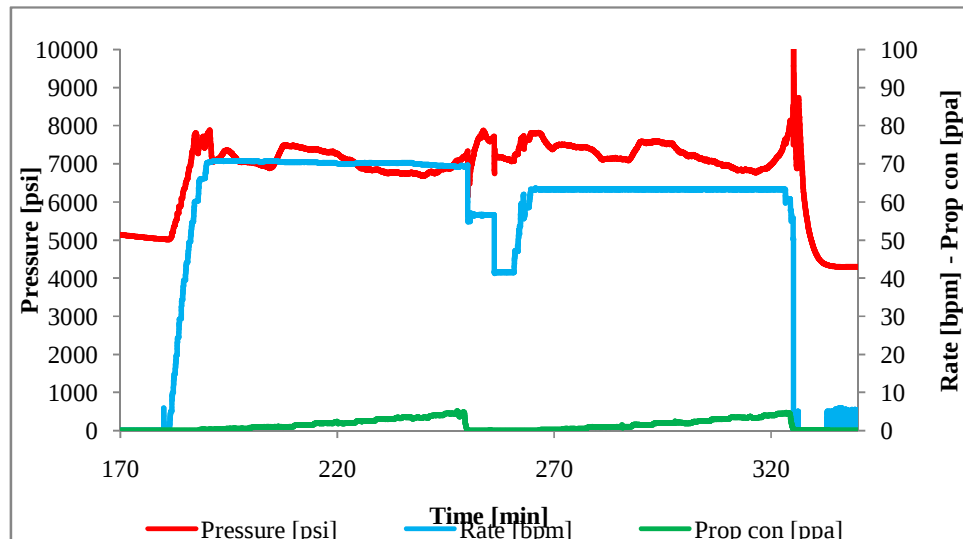
Pozo 1

Figura 12. Carta operación de refractura pozo 1.

Pozo vertical ubicado en la zona Sur Oeste de Loma Campana cuya terminación original consistió en la estimulación de los niveles inferiores de la fm. VM en los periodos exploratorios durante el año 2010.

La operación de refractura estuvo a cargo de la compañía “A”. La planificación de la intervención consistió en la refractura de los niveles inferiores de la fm VM por medio de tres etapas de refractura, seguidos por dos etapas de fractura en los niveles superiores que no fueron estimulados durante la terminación original.

En el trabajo de refractura propiamente dicho, se pudieron ejecutar dos de las tres refracturas planificadas, ya que se generó un arenamiento prematuro al finalizar la segunda etapa y se decidió dar por finalizadas las operaciones de refractura en el pozo.

La utilización de materiales divergentes “on the fly” fue exitosa, y puede inferirse que se estimularon zonas diferentes del reservorio en función de las presiones de tratamiento evidenciadas durante la operación y su correlación con el caudal de fractura para cada caso.

Pozo 2

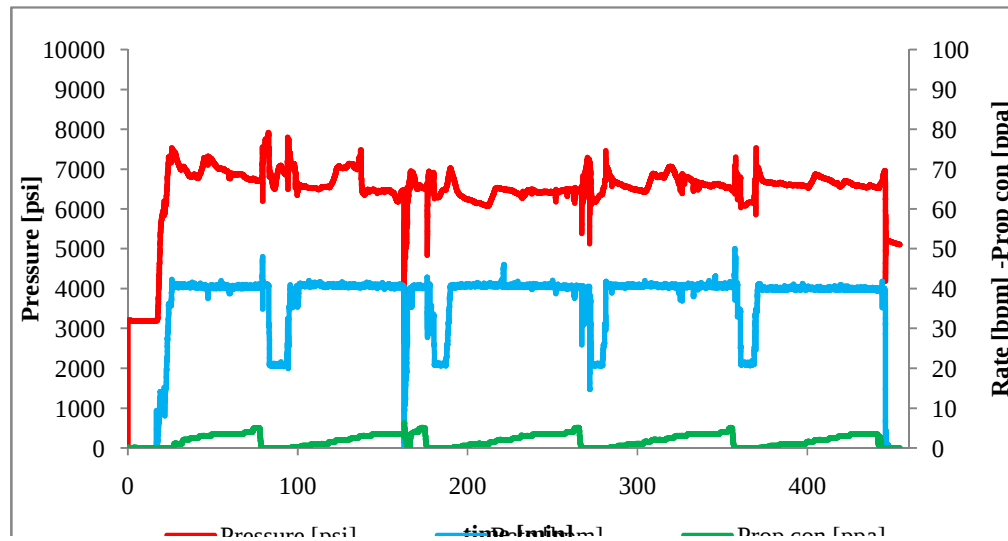


Figura 13. Carta operación de fractura pozo 2.

Pozo vertical ubicado en la zona Centro de Loma Campana, cuya terminación original consistió en la estimulación de los niveles inferior, medio y superior de la fm. VM a través de cuatro etapas de fractura con la metodología P&P.

La operación de fractura estuvo a cargo de la compañía “A”, y la planificación consistió en la ejecución de cinco etapas de fractura separadas entre sí por cuatro píldoras de material divergente bombeadas *on the fly* al finalizar cada etapa de fractura.

La operación fue exitosa, superando todos los desafíos técnicos y logísticos que se habían planteado. Se puede inferir por el comportamiento de la curva de presión que se lograron estimular diferentes niveles de la formación, aunque se observa en las primeras etapas de fractura una tendencia decreciente en el valor de la presión media de trabajo, lo cual arroja ciertas incertidumbres sobre la efectividad del material divergente para lograr la distribución de tratamiento en la totalidad de las zonas de interés.

Pozos 3 y 4

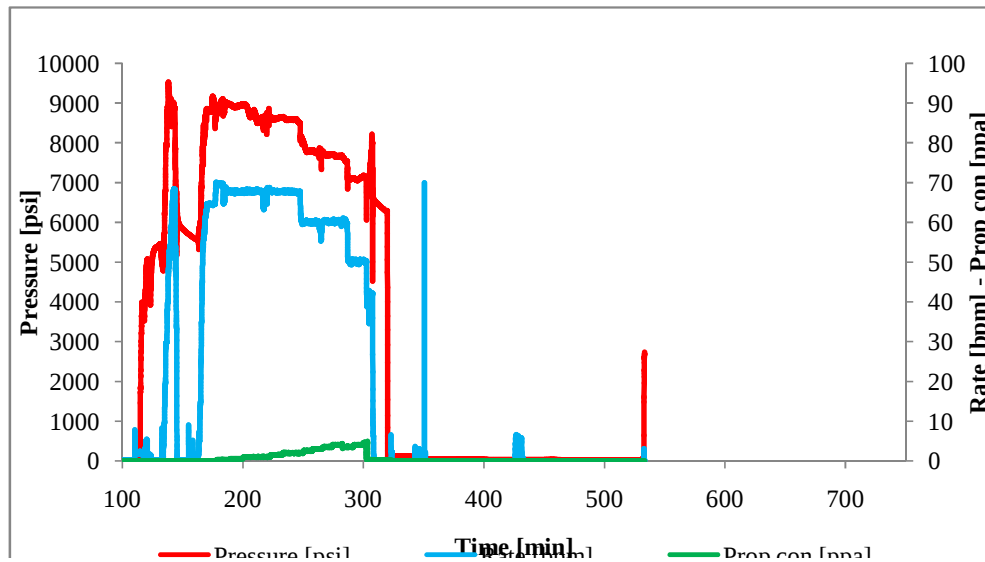


Figura 14. Carta operación de refractura pozo 3.

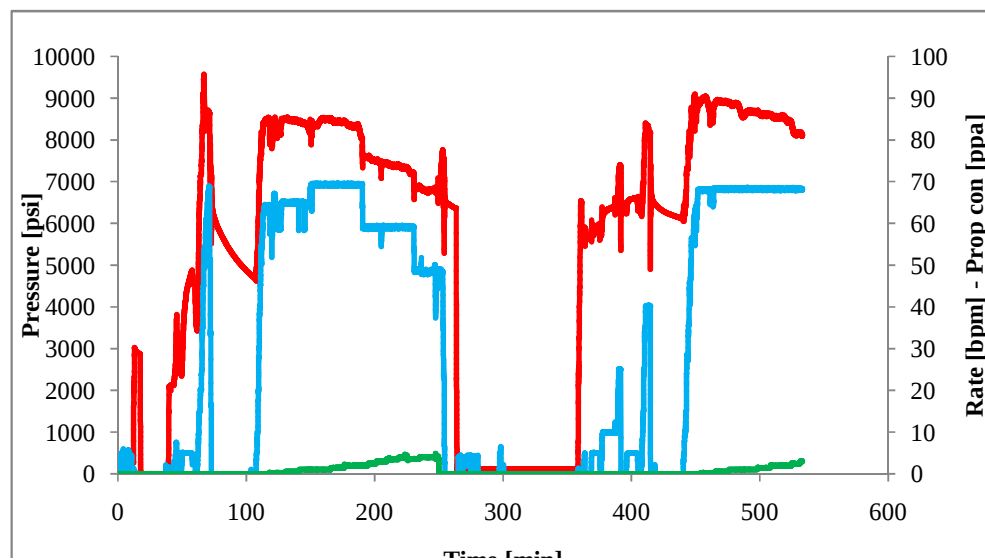


Figura 15. Carta operación de refractura pozo 4.

Pozos verticales ubicados en la zona oeste del yacimiento, cuya terminación original consistió en la estimulación de los niveles inferior, medio y superior de la fm. VM a través de cinco etapas de fractura con la metodología P&P.

La operación de refractura en ambos casos estuvo a cargo de la compañía “B”, y la planificación consistía en la ejecución de dos etapas de refractura por pozo, separadas por medio de píldoras divergentes. Estas intervenciones estarían enfocadas en los niveles de VM superior, aislando las etapas inferiores originales por medio de tapones mecánicos.

La ejecución de las operaciones fue exitosa, aunque en ambos casos, no fue posible el bombeo de la píldora divergente *on the fly*. De cualquier manera, las presiones de tratamiento permiten inferir el desarrollo de fracturas en zonas del reservorio diferentes.

Resultados de Productividad

A continuación se presentan los resultados de productividad en los pozos refracturados a la fecha y las propiedades del petróleo de cada pozo tratado. Los resultados de productividad (figuras 16-19) se presentan comparando las curvas de caudal y acumulada real contra aquellas que pagarían la inversión realizada. En todos los casos se normalizaron los valores en función del caudal y acumulada máximos de cada pozo.

Pozo	GOR [m ³ /m ³]	°API
1	2000	57
2	500	44
3	800	51
4	800	51

Tabla 2. GOR y °API de los pozos en estudio

El pozo 1 se fracturó originalmente en 2010 y, como ya se mencionó, visto en retrospectiva no fue un buen candidato de refractura. Esto mismo se observa en la figura 16, donde el pozo se encuentra lejos de cumplir con la curva necesaria para pagar su inversión en refractura.

El pozo 2 tuvo buenos resultados iniciales en producción pero su presión declinó rápidamente, manifestándose la necesidad de instalar un sistema de extracción artificial. Problemas operativos durante esta instalación resultaron en que el pozo quedara sub-explotado y no alcanzara la curva necesaria para costear la inversión de refractura. Sin embargo, los resultados en producción revelaron información sobre el reservorio reestimulado: el contraste de estrés entre las distintas fracturas en un pozo vertical parecería disminuir la performance del uso de divergentes.

Los pozos 3 y 4 fueron fracturados en la etapa de terminación en el año 2015 con un “Diseño de Interferencia” con 5 etapas de fractura. Dicho diseño reduce el volumen de agente de sostén y volumen de fluido inyectado para prevenir interferir pozos vecinos con la fractura creada y así evitar el cierre de los mismos con su consecuente pérdida de producción. El objetivo fue logrado pero la productividad de los pozos estuvo por debajo del pozo tipo esperado. Por tal motivo se decidió refracturar con Divergente las 2 etapas superiores, las que son de mayores productividades de acuerdo a los PLT del Yacimiento. Ambos pozos a la fecha están acumulando según la curva de producción objetivo.

En los registros de producción (PLT) al primer mes de vida de los pozos 3 y 4, no se observó flujo cruzado entre las refracturas realizadas y las fracturas inferiores (originales).

Pozo 1

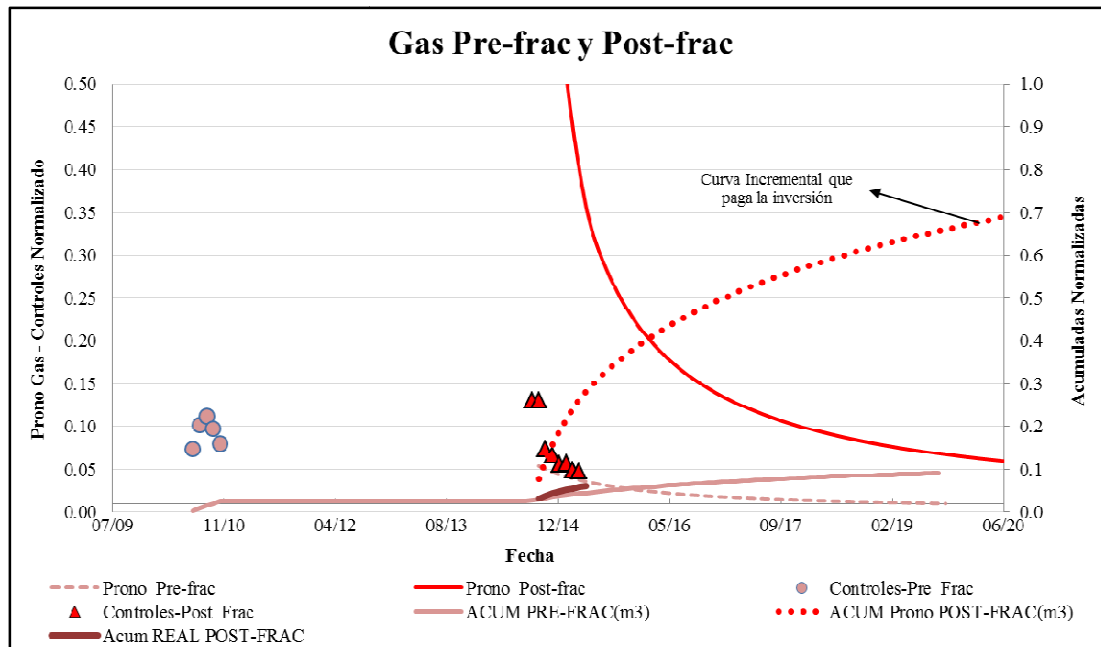


Figura 16. Producción pozo 1

Pozo 2

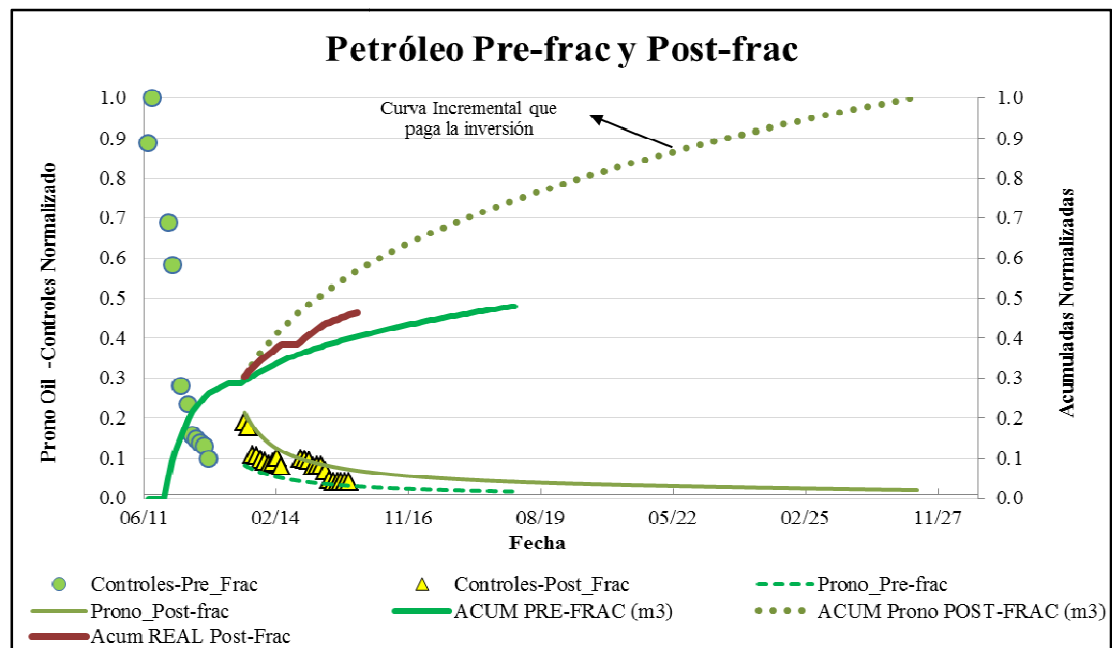


Figura 17. Producción pozo 2

Pozo 3

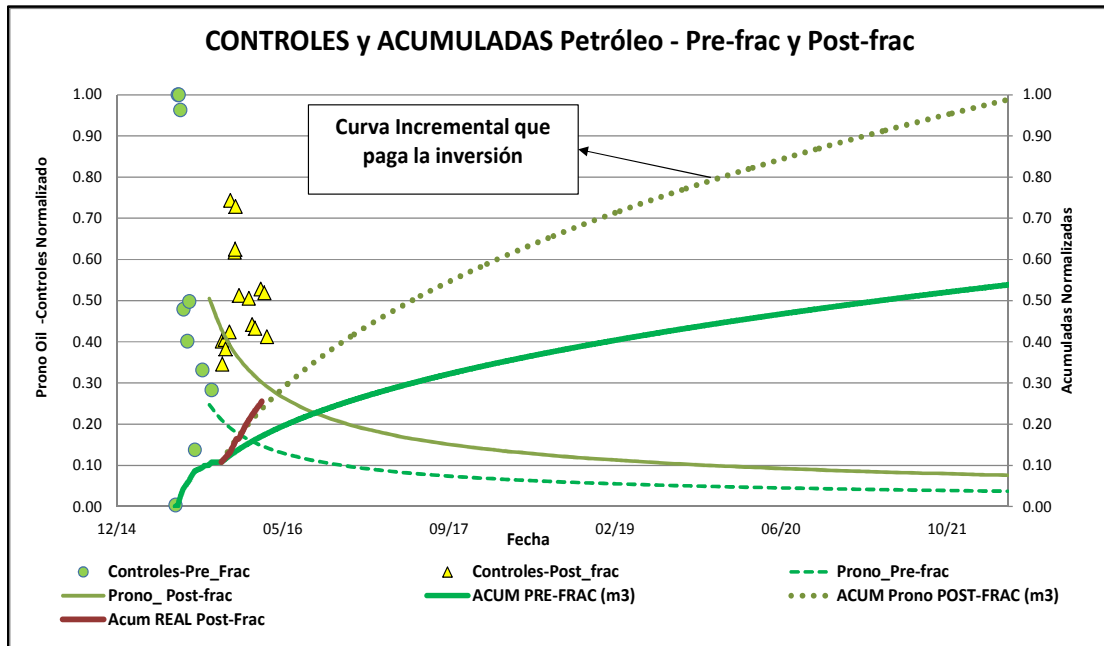


Figura 18. Producción pozo 3

Pozo 4

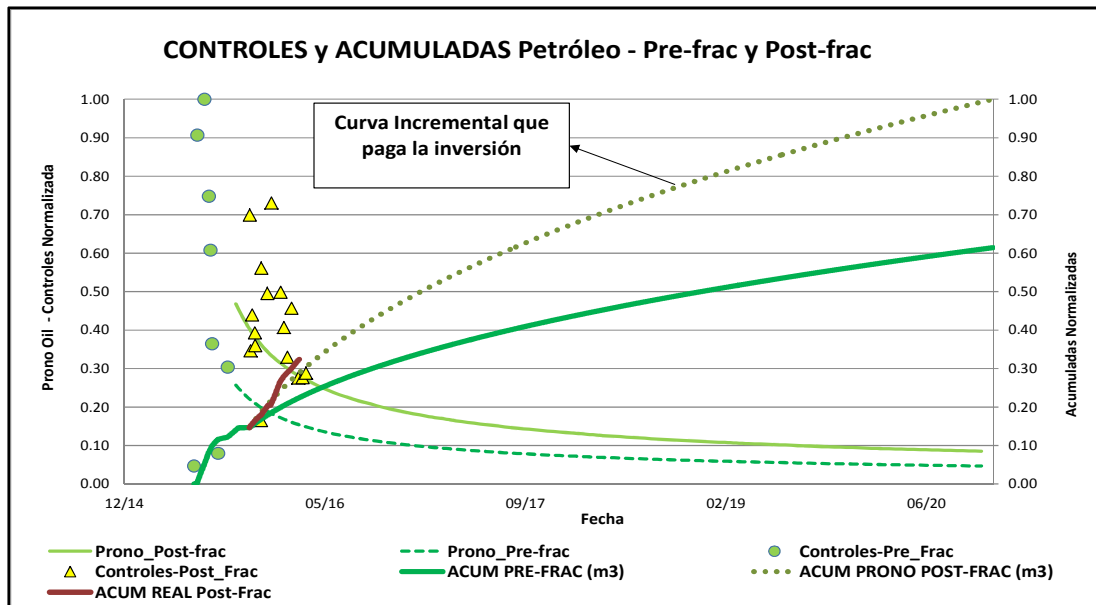


Figura 19. Producción pozo 4

Volúmenes de agua recuperada

A continuación se presentan los porcentajes de recuperación de agua pre y post refractura para los 4 pozos analizados. La comparación se hace a un mismo tiempo de producción para que tenga validez por lo que

se toma el tiempo de producción pre-refractura como parámetro para cada pozo. Estos tiempos fueron presentados en la Tabla 1.

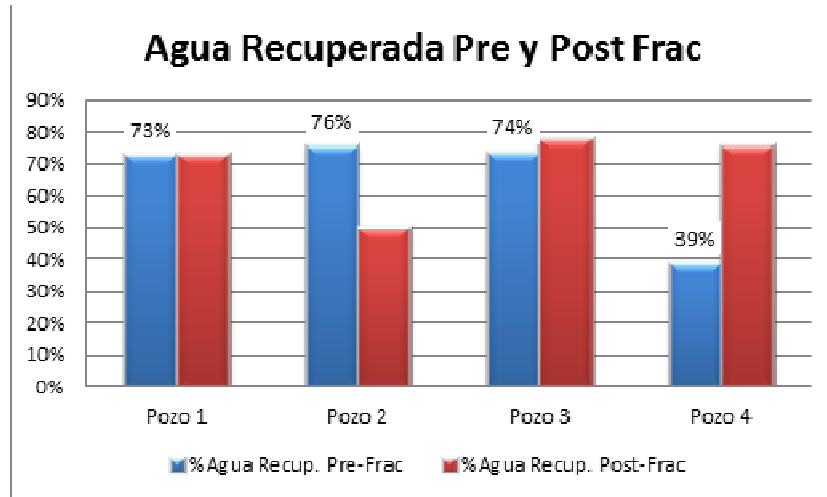


Figura 20. Porcentajes de agua recuperados pre y post refractura

Analizando los datos de recuperación de agua pre y post refractura, aún hay poca información para extraer conclusiones claras y correlacionarlo con la productividad de los pozos. Cabe aclarar que en el caso del pozo 4, el bajo % de recuperación de agua pre-frac se debe a que se produjo por un orificio menor al utilizado en el pozo 3 (comparable por tener el mismo tiempo de producción), disminuyendo los caudales producidos.

Conclusiones

- Se logró establecer una metodología de análisis y definición de candidatos para trabajos de refractura que ha demostrado ser coherente con los resultados de campo obtenidos. La metodología establecida para la definición del Índice de Performance de Estimulación así como calidad de reservorio son perfectamente extrapolables a cualquier yacimiento de la cuenca.
- En función de los resultados observados en los pozos de buena calidad de reservorio (3 y 4) y en menor medida en el pozo 2 (considerando que el pozo hoy se encuentra sub-explotado), la técnica de refractura es prometedora en términos productivos y económicos para un yacimiento de shale oil como es Vaca Muerta en Loma Campana.
- La selección del candidato a refracturar es un factor clave para obtener buenos resultados en la operación. La correcta definición de los parámetros a considerar en esta selección es de vital importancia para el éxito de los proyectos de refractura.
- En función de los puntos anteriores se desprende que el desarrollo de un yacimiento no convencional debe contemplar un plan de refracturas en el mediano plazo, mejorando el potencial futuro del campo. Para ello se debe recorrer la curva de aprendizaje en cuanto a: selección de candidatos, tecnología a utilizar, optimización de la operación y reducción de costos.

Lecciones Aprendidas

- El uso de tecnologías de materiales divergentes para zonas con alto contraste de estrés parecería no ser la mejor opción, ya que no se evidencia de manera clara el efecto divergente. Para el caso de un pozo vertical en la fm. VM resultaría adecuado trabajar con 2 o 3 secuencias de refractura para cubrir la totalidad del espesor de formación.
- En los registros de producción (PLT) al primer mes de producción de los pozos 3 y 4, no se observó flujo cruzado entre las refracturas realizadas y las fracturas inferiores (originales), por lo que refracturar parcialmente un pozo vertical no presentaría inconvenientes en este aspecto.
- Al trabajar con materiales divergentes, analizando la presión de boca de pozo, se observa una mejor distribución del tratamiento de fractura en la totalidad de la zona estimulada cuando la metodología de bombeo utilizada para el producto divergente es “*on the fly*”.
- Trabajar en la reducción de costos es fundamental para la economicidad de estos proyectos.

Próximos Pasos

- Se debe continuar estudiando los pozos tratados para comprender el impacto de la refractura en su vida productiva.
- Se deben realizar pilotos para validar las otras técnicas de refractura:
 - Piloto Water Refrac en pozos verticales.
 - Piloto con divergentes en un pozo horizontal.
- Resta entender el impacto sobre la integridad de las fracturas que pueda tener el gerenciamiento de orificios en la puesta en producción post refractura.

Bibliografía

SPE-178569: Vaca Muerta: Challenging the Paradigm of Producing From a Shale Formation; Martinez, Alvarez Claramunt, Meriño, Larsen; YPF

SPE-178620: Interference Behavior Analysis in Vaca Muerta Shale Oil Development, Loma Campana Field, Argentina; Rimedio, Shannon, Monti, Lerza, Roberts; YPF & Chevron OSC.

SPE-179148: Lessons Learned from Refractured Wells: Using Data to Develop an Engineered Approach to Rejuvenation; Li, Han, LaFollette, Kotov; Baker Hughes

SPE-174979: Refrac- Diagnostic Provide a Second Chance to Get it Right; RS Leonard, CP Moore, RA Woodroof, CW Centers; ProTechnics Division of Core Laboratories LP

Impact In Performance In Multi-fractured Horizontal Wells In The Vaca Muerta Shale Through The Application Of Different Flowback Policies; Rojas, Fernandez Badessich; YPF

Worldoil.com(Vol 236,No.12): Systematic candidate selection improves Haynesville refracturing economics; William Hunter, Mark Turner, Jeff Willalobos, Encana; Dr. Alejandro Peña, Jason Baihly, Schlumberger.

CV autores:

Martín Vítolo, Ingeniero de Petróleos de la Universidad Nacional de Cuyo. En el año 2011 ingresa a YPF realizando el Master E&P con especialidad Reservorios. En 2012 comienza su carrera como ingeniero de estimulación para el piloto No Convencional, trabajando sobre numerosos proyectos enfocados en la optimización del desarrollo de la Fm Vaca Muerta, shale oil y shale gas, así como en tight gas de la Fm Mulichinco. Desde enero 2016 lidera el departamento de Estimulación NOC.

Lucas González Day, Ingeniero en Petróleo del ITBA (2011). Ingeniero de Reservorios en Yacimiento Loma Campana (YPF) desde 2012, trabajó en diversos proyectos para mejorar el entendimiento y optimizar el desarrollo de Vaca Muerta. Durante 2010-2011 trabajó en GiGa Consulting y en VyP Consultores como líder de proyecto de estudios de recuperación secundaria para la cuenca del GSJ.

Juan José Fernández, Ingeniero de Reservorios equipo Desarrollo en Yacimiento Loma Campana (YPF) desde 2015. Durante 2005-2014 trabajó en Petrobras Argentina S.A., trabajando en proyectos de desarrollo Operativo para Yacimientos de Gas (Sierra Chata, Aguada de la Arena, El Mangrullo y Río Neuquén).

Matías Acosta, Ingeniero Industrial de la Universidad Nacional de Cuyo. En el año 2012 ingresa a YPF realizando Master E&P con especialidad en Ingeniería de Estimulación. En 2013 comienza su carrera como ingeniero de estimulación para la Cuenca del Golfo San Jorge, con base en Las Heras, Santa Cruz. En Octubre de ese año se incorpora al grupo de Estimulación NOC en Neuquén, participando en el proceso de optimización de diseños de fractura hidráulica para la Fm Vaca Muerta, shale oil y shale gas, y Fm Mulichinco, tight gas.

André Archimio, Ingeniero Mecánico de Universidad de Buenos Aires. Durante el periodo 2006-2011 trabajó para la empresa Schlumberger en el sector de estimulación. En 2011 ingresa a YPF en el proyecto No Convencional trabajando sobre la Fm Vaca Muerta y Agrio en la cuenca neuquina, así como en la Fm D129 en la cuenca del Golfo de San Jorge. Desde enero 2016 se desempeña como Gerente de activo para el yacimiento Los Perales en la cuenca del Golfo de San Jorge.

Joaquín Ramirez Martinez, Ingeniero de Reservorio de la Universidad Central de Venezuela (1989). Durante su carrera ha trabajado en Maraven S.A (1988-1998), Maxus e YPF (1998-2000), PDVSA S.A (2000-2003), CBM-PEMEX (2004-2007), YPF (2007-2012). Actualmente es Product Champion NOC para Y-TEC YPF Tecnología.