

Empujando los Límites - Fracturas y refracturas hidráulicas energizadas con nitrógeno, experiencias en un campo maduro de gas en Loma la Lata, Neuquén, Argentina

Luis Alvarez (1), Fabio Peñacorada (1), Carlos Borquez (2), Gastón Mellado (2).

(1) YPF S.A (*luis.alvarez@ypf.com, roberto.penacorada@ypf.com*).

(2) Baker (*Carlos.Borquez@bakerhughes.com, Gaston.Mellado@bakerhughes.com*)

ABSTRACT

La Formación Sierras Blancas (F. Tordillo en superficie) es la roca productora principal de gas del yacimiento Loma La Lata Este y, actualmente, se encuadra dentro de la clasificación de campo de gas maduro, debido a que la presión de reservorio ha disminuido desde un valor original de 320 kg/cm² a valores que varían entre 30 y 200 kg/cm².

Dentro del proceso de optimización que se ha seguido en el desarrollo del yacimiento, es la aplicación de Fluidos Energizados con Nitrógeno en fracturamientos hidráulicos, que ha sido una de las claves para sustentar una producción comercial de gas de este campo.

Los Fluidos Energizados con Nitrógeno muestran buenas capacidades del transporte de agente de sostén, como así también reducción del volumen de agua inyectado, disminuyendo la saturación de agua de la zona invadida durante la estimulación y una rápida limpieza del fluido inyectado.

Este trabajo resume los fundamentos, detalles técnicos y resultados de las metodologías de fracturas hidráulicas implementadas, durante las diferentes campañas de reparaciones de pozo, realizadas a partir del año 2008. Los excelentes resultados observados permitieron aplicar dichas metodologías a las terminaciones de pozos nuevos.

Por último, se describen las estimulaciones realizadas en multi-etapas (de 5 a 7), utilizando por primera vez un fluido energizado con nitrógeno en pozos horizontales en la cuenca neuquina, obteniéndose excelentes resultados de producción, -de hasta 231000 m³/d de gas y 35 m³/d de condensado por orificio de 14 mm con 99 kg/cm² de presión.

Frente a la madurez del campo, los resultados obtenidos en pozos horizontales completados a través de camisas deslizables y bombeo de fluidos nitrificados, empujan los límites y revitalizan las expectativas futuras en la continuidad del desarrollo del yacimiento.

INTRODUCCION

El yacimiento de gas y condensado de Loma La Lata posee más de 300 pozos perforados y más de 280.000 millones de metros cúbicos de gas (10 Tcf) de reservas totales recuperables, alojados en las areniscas eólicas de la Fm. Sierras Blancas (Jurásico Superior), constituyéndose en el mayor yacimiento de su tipo en Argentina.

El petróleo fue descubierto en la cuenca neuquina en 1918, en Plaza Huincul, pero Loma La Lata, que se encuentra a 60 km de este lugar, fue descubierto recién en 1977. Esta demora se debió a que en los primeros años la actividad estuvo concentrada en cercanías del descubrimiento inicial y en la búsqueda de trampas estructurales.

Los primeros pozos exploratorios perforados en el área de Loma La Lata fueron realizados entre 1960 y 1973 en las posiciones altas de la estructura más importante en subsuelo (Alto de Añelo). Los resultados negativos de producción condenaron el área durante años.

En 1977, la aplicación de un nuevo modelo geológico, buscando trampas estratigráficas ⁽¹⁾ condujo a la perforación del pozo descubridor (YPF.Nq.LLL.x-1) de uno de los yacimientos más importantes de la historia de YPF y de la actividad petrolera de la República Argentina: Loma la Lata.

La producción inicial de este pozo fue de 325000 m³/d de gas, 84 m³/d de condensado, por orificio de 14 mm y una presión dinámica de 137 kg/cm², lo que demostraba el potencial del reservorio de gas y condensado.

El desarrollo del yacimiento comenzó con la perforación de 4 pozos de extensión (1977 – 1978), pero como las necesidades de gas de ese momento no eran las que se presentarían tiempo después, la actividad en este campo no fue muy agresiva en los primeros tiempos.

A partir de 1988, con el requerimiento energético, el desarrollo del campo se intensificó, alcanzando el máximo de perforaciones a fines de la década del 90 en la zona de mejores condiciones de reservorio.

En las etapas iniciales del desarrollo del campo, la terminación del pozo contemplaba únicamente la maniobra de punzado. Pronto se comprobó que esto no aseguraba el óptimo drenaje de la formación, debido a la heterogeneidad vertical que presentaban las areniscas, lo que obligó a estimular los pozos con fracturas hidráulicas.

Por este motivo se emplearon en el campo una amplia gama de metodologías de fractura usando fluidos base agua, base petróleo o metanol, geles lineales, o geles reticulados, a veces energizadas o espumadas con CO₂, con baja o alta concentración de agente de sostén en formación.

A partir del 2007, con la importante disminución de la presión de reservorio de la parte central del campo se comenzó a evaluar cuáles podrían ser los límites de presión aptos para estimular y cuál era la metodología más conveniente. Fue así que, en la campaña de reparaciones de pozos (refracturas) realizadas entre 2008 y 2009 en los niveles productores de la F. Sierras Blancas, se efectuaron estimulaciones con fluidos base agua gelificada, sin energizar o energizados con dióxido de carbono CO₂, o nitrógeno N₂.

Las conclusiones a que se arribaron a partir de esa campaña demostraron que la metodología que más se adecuaba para obtener una rápida recuperación de fluido y la mejor relación costo – beneficio, en un amplio rango de presiones de reservorio, eran las estimulaciones hidráulicas energizadas con Nitrógeno ⁽²⁾.

La utilización de fluidos nitrificados, empleados en pozos de Loma La Lata, sentó además un precedente para la utilización de esta técnica para profundidades del orden de 3000 m TVD y temperaturas superiores a 220 °F.

Paralelamente a esta campaña de refractura, se encontraba en sus etapas iniciales el proyecto de desarrollo de la zona sureste del campo (Proyecto *in fill*), que a causa de las características petrofísicas de esta área, había quedado postergado en el desarrollo integral de Loma La Lata. Los resultados de este proyecto, demostraron la existencia de barreras hidráulicas que permitieron encontrar valores de presiones mucho mayores que las presentes en la zona central del campo.

Con los resultados encontrados durante la campaña descripta, se propuso emplear la misma metodología de estimulación en los pozos nuevos del proyecto *in fill*.

Actualmente esta técnica se sigue empleando con éxito, no solo en pozos verticales/desviados, sino que también en pozos horizontales. Estos últimos consisten en estimulaciones energizadas con nitrógeno a través de un sistema de terminación constituido por camisas deslizables activadas con bolas.

UBICACIÓN

El campo Loma la Lata está ubicado en la Provincia de Neuquén en los departamentos de Confluencia y Añelo. Geográficamente se encuentra en la zona central de la provincia al norte del embalse Los Barreales y a ambas márgenes del río Neuquén. Dista 90 km en dirección NNW de la capital de la provincia, y 100 km al NNE de la localidad de Plaza Huincul – Cutral Có. La localidad de Añelo se encuentra dentro del área del campo. (Figura 1)

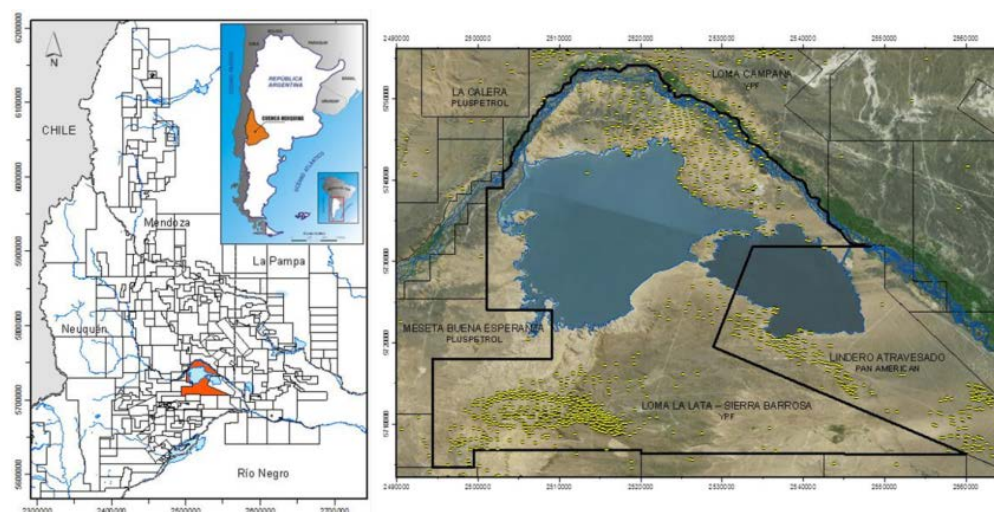


Figura 1 - Mapa de Ubicación del yacimiento Loma la lata

YPF S.A. tiene el 100% de participación de este bloque y además es operador del mismo.

GEOLOGIA

Estratigrafía

La Cuenca Neuquina representa una extensa cuenca de tras-arco desarrollada durante gran parte de su historia entre un arco magmático situado al Oeste y el ante país constituido por el Macizo Nord patagónico y el Sistema de la Sierra Pintada, al Sur y el Este respectivamente ⁽³⁾ ⁽⁴⁾. El relleno sedimentario de la cuenca comprende depósitos continentales y marinos que van desde el Triásico superior al Terciario inferior (Figura 2)

La Columna estratigráfica en la zona de estudio la podemos sintetizar en orden decreciente de antigüedad:

Gr. Lotena: comprende a las formaciones Lotena (areniscas y pelitas), Barda Negra (calizas) y Auquilco (yeso)

F. Tordillo: formada principalmente por areniscas de grano fino, asignados a un ambiente eólico, correspondiente al Jurásico superior. Históricamente la F. Tordillo ha sido denominada en subsuelo con dos nombres de formaciones distintos: F. Catriel para sus facies impermeables y Fm Sierras Blancas para las permeables.

F. Quintuco - Vaca Muerta: esta secuencia corresponde a una importante ingresión marina de edad Jurásica Superior a Cretácico Inferior y está compuesta por arcillitas, fangolitas, calizas y areniscas calcáreas de plataforma carbonática, que son las principales rocas generadoras de la cuenca.

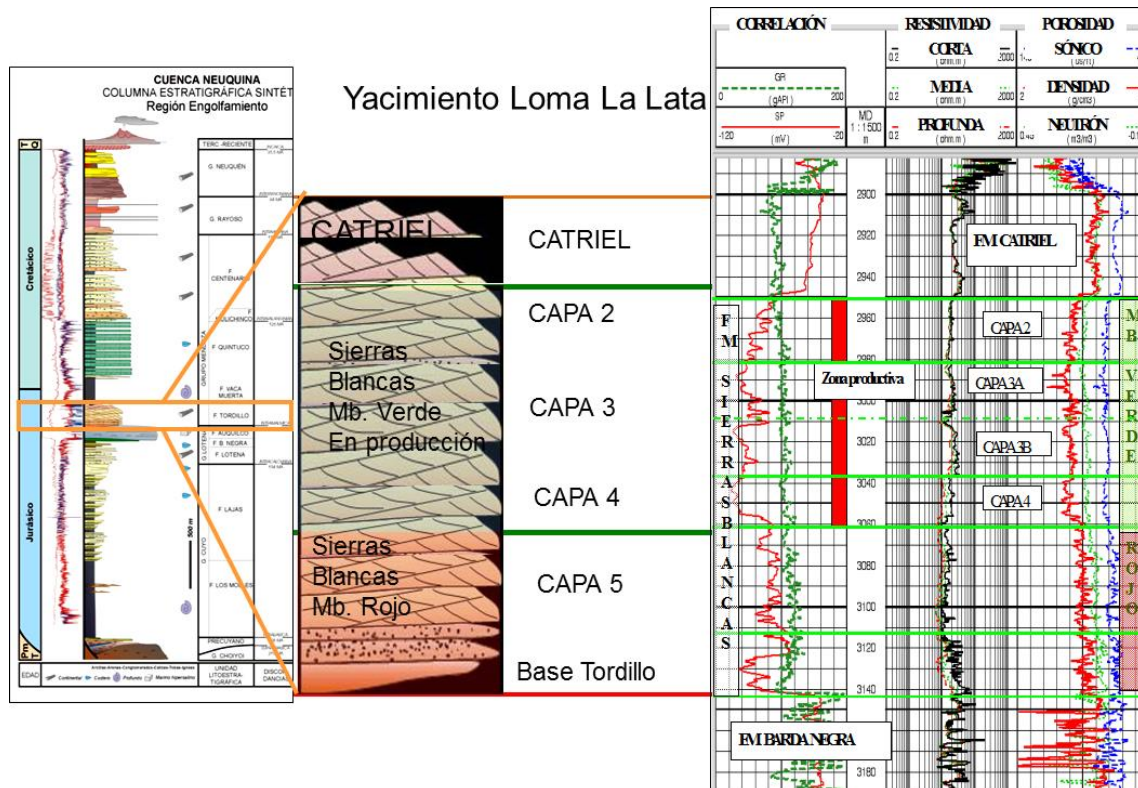
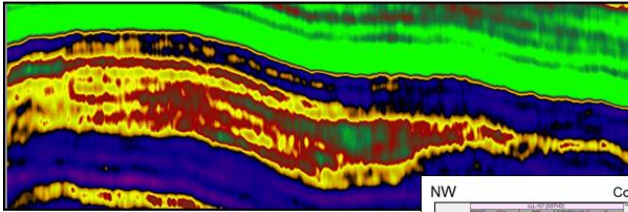


Fig. 2. División estratigráfica local, según su visualización a través de perfiles

Descripción del reservorio:

La Formación Tordillo en el subsuelo de Loma Lata, está formada en el tope con Formación Catriel que actúa como sello, y la Formación Sierras Blancas con 200 m de espesor promedio que contiene el reservorio de gas y condensados. El entrapamiento es el resultado de una combinación de trampa estructural / estratigráfica - diagenética y se emplaza en el flanco Nororiental de un gran anticlinal en forma de domo denominado alto de Sauzal Bonito, presentando, en términos generales, un buzamiento no mayor a 4° en dirección NE. (Figura 3)

Sección sísmica NS – Atributo impedancia acústica



El siguiente corte muestra la diferencia de espesor total entre los pozos de la zona centro y los de la zona SE. Esta diferencia de espesor también se relaciona con la diferente productividad de los pozos.

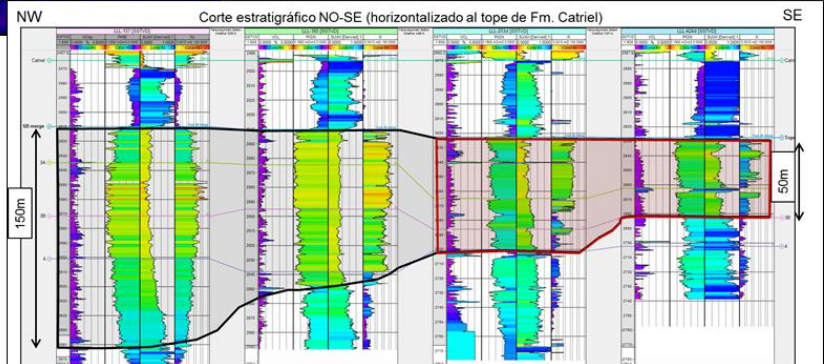
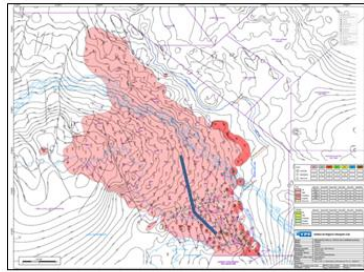


Fig. 3 Mapa estructural al tope de la F. Sierras Blancas

Inicialmente, la Formación Sierras Blancas fue subdividido en dos miembros: Rojo en el tramo inferior y el Verde en el superior ⁽⁵⁾ ⁽⁶⁾. En trabajos posteriores ⁽⁷⁾ ⁽⁸⁾, se determinó que en el ámbito de Loma La Lata, existirían al menos 2 secuencias con 4 subunidades, claramente diferenciables. Una secuencia inferior que involucraría el miembro rojo y que se denominaron como capas 4 y 5, incluiría dos subunidades: una fluvial a la base y un sistema de dunas de tipo barjanoide hacia el techo. La secuencia superior incluye al miembro verde y la Formación Catriel, que fueron denominadas capas 2 y 3 (Figura 2) correspondiente a cuerpos de dunas e interdunas, que presentan altos valores de permeabilidad (hasta 50 mD).

Este modelo de capas que históricamente fue utilizado para caracterizar estáticamente Formación Sierras Blancas en Loma La Lata, fue modificado con el objeto de relacionar las capas desde el punto de vista dinámico (presión y producción), más que a elementos geológicos (arreglos estratigráficos / petrofísicos y/o asociación de facies). Por ese motivo se definieron para los niveles reservorios dos Unidades de Flujo (UF 1 y UF 2) para su adecuación al simulador dinámico actualmente usado ⁽⁹⁾.

El área en la que actualmente se encuentra el desarrollo es la zona sureste, existe un contacto agua – gas que se ubica a 2700 metros bajo el nivel del mar (TVDSS). Las propiedades petrofísicas se encuentran fuertemente controladas por eventos diagenéticos más que por procesos depositacionales. Como consecuencia los “cutt-off” de porosidad pueden llegar a 7,5% y los de permeabilidad de 0,01 mD.

La presión original de reservorios era de 320 kg/cm² a 2700 TVSS, que actualmente en la zona central, donde se encuentra más drenada, la presión se encuentra entre los 25 y 30 kg/cm². En cambio en la zona sureste los valores se ubican entre 150 y 80 kg/cm².

ESQUEMAS DE POZOS

Los pozos involucrados en el proyecto son de dos tipos, que presenta en su mayor parte la siguiente configuración:

Verticales/desviados:

Desviados en forma de S, siendo verticales en la zona de interés, compuesta por una cañería intermedia de 7" hasta el tope de la formación Quintuco, aproximadamente entre los 1800 a 2200 m, seguida de un Liner de 5" hasta la profundidad final: ~3400 m MD / ~3000 m TVD, con Tubing de producción de 2 7/8. Packer de 7" colocado por sobre el colgador del liner.

Horizontales:

Cañería intermedia de 9 5/8" hasta el tope de la formación Quintuco, entre los 1800 a 2200 m.

Liner de 7" hasta el tope de la formación Sierras. Blancas, entre los 3300 a 3400 MD.

Liner de 5" hasta la profundidad final: ~3400 m MD / ~3000 m TVD.

Packer colgador de 4 1/2" en ~3350 m MD.

Tubing de producción de 3 1/2" hasta tie back assembly 4 1/2", en ~3300 m MD.

4 1/2" Multistage Completion System. Una rama horizontal de aproximadamente 1000 m., de 5 a 7 puertos de fractura (Figura 4).

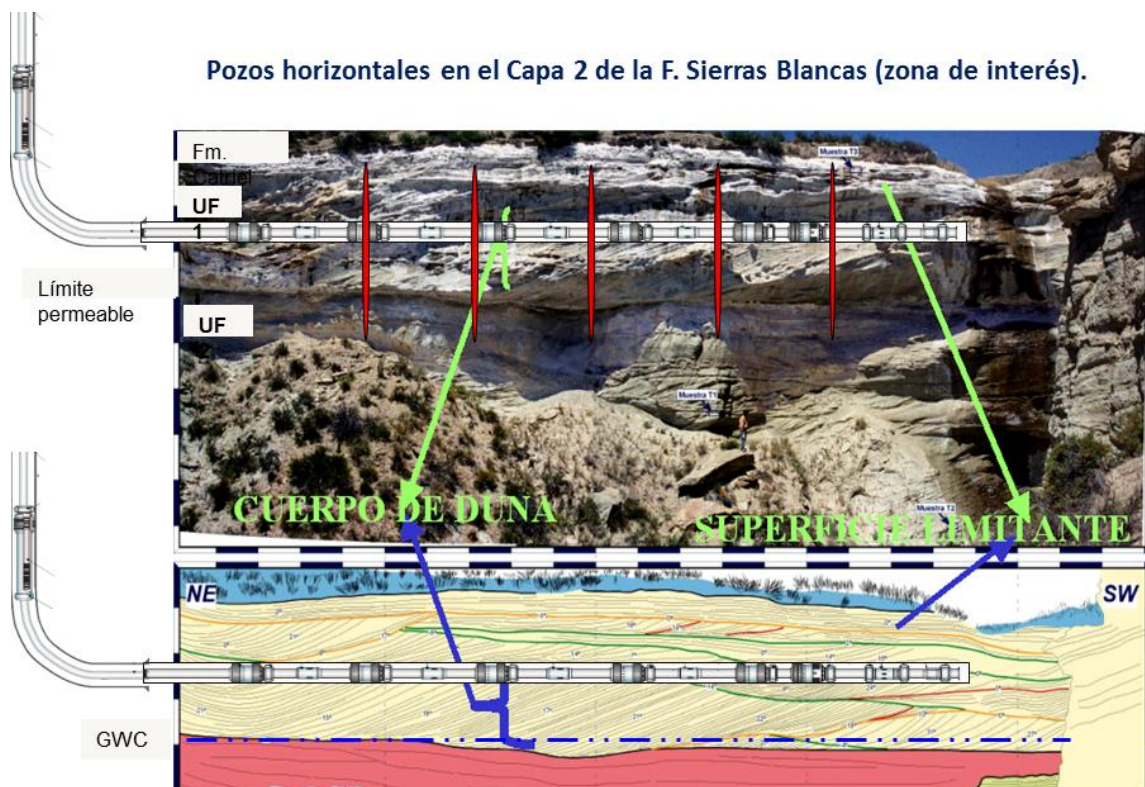


Fig. 4 Esquema de pozo horizontal

DISEÑO DE LA FRACTURA HIDRÁULICA

Independientemente de que un tratamiento de fractura se concibe para incrementar la producción, no hay que perder de vista que la fractura en sí también genera daño a la formación. Esto al punto tal de que un tratamiento mal diseñado o mal ejecutado, puede generar un daño permanente que puede disminuir las reservas, incluso al punto de perder el pozo.

Centrándonos en el fluido de fractura, su filtrado deriva en un deterioro de la permeabilidad de la zona aledaña a la cara de fractura. En un tratamiento convencional, el daño remanente no es solo

atribuible al residuo polimérico, sino también a la disminución de la permeabilidad relativa al gas debida al incremento de la saturación de agua ⁽¹⁰⁾.

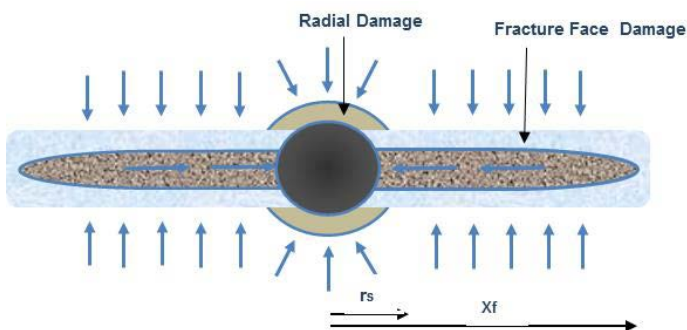


Fig. 5 Daño combinado sobre la Fractura

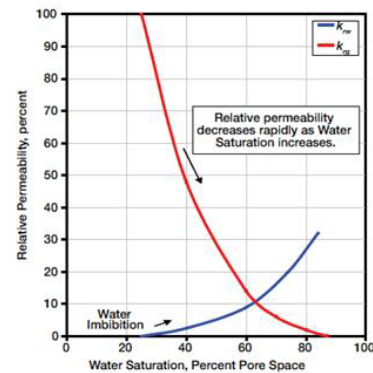


Fig.6 Cambio de permeabilidad relativa con la imbibición de agua

Bajo circunstancias ideales (presión original del reservorio, y permeabilidad elevada), la caída de presión a través de la zona dañada es suficiente para poner en movimiento el fluido y recuperar la mayor parte del fluido inyectado. En el caso de reservorios de baja presión y/o de baja permeabilidad, la caída de presión en la zona invadida podría no ser suficiente para remediar el daño ⁽¹¹⁾.

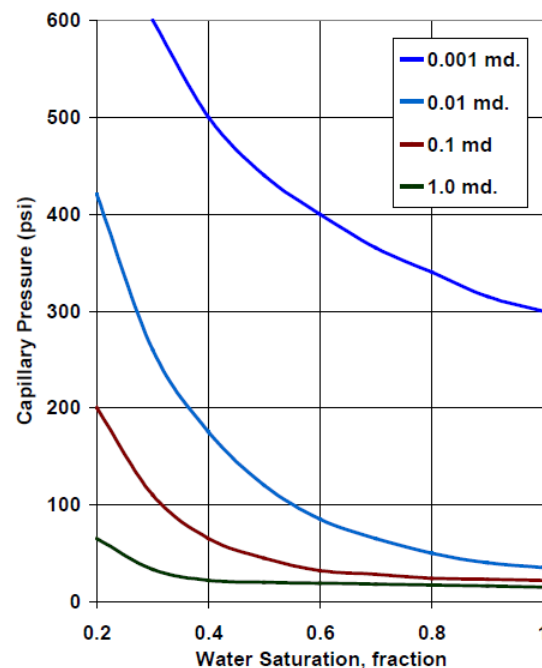


Fig.7 Efecto de la capilaridad en la saturación de agua

La solución en este caso fue el empleo de un fluido energizado con nitrógeno que permita crear cierta saturación de gas en la zona invadida, y así, facilitar la recuperación del fluido de fractura. El gas en un estado de burbuja comprimida, actúa como una fuerza adicional cuando se despresuriza el pozo, debido a su expansión.

El diseño del tratamiento de estimulación concebido para el yacimiento Loma la Lata contempla los siguientes tópicos:

- Fluido de fractura de baja carga polimérica, con características de transporte adecuadas para las condiciones de reservorio y elevadas concentraciones de agente de sostén.
- Minimizar la cantidad de agua inyectada a formación. Dejar una mayor permeabilidad relativa al gas en la cara de la fractura.
- “Flowback” inmediato post fractura, aprovechando la energía adicional en el reservorio para recuperar el fluido inyectado.
- Controlar la devolución de agente de sostén post tratamiento. En tal sentido, se trabajó con diversas tecnologías de agentes de sostén, apuntadas a frenar dicha devolución.

Fluidos de Fractura Energizados o Espumados con Nitrógeno

La medida de la proporción de nitrógeno agregada a la mezcla total del sistema se denomina Calidad.

Existen dos calidades habitualmente utilizadas en la industria: Mitchell e Internal Proppant Phase (IPP).

$$\%Q \text{ Mitchell} = \frac{VN2}{(VN2 + Vliq)} \cdot 100$$

$$\%Q \text{ IPP} = \frac{(VN2 + Vp)}{(VN2 + Vp + Vliq)} \cdot 100$$

VN2: Volumen de N2 en condiciones de fondo, gal

Vliq: Volumen de líquido, gal

Vp: Volumen de agente de sostén, gal

En función del porcentaje de la fracción de nitrógeno en el sistema, podemos categorizar el fluido de fractura como nitrificado para calidades de N2 menores a 40%, y como fluido espumado para calidades mayores a 52% y menores a 90%, siendo necesario un agente espumígeno para estabilizar la fracción gaseosa.

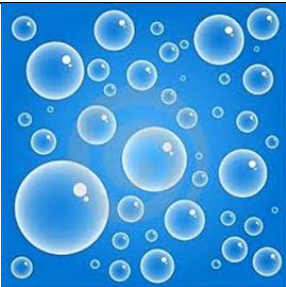
 Nitrificación N2 Disperso 15 ~40 % N2 100 – 1000 scf/bbl	 Espumado Fluido Disperso. > 52% N2 Surfactante. 5000 – 10.000 scf/bbl.
--	--

Fig. 8 Clasificación de fluidos energizados con nitrógeno

Los fluidos espumados ofrecen excelentes propiedades de transporte, superiores a la del fluido base, cuentan con una alta eficiencia de filtrado (bajo leakoff) y un menor requerimiento de agua que una fractura convencional. En demerito de los fluidos espumados, no se puede conseguir bombear a formación concentraciones superiores a 7 ppa (libras agregadas por galón de fluido limpio) y se incrementa la presión en superficie debido a la mayor pérdida de carga por fricción en tubulares y por ejercer una menor presión hidrostática.

En cambio, los fluidos nitrificados permiten contar con propiedades de transporte óptimas, equivalente a la del fluido base utilizado, y menores limitaciones respecto a la concentración máxima, pudiendo alcanzar 12 ppa en fondo.

Para lograr un adecuado transporte a mayores concentraciones de agente de sostén se decidió energizar el fluido base, utilizando calidades de espuma que iban desde 15 a 40%, en función de la presión de reservorio. La capacidad de transporte del agente de sostén queda en función directa del fluido base utilizado, siendo en este caso un gel reticulado de baja carga polimérica, variando de 20 a 25 libras cada mil galones de fluido (ppt) según el grado de disminución de la presión del reservorio.

La relación de nitrógeno a líquido (NLR) promedio bombeada, se contempla en el diseño con el objetivo de estar por encima del valor teórico necesario para que el pozo se mantenga en fluencia, sin ahogarse, durante el “flowback” posterior a la fractura.

Nótese que, comparativamente con un tratamiento base agua, donde posteriormente a realizar la fractura se debe insumir cuantioso tiempo en limpieza con coiled tubing, en un tratamiento energizado con calidad promedio de 30%, se inyecta un 30% menos de agua (incluido polímero y demás aditivos), y se favorece la recuperación de lo vertido energizando la fractura y la zona invadida por el filtrado.

A medida de que se avanzó en la ejecución de los tratamientos, y con el objetivo de incrementar la proporción de nitrógeno inyectada a formación, se implementó el bombeo de tratamientos combinados: colchón de la fractura espumado, nitrificando las etapas con agente de sostén, y espumando el desplazamiento.

Descripción del fluido Base:

Los trabajos realizados utilizaron como fluido base un gel reticulado de baja carga polimérica. Dicha carga es en función del valor de presión poral de la formación y varía de 20 a 25 ppt.

El sistema está compuesto por un gelificante base Carboximetil Guar (CMG) de alta refinación, un estabilizador de pH y un reticulador base zirconato. A pesar de la baja carga polimérica, el sistema permite desarrollar valores adecuados de reología para transporte de agente de sostén y controlar la tasa de filtrado a la formación, logrando una mejor y más rápida limpieza sobre el pack de agente de sostén.

Dado a la naturaleza del reticulador, la activación del fluido es retardada, lo que nos permite reducir la componente de presión asociada a la fricción del fluido en cañería, y la posibilidad de energizar los tratamientos aún en pozos donde la instalación final de producción (tubing de 2 7/8” ó 3 1/2”) ya ha sido bajada.

También forman parte del sistema un estabilizador de arcillas y un surfactante no iónico que mejora la recuperación del fluido vertido. Con bajas concentraciones del producto se logran

importantes reducciones en la tensión superficial, desde 72.7 Din/cm (agua dulce) hasta valores de 28 Din/cm.

Otro constituyente clave del fluido base es la utilización de un ruptor enzimático, formulado para degradar polímeros base guar modificados en compuestos solubles pequeños, minimizando de este modo el daño producido en formación y pack de agente de sostén. Al mismo se lo dosifica de forma combinada con ruptores oxidativos. Su tiempo de acción en el reservorio es esencialmente indefinido, comparado con ruptores oxidativos convencionales, y tiene mayor eficiencia dado que rompen uniones específicas de los polímeros.

EJECUCIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA ENERGIZADAS

El caudal de bombeo de los tratamientos oscila entre 22 y 24 barriles por minuto (BPM) en fondo. El mismo está constituido por 16 a 18 BPM de fase líquida y agente de sostén, y el resto del caudal dado por la fase gaseosa.

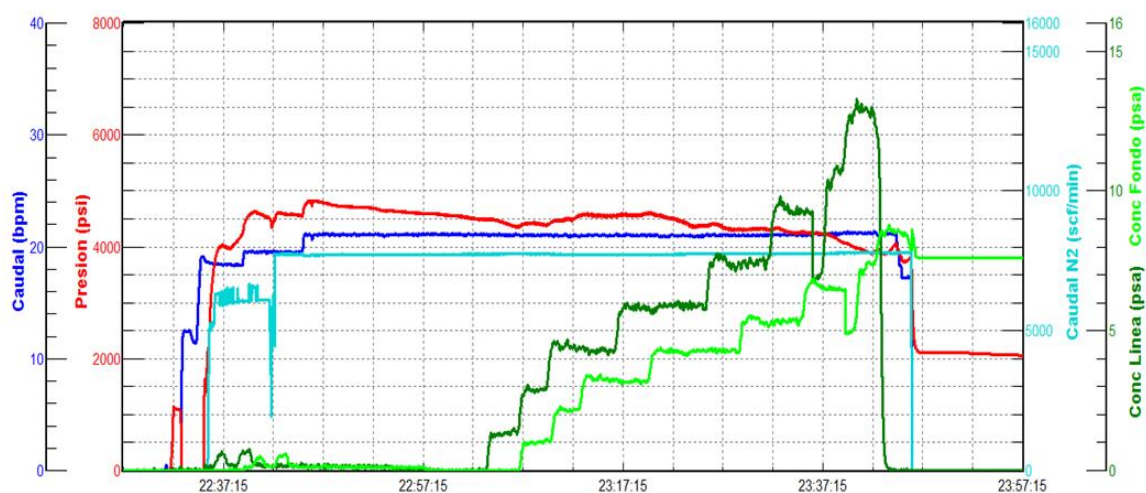


Fig. 9 Tratamiento de Fractura Nitrificado

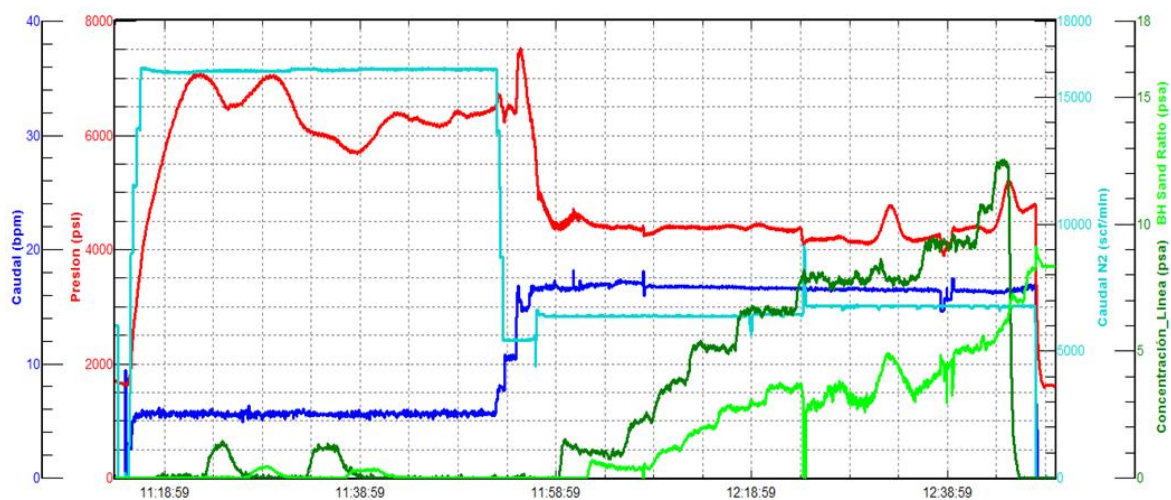


Fig. 10 Tratamiento de Fractura Combinado: Espumado y Nitrificado

Para aumentar las probabilidades de que el pozo arrancara sin intervención del coiled tubing, y teniendo en cuenta la continua disminución de la presión poral, se comenzaron a ejecutar los tratamientos combinados, espumando el colchón con calidades de 60-70% y energizando el resto del tratamiento con calidades del orden del 40 % (Figuras 9 y 10).

En este último tiempo, hemos extendido el tipo de tratamiento mencionado a pozos horizontales, los cuales anteriormente se estimulaban solamente con gel base agua. Generalmente son pozos *open hole* en su rama horizontal, con un sistema de terminación constituido por packers y camisas deslizables operados mediante bolas. Considerando que el diseño de la construcción del pozo comprende la realización de 5 a 7 etapas de fractura, el sistema de camisas deslizables permite disminuir los tiempos operativos de la terminación y acelerar la puesta en producción.

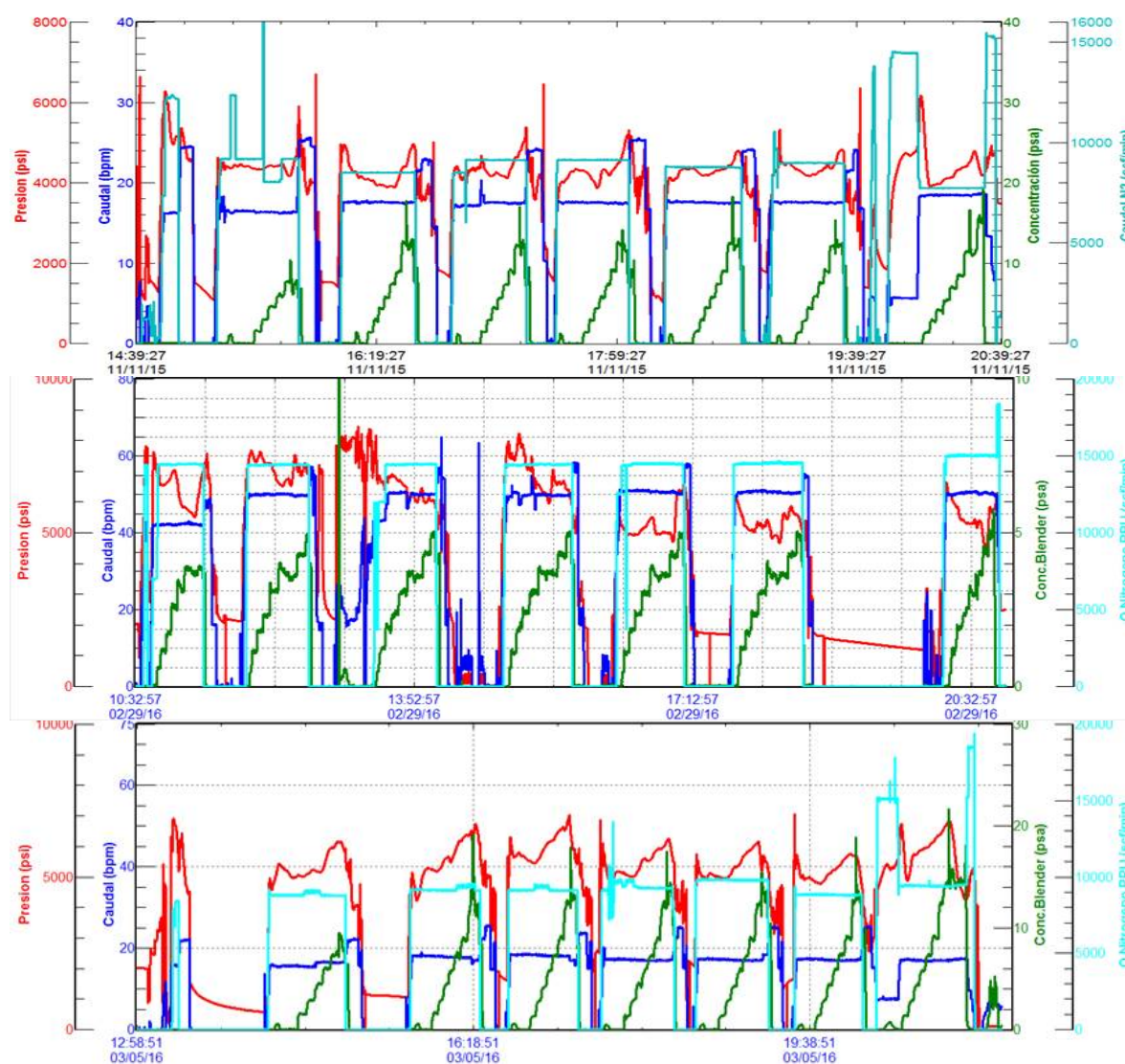


Fig.11 Tratamientos en Pozo Horizontales: Sistema de Camisas Deslizables

Mediante una adecuada logística y organización de tareas, se ha logrado satisfactoriamente el objetivo de realizar la totalidad de las etapas energizadas en una única jornada laboral, con un único grupo de trabajo para cada pozo (Figura 12).

Adicionalmente, la mayoría de los pozos horizontales han arrancado solamente con la energía del reservorio y la energía adicional aportada por la expansión del nitrógeno inyectado durante los tratamientos, minimizando la utilización del coiled tubing y costos operativos, y acelerando la conexión al sistema de producción.

FLOWBACK POST FRACTURA

Finalizado el desplazamiento del tratamiento de fractura energizado, el pozo se abre inmediatamente, aprovechando así la energía remanente otorgada por la expansión del nitrógeno.

Esta energía permite poner en movimiento el fluido en la zona cercana a la cara de la fractura, sobre pasando los efectos de capilaridad y aumentando la recuperación del fluido de fractura.

La apertura del pozo se realiza en forma controlada y bajo la técnica de cierre forzado. A través de la selección de orificios adecuados, el objetivo es lograr en el tubing una velocidad ascensional suficiente como para elevar el líquido inyectado durante la fractura a superficie.

Esto permite la recuperación inmediata de la mayor cantidad de fluido de fractura, dejando de esta manera el menor daño posible en el pack de arena de fractura, lo que aumenta la performance de producción.

Por lo mencionado anteriormente, se debe considerar el flow back como parte integral del tratamiento de estimulación.

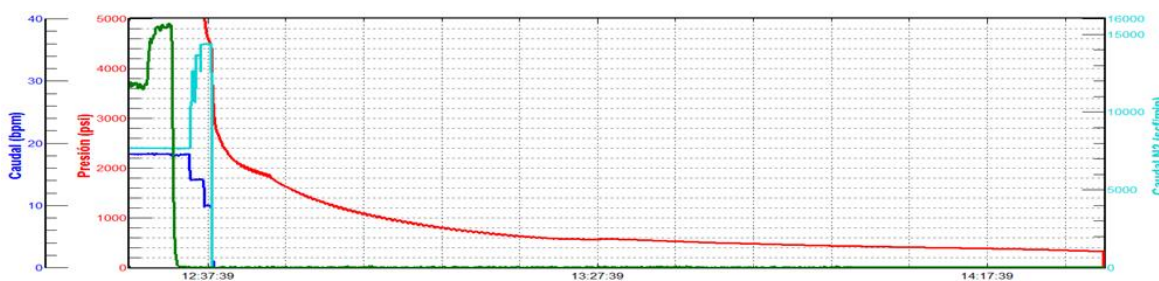


Fig.12 Carta de Flowback Post Fractura

Los pozos son abiertos inicialmente por orificio de 4 mm. Si en el tiempo aproximado de 6 horas no se observa devolución de agente de sostén se los pasa a 6 mm por un tiempo de ensayo de 24 horas. Luego de este tiempo, se incrementa los diámetros de orificio a 8 mm y 10 mm durante el mismo periodo de tiempo.



Fig.13. Pozo Horizontal: Sistema de terminación con camisas deslizables. La boca de pozo contempla: 1. Omega. 2. Ball Launcher. 3. Ball Catcher

En resumen los parámetros básicos de estos tratamientos, dependiendo de si se trata de un pozo vertical u horizontal.

Pozo dirigido (pozo reparado o nuevo):

Caudal total de Bombeo: 22~24 bpm.
 Caudal líquido + Ag. Sostén: 16~18 bpm.
 Caudal de Nitrógeno: 7000~15000 scfm.
 Presión de tratamiento: 5500 - 7500 PSI
 Volumen de Gel: 130-160 m3 Gel x-linkeado (20 a 25 lb/1000 gal).
 Volumen de Nitrógeno: 25,000 lts. Calidad: 25 ~40 %
 Agente de Sostén: 100,000~150,000 lbs Sintered Bauxite 20/40.
 Concentración final 8~10 lb/gal.

Pozo horizontal: 5/7 etapas (pozo nuevo)

Caudal total de Bombeo: 24 bpm.
 Caudal líquido + Ag. Sostén: 16~18 bpm.
 Caudal de Nitrógeno: 8000~15000 scfm.
 Presión de tratamiento: 4000 - 6500 PSI
 Volumen de Gel: 700 m3 Gel x-linkeado (25 lb/1000 gal).
 Volumen de Nitrógeno: 120,000 lts. Calidad: 25 ~40 %
 Agente de Sostén: 430,000 lbs Sintered Bauxite 20/40.
 Concentración final 6 ~10 lb/gal.

RESULTADOS

Desde el inicio del empleo de esta metodología en el 2008 hasta el presente, se refracturaron 17 pozos, terminaron 21 pozos verticales/dirigidos y 8 pozos horizontales (Cuadro 1)

Año de Campaña	Pozos		
	Reparados	Terminados verticales/dirigidos	Terminados horizontales
2008	1	0	0
2009	3	2	0
2010	1	6	0
2011 (*)	1	0	0
2012 (*)	0	0	0
2013	2	3	0
2014	3	2	2 (1)
2015	5	4	2 (2)
2016 (Desde Enero a Mayo)	1	4	4 (3)

* Sin autorización para intervenir pozos de los superficiarios

(1) 1 con 7 puertos, 1 con 2 puertos por motivos técnicos

(2) 1 con 7 puertos

(3) 1 con 5 puertos, 1 con 6 puertos y 2 con 7 puertos

Cuadro 1

Entre las operaciones realizadas en el yacimiento, se seleccionaron dos pozos de características petrofísicas y de presión similares, para mostrar los resultados obtenidos y evaluación de las metodologías empleadas. Estos pozos se encuentran ubicados en el mismo bloque, separados por mil metros de distancia (Fig. 15).

En el ejemplo el **Pozo 1** corresponde al perfil de producción de un pozo nuevo que fue estimulado hidráulicamente con nitrógeno en noviembre del 2010, con un caudal de gas inicial de 130000 m³/d, manteniendo la producción promedio de los primeros dos años entre 120000 -130000 m³/d.

El Pozo 2, terminado en diciembre del 2010 fue fracturado empleando otra técnica, sin la utilización de fluido energizado, y su caudal inicial fue de 120000 m³/d, es decir de orden similar al mencionado.). La gran diferencia entre ambos reside en que antes de cumplir los 6 meses de producción, el caudal promedio disminuyó a 60000 m³/d, lo cual se mantuvo durante un año y medio para caer nuevamente a la mitad de esa producción (Fig. 14).

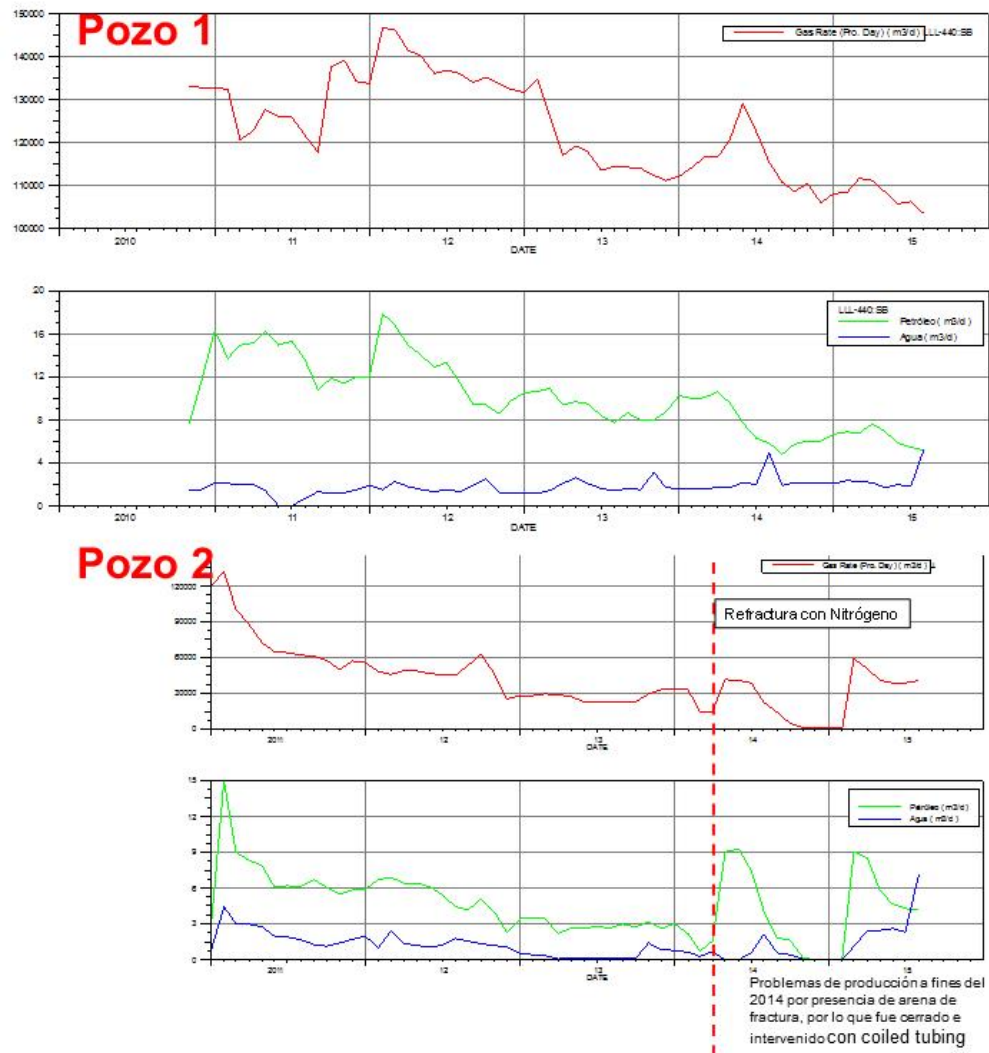


Fig. 14

Debido a la rápida declinación en la producción, el pozo 2 fue refracturado en febrero 2014 con nitrógeno.

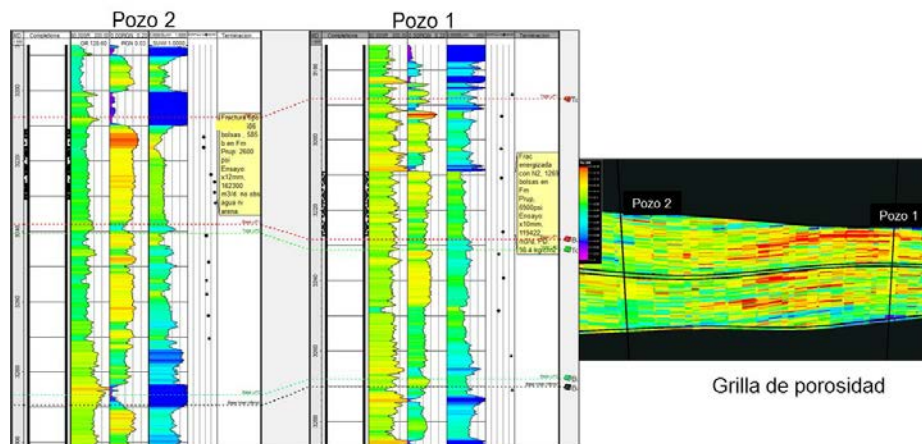


Fig. 15

CONCLUSIONES

- Dentro del proceso de optimización que se ha seguido en el desarrollo del yacimiento, la aplicación de Fluidos Energizados con Nitrógeno en fracturamiento hidráulico, ha sido una de las claves para sustentar una producción comercial de gas y condensado.
- A pesar de la baja carga polimérica utilizada, los fluidos energizados muestran buenas capacidades de transporte de agente de sostén, también reducen el volumen de agua inyectada a formación. De esta forma se consigue disminuir la saturación de agua de la zona invadida, logrando una mayor y más rápida limpieza del fluido inyectado.
- Permite realizar la estimulación a través de la instalación final de producción, evitando maniobras adicionales con equipo de workover.
- Inicialmente las fracturas con N2 fueron realizadas originalmente en reparaciones, y a partir de los resultados obtenidos, luego se extendió con éxito a la terminación de pozos nuevos en el proyecto infill Loma la Lata.
- La producción obtenida mediante la aplicación de esta técnica justificó la ejecución del primer pozo horizontal estimulado con nitrógeno en este reservorio, lo que abrió el camino a 5 pozos más estimulados bajo esta modalidad.
- Los resultados obtenidos empujan los límites respecto a expectativas futuras del yacimiento, dando lugar a la programación de más pozos horizontales a fracturar bajo esta misma modalidad.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a YPF S.A. y a Baker Hughes la autorización para la publicación de este trabajo y a todos aquellos que de una forma u otra ayudaron a la confección del mismo.

BIBLIOGRAFÍA

- (1) **Hechem, J. J., & Veiga, R. (2002)** Loma la Lata, Enseñanzas del pasado y algunas preguntas para el futuro. En Trabajos Técnicos, 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas. IAPG [Ed.] – CD ROM. Mar del Plata.
- (2) **Alvarez, L., Peñacorada, F., d'Huteau, E., Perez Millan, S., & Sentinelli, R. (2012).** Fracturas hidráulicas en campo de gas maduro y de baja presión de reservorio – Problemas y soluciones en la formación Sierras Blancas, yacimiento Loma La Lata, Neuquén, Argentina. Revista Petrotecnia, IAPG, Octubre 2012, 5: p 56 – 64.
- (3) **Legarreta, L & Gulisano, C, (1988).** Análisis estratigráfico secuencial de la cuenca Neuquina (Triásico superior - Terciario inferior). En: Cuencas sedimentarias argentinas.

Chebli G.A. y L.A. Spalletti (Eds.). Serie Correlación Geológica N° 6, 221-243. Inst. Sup. de Corr. Geol., Univ. Nac. de Tucumán.

- (4) **Uliana, M.A. & Legarreta, L., (1993).** Hydrocarbon Habitat in a Triassic-to-Cretaceous Sub-Andean Setting: Neuquén Basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geology*. Vol. 16 (4):397-420.
- (5) **Muñoz, M., Giusiano, M. & Conti Persino, A. (1984).** El origen eólico de la Formación Tordillo (Miembro Verde), en el yacimiento Loma La Lata, provincia del Neuquén. IX Congreso Geológico Argentino, Actas V. (pp 315-323)
- (6) **De Vera, H., Limeres, A., Calarco, J, Grinberg, M., & Cottone, S. (1996).** Estudio de reservorio campo Loma La Lata – gas. Informe interno inédito YPF.
- (7) **Veiga, R., Maretto, H. & Verzi, H. (2001).** Modelado bidimensional en el ámbito central de la Cuenca Neuquina (Argentina). *Boletín de Informaciones Petroleras*, Año XVIII, N°67 (pp 50-63)
- (8) **Maretto, H & Rodriguez, L. (2005).** Yacimiento Loma La lata, Descripción de las Condiciones de Acumulación en la Formación Sierras Blancas. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, IAPG [Ed.]: pp. 271-288.
- (9) **Marteau M., Cláa, R, Terrasanta, G. & Valenzuela, G. (2012).** Caracterización estática de la Formación Sierras Blancas en el sector sureste del yacimiento Loma La Lata, cuenca Neuquina. Informe interno inédito YPF.
- (10) **Michael J. Economides, Tony Martin (2007).** Modern Fracturing – Enhancing Natural Gas Producing- Chapter 7 Fracturing Fluids and Formation Damage.
- (11) **Friehauf, K. E., & Sharma, M. M. (2009).** Fluid Selection for Energized Hydraulic Fractures. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/124361-MS

AUTORES

Luis Alberto Alvarez, Licenciado en Ciencias Geológicas de la F.C.E. y N. (Universidad de Buenos Aires) -1986, Postgrado: Explotación de Yacimientos - Rama Ingeniería de Reservorio (Universidad de Buenos Aires) -1987.

Ingreso en YPF S.E. Agosto 1986, Administración Plaza Huinul, Neuquén - Departamento de Minería y Geología de Explotación (Cuenca Neuquina) en el sector de operativa de Reservorios en

diversos yacimientos de las provincias de Neuquén y Mendoza, especialmente Chihuido de la Sierra Negra y Loma La Lata convencional y no convencional.

Actualmente se desempeña como Principal Geólogo de Operaciones, Grupo de Estudios, Activo Loma La Lata, Regional Neuquén

Fabio Peñacorada, Ingeniero Industrial graduado en la Universidad Nacional Del Sur, Ingresó a YPF en el año 1995 como Ingeniero de Terminación y Estimulaciones para la cuenca del Golfo San Jorge. En el año 2005 pasó a trabajar en el sector de Estimulaciones en el yacimiento Loma La Lata. Posteriormente, en el año 2007, lideró el primer proyecto piloto de Tight Gas en yacimiento Lajas.

Actualmente es referente de estimulaciones para la cuenca Neuquina.

Carlos Daniel Bórquez, Ingeniero en petróleo graduado en la Universidad Nacional del Comahue (UNCo), con 10 años de experiencia trabajando en los servicios de Cementación y Estimulación de pozos de Petróleo y Gas.

Ingreso a BJ Services, en mayo 2006 trabajando en diseño, ejecución y análisis de cementaciones primarias, secundarias y trabajos de estimulación ácida. Desde el año 2012, realizada la fusión con Baker Hughes, desempeñándose como ingeniero de campo para el servicio de fracturación hidráulica.

Actualmente cumpliendo la función de Ingeniero de cuenta, en el servicio de estimulación para YPF- Área convencional.

Gastón Eduardo Mellado, Ingeniero Químico graduado en Neuquén, en la Universidad Nacional del Comahue (UNCo), con más de 10 años de experiencia trabajando en los servicios de Cementación y Estimulación de pozos de Petróleo y Gas.

Inicio de actividad en la industria petrolera en BJ Services, en el año 2006, trabajando en diseño, ejecución y análisis de fracturas hidráulicas en áreas de Neuquén y Rincón de los Sauces. A partir del año 2012 en Baker Hughes, cumpliendo la función de Ingeniero de cuenta, en el servicio de estimulación para distintas compañías operadoras.

Actualmente en función de ingeniero de cuenta, abocado a la actividad de estimulación de YPF, No Convencional.