

RE-INGENIERÍA Y OPTIMIZACIÓN OPERATIVA DE CONSTRUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES Y DIRIGIDOS EN LOMA LA LATA - Fm. SIERRAS BLANCAS

Jorge Torres, YPF S.A, jorge.a.torres@ypf.com, Nicolas Demarchi, YPF S.A, nicolas.demarchi@ypf.com, Jesús Quintero, YPF S.A, jquinteror@ypf.com, Federico Damico, YPF S.A, federico.damico@ypf.com, Pablo Raffin, YPF S.A, pablo.raffin@ypf.com, Ezequiel Pozo, YPF S.A, ezequiel.pozo@ypf.com, Lucas Sepulveda, YPF S.A, lucas.sepulveda@ypf.com, Carlos Orlandi, YPF S.A, carlos.orlandi@ypf.com, Rodrigo Peralta, YPF S.A, rodrigo.g.peralta@ypf.com

SINOPSIS

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 ambos márgenes del río Neuquén.

El Proyecto Integral de Pozos Infill Zona SE, se inició en el periodo 2009 con la finalidad de mejorar el esquema de producción, ubicando los objetivos de los pozos a 500 m de distancia. El proyecto inicial contemplaba un total de 55 pozos, habiéndose ejecutado 20 pozos hasta 2014.

Los diseños mecánicos de estos pozos hasta 2014 eran de tres cañerías los Dirigidos y de cuatro cañerías los Horizontales, las terminaciones contemplaban fracturas a través de tubing. Estos diseños mecánicos más los tiempos perdidos en las operaciones, principalmente en perforación, hicieron que el proyecto no pueda sustentarse en el tiempo, debido a los elevados costos y tiempos. Por lo tanto, los desafíos principales en éste proyecto fueron dos, re-ingeniería de perforación y terminación en ambos tipos de pozos y optimización de la operación de perforación.

La re-ingeniería de perforación y completación junto con la optimización operativa redujo los tiempos y costos, los que permitió incrementar la cantidad de perforaciones y puestas en producción a partir del 2015. Actualmente los pozos Dirigidos son de dos cañerías y los Horizontales de tres, estos nuevos esquemas permitieron que los resultados de perforación superaran las expectativas de rentabilidad definidas para el proyecto, lográndose una reducción en los pozos Dirigidos del 70% en tiempos y del 59% en costos, mientras que en los Horizontales fue del 55% en tiempos y del 54% en costos. Las terminaciones de los pozos dirigidos mostraron una reducción de costos del 60%.

Con estos resultados se incrementó el número total de pozos para el proyecto hasta 2018 pasó de 55 inicialmente en 2009 a 70 pozos en la actualidad.

Introducción

Loma la Lata es un yacimiento maduro de gas y condensado ubicado en la Provincia de Neuquén (Figura 1). El primer pozo se perforó en Enero de 1977 y actualmente cuenta con 269 pozos productores de gas.

Se encuentra en la zona central de la provincia, al norte del embalse Los Barreales y, a ambos márgenes del río Neuquén. Dista 90 km en dirección NNW de la capital de la provincia, y 100 km al NNE de las localidades Plaza Huincul y Cutral Co. La localidad de Añelo se encuentra dentro del área del campo.

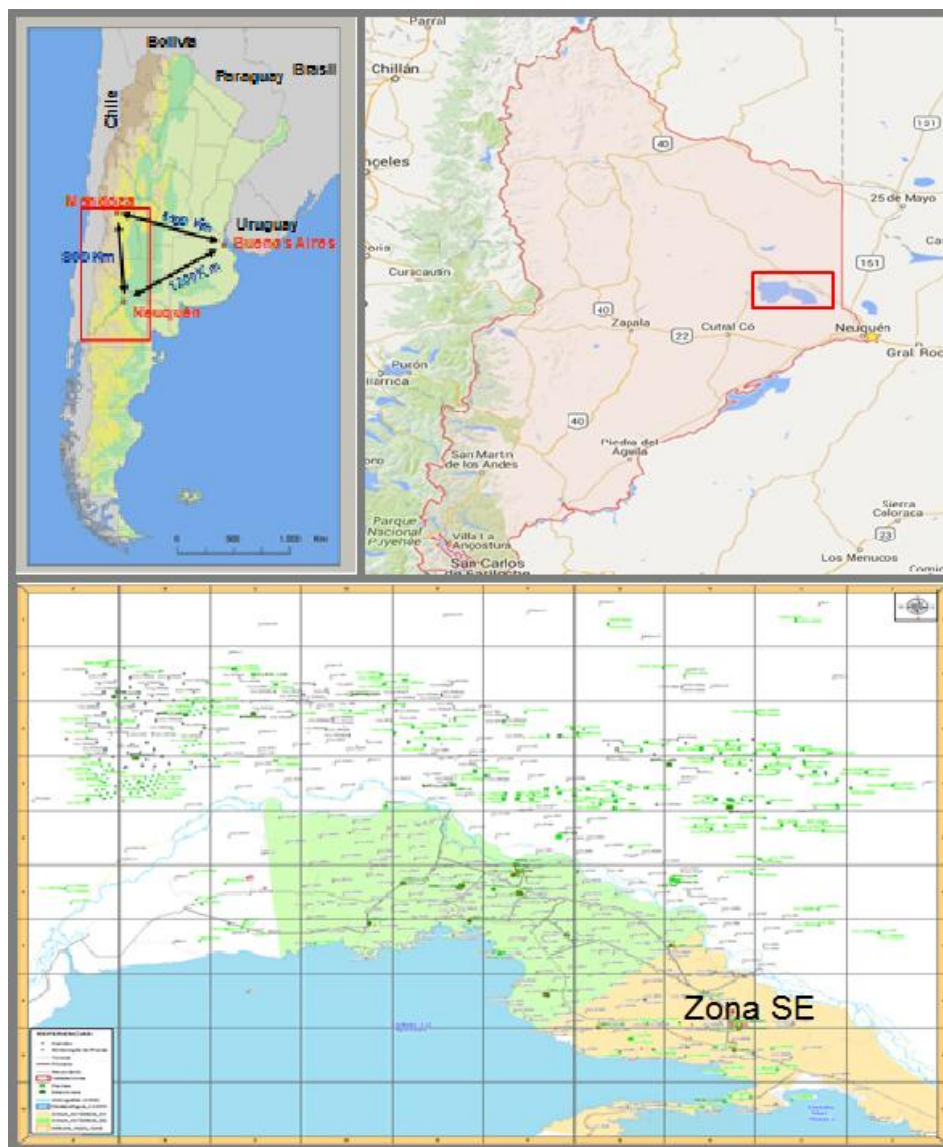


Figura 1. Ubicación del Área Loma la Lata

La estructura dominante en el campo Loma La Lata es un anticlinal de forma cómica elongada, amplia, cuyo ápice se encuentra en la zona de Sauzal Bonito. Sus flancos son suaves, tendidos y de gran desarrollo areal con buzamiento monoclinal hacia el ENE que no superan los 2° a 3°. El

modelo de fallas corresponde a fallas directas de rumbo sudeste – noroeste, que se caracterizan por tener rechazos verticales no mayor a los 2 m.

La formación productiva objetivo en este proyecto es Sierras Blancas la cual se encuentra a una profundidad aproximada de 3100 mTVD. Las presiones estáticas esperadas en las zonas a perforar se encuentran entre 150 y 180 kg/cm². Está formada esencialmente por arenas de origen eólico con tres facies dominantes: areniscas finas a medias entrecruzadas correspondientes a cuerpos de dunas (principal reservorio); areniscas finas a gruesas laminadas correspondientes a interdunas secas y en menor medida areniscas masivas bioturbadas asociadas a superficies de deflación.

La extensión del modelo estático de Fm. Sierras Blancas dentro de la zona Sudeste del yacimiento está limitada hacia el este por el contacto de agua-gas, hacia el oeste por el Pinchout del reservorio, hacia el sur por el límite del área concesionada y hacia el norte por el cambio petrofísico entre la zona central y sudeste del yacimiento, como lo muestra el mapa de la siguiente figura.

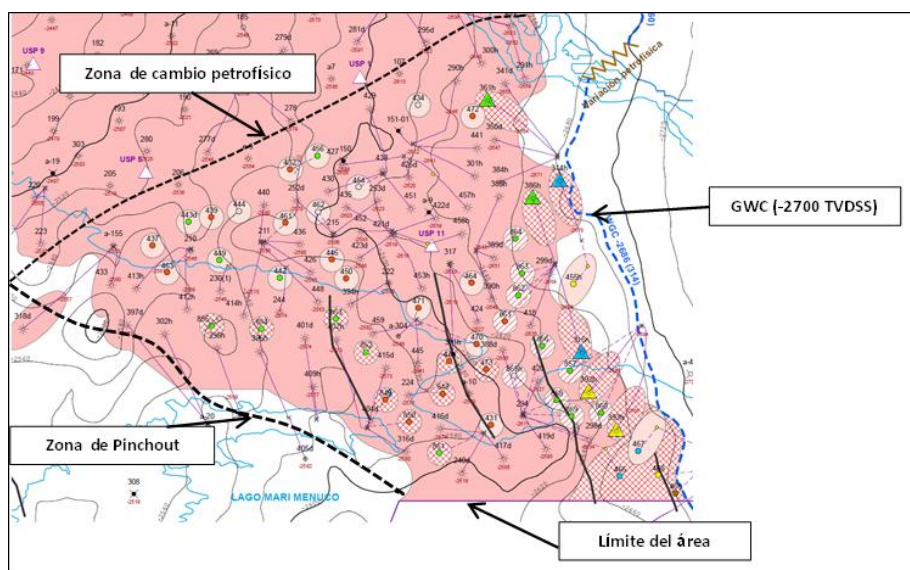


Figura 2. Límites o bordes del yacimiento LLL-Infill

Desarrollo

Para la optimización realizada en el proyecto Infill, se trabajó en forma multidisciplinaria entre construcciones, geología, producción, reservorios y P&WO.

Desde geología se presentó, un nuevo análisis con conclusiones técnicas sobre la Fm. Quintuco, sirviendo éste documento como soporte técnico para validar una nueva ventana de presiones para ésta formación. Realizándose luego la re-ingeniería de los diseños mecánicos de los pozos dirigidos tipo “S” y horizontales, el ajuste de la metodología de perforación y la optimización de tiempos operativos.

Las conclusiones de éste trabajo fueron las siguientes:

1. La zona comprendida por el proyecto de perforación infill de Sierras Blancas, se encuentra en la zona de transición entre la zona normalmente sobre-presionada y la zona de presión normal o sub-presionada.
2. El área comprendida en el proyecto, no se encuentra dentro de la zona de fracturas.
3. La presión de la Formación Quintuco esperada será muy cercana a la hidrostática.
4. Son muy escasas las probabilidades de encontrar alguna zona normalmente sobrepresionada, ya que ninguno de los pozos perforados previamente de este proyecto, han presentado manifestaciones importantes que no hayan sido controladas con la circulación de lodo.

El estudio sobre la Formación Quintuco junto con la Formación Vaca Muerta indica que conforman un evento transgresivo (Vaca Muerta) – regresivo (Quintuco) que cubre toda la cuenca conformando un sistema petrolero. Los sedimentos de la Fm. Quintuco describen la progradación de un ciclo (Figura 3), siendo este, un conjunto de clinoformas progradantes a partir de una importante trasgresión basal que evoluciona a secuencias de plataformas extensas, tipo rampa.

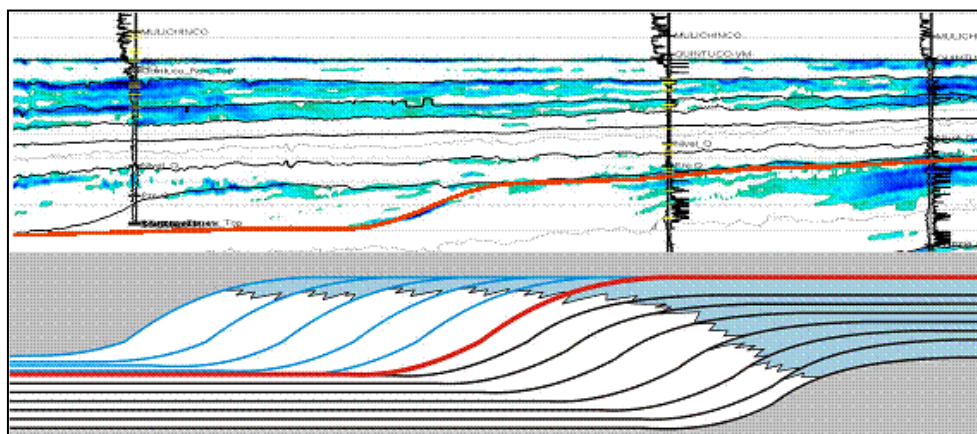


Figura 3. Ciclo transgresivo - regresivo

Las litologías de la Fm. Quintuco, para esta parte de la cuenca, serían principalmente calizas de variado tipo, desde mudstone, wackstone, packstone, grainstones oolíticos, con una fuerte participación clástica.

El ambiente deposicional se desarrolla en una plataforma carbonática interna, somera y abierta, de alta energía a parcialmente restringida. Se reconocen tres tipos de facies: facies de plataforma abierta facies de barras oolíticas y facies de lagoon. Debido a su amplia diversidad de ambientes de sedimentación se convierte en un reservorio altamente complejo.

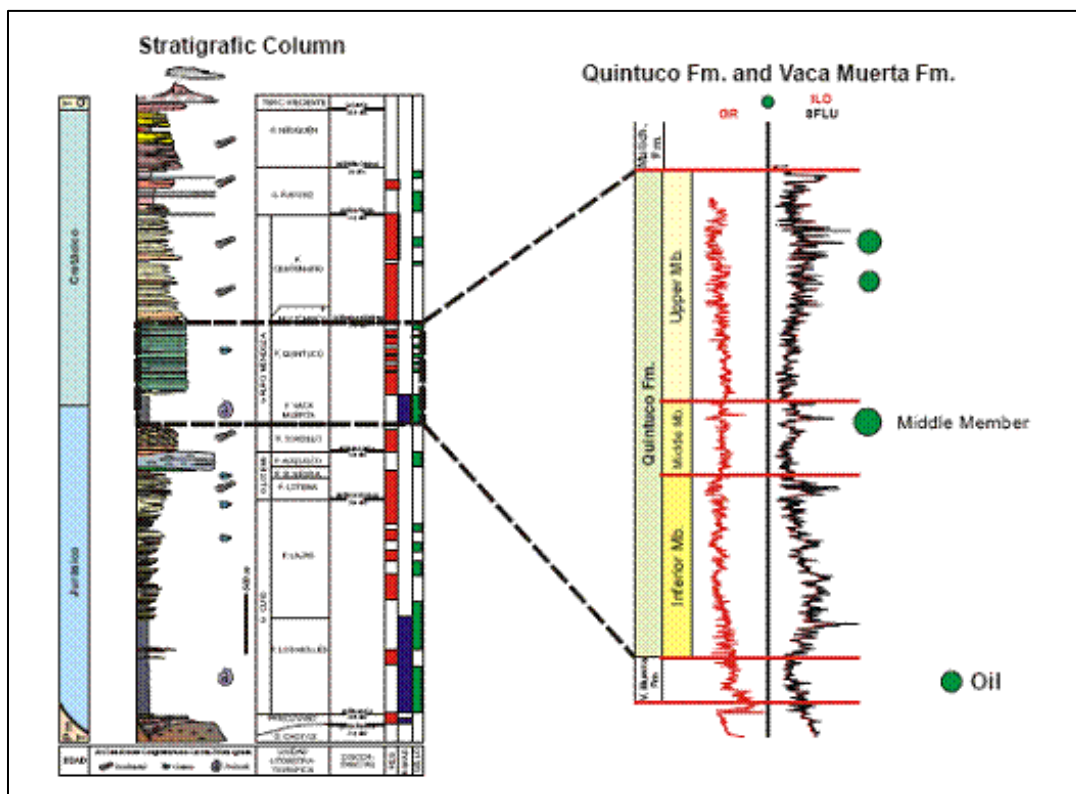


Figura 4. Columna estratigráfica de la Formación Quintuco.

La Formación Quintuco se divide en base a la geometría de los perfiles eléctricos en tres miembros: inferior, medio y superior (Figura 4). El miembro inferior se correlaciona con los sistemas progradacionales (regresión forzada), donde se producen eventos de exposición subaerea de los carbonatos. El miembro medio se caracteriza por la predominancia de facies finas y presencia de un nivel carbonatico de gran expresión regional denominado “Nivel Q”, terminando con un importante ciclo transgresivo. Por último el miembro superior es netamente agradacional con predominancias de calizas oolíticas.

Los espesores netos de reservorio varía entre 1 y 20 m, el rango de porosidades de los carbonatos oscila del 2 al 5 % para el Quintuco Medio y puede alcanzar valores cercanos al 13 % para el miembro Superior. Las mediciones de permeabilidad en coronas muestran valores muy bajos desde 0,01 hasta 0,6 mD, esto indicaría que el grado de movimiento en la matriz seria nulo. Las grandes producciones iniciales más los ensayos de build up han comprobado que es un reservorio de doble porosidad (fracturas más porosidad por disolución). Los procesos diagenéticos jugarían un rol importante en las propiedades petrofísicas que poseen dichos carbonatos.

La Formación Vaca Muerta, es la roca generadora de la cuenca y está compuesta por arcilla, materia orgánica y un 20% de material carbonatico, con muy baja permeabilidad.

El petróleo de la Formación Quintuco en el yacimiento de Loma La Lata fue descubierto a partir del pozo de estudio YPF.Nq.LLL.e-4, perforado a fines de 1977, y puesto en producción a partir de febrero de 1978. La Formación Quintuco ha sido ampliamente perforada, con más de 200 pozos exploratorios en la cuenca y 12 yacimientos descubiertos.

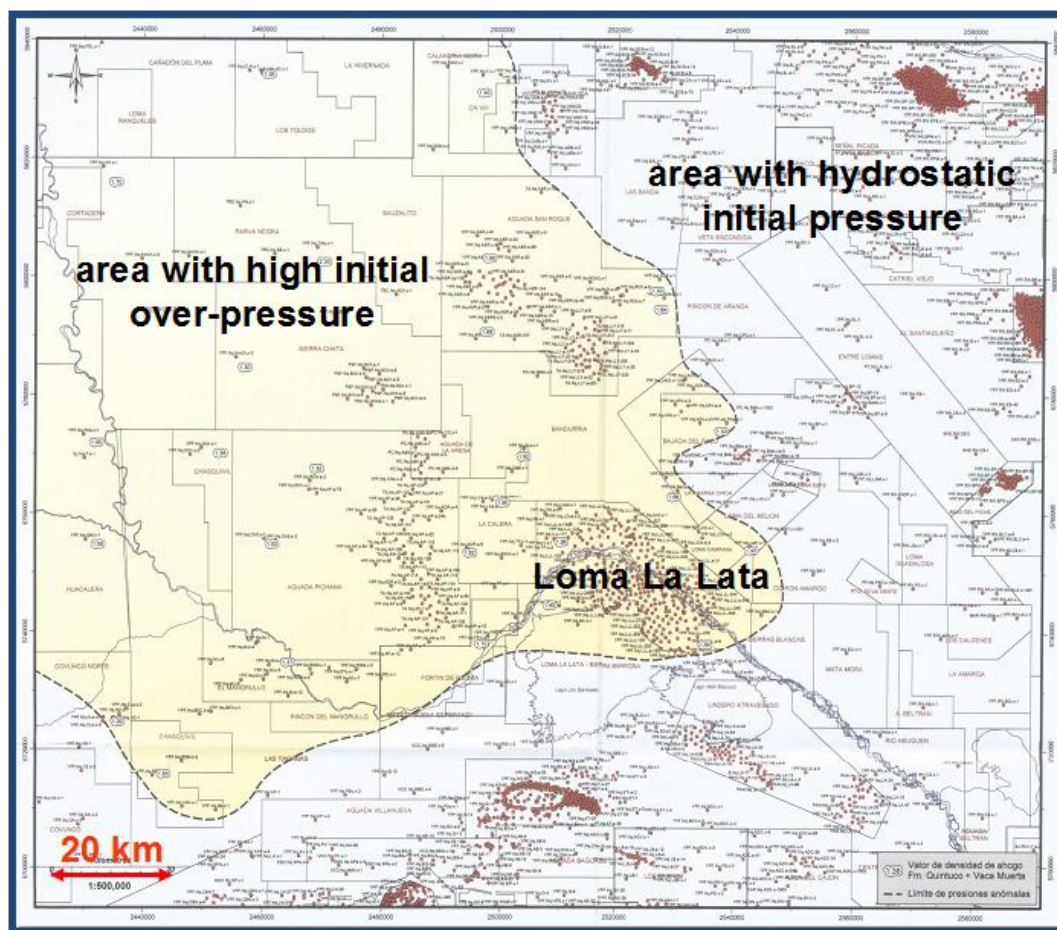


Figura 5. Mapa de sobrepresión Fm. Quintuco.

Desde el comienzo de la explotación de la Formación Quintuco, se comprobó la sobrepresión que presentaba este reservorio, no solo en Loma La Lata, sino en determinadas zonas de la cuenca. En el caso del pozo descubridor (YPF.Nq.LLL.e-4) la presión inicial fue 385 kg/cm^2 a una profundidad de 1850 mbnm (TVDSS).

El sector Exploración de YPF, a partir de los datos aportados por los pozos exploratorios, empleando la información de los valores de densidad de lodo de perforación con los cuales se debió atravesar los niveles carbonáticos de la Formación Quintuco, generó un mapa regional (Figura 5) de sobrepresión en el sector central de la cuenca Neuquina.

La historia de desarrollo de la Formación Quintuco en Loma La Lata presenta periodos de distinto nivel de actividad asociados al contemporáneo desarrollo y explotación del subyacente objetivo gasífero de la Formación Sierras Blancas y actualmente al desarrollo del tight oil de Quintuco y el shale oil de la F. Vaca Muerta (Figura 6).

Con la información disponible de las perforaciones realizadas hasta el 2010, se pudo ajustar este plano regional para la zona de Loma La Lata, en el cual se comprueba que en el sector occidental, ubicado en general hacia el oeste del sector central del yacimiento (línea imaginaria que une los pozos LLL-192, 169, 25, y a-24 hacia el poniente), posee como característica primordial el hecho de encontrarse de manera casi exclusiva en forma normalmente sobrepresionada, con presiones cercanas a 380 Kg/cm^2 , lo que ha obligado sistemáticamente a perforar con altas densidades, ya que es común que se manifieste con fuertes gasificaciones e incorporaciones de hidrocarburo en el lodo.

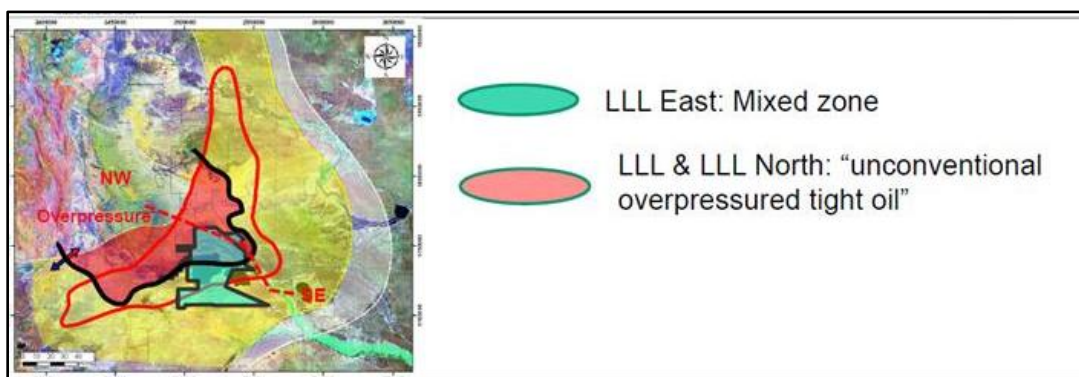


Figura 6. Mapa de sobrepresión Fm. Quintuco.

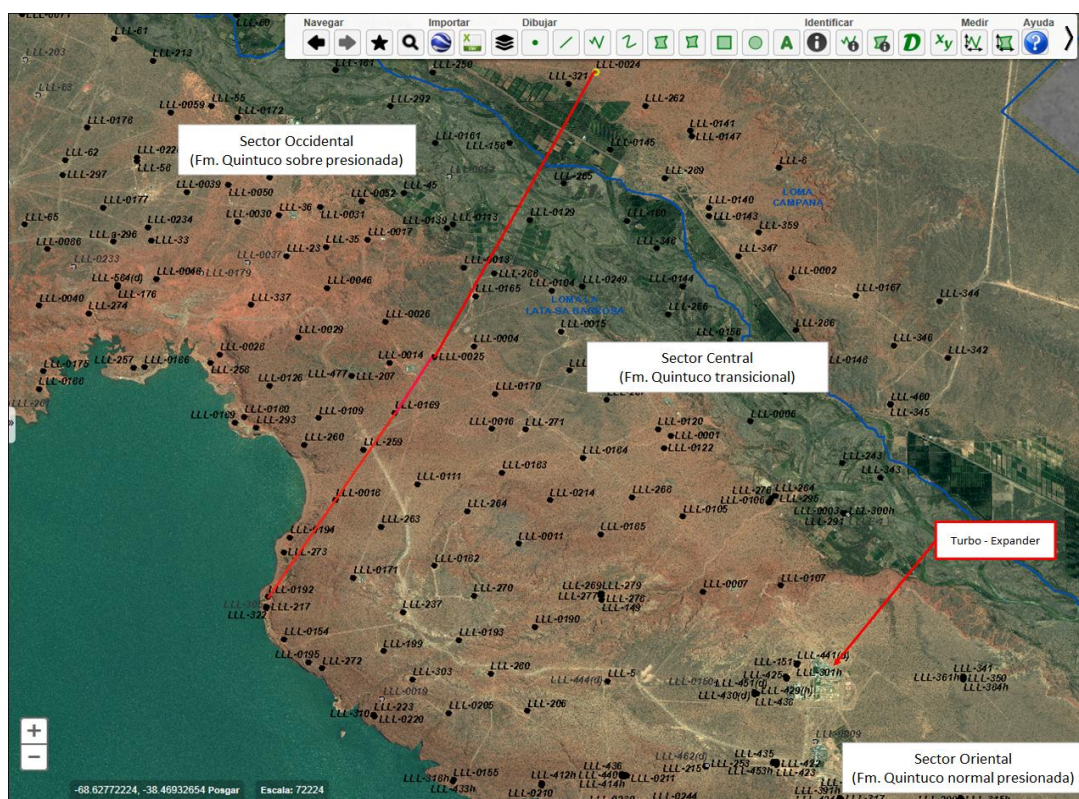


Figura 7. Línea imaginaria que une los pozos LLL-192, 169, 25, y a-24

Comparativamente hacia el sector sureste del campo, no se encuentra sobrepresionada, presentando valores cercanos a la presión hidrostática por lo que no se manifiesta durante la perforación, siendo

solamente el aumento sutil la detección de hidrocarburos (cromatografía de gases) o rastros en recortes de perforación que pudieran indicar la presencia de algún nivel de reservorio.

Separando, estos sectores existe una zona de transición (Figura 8) donde pueden presentarse algunos casos puntuales de sobrepresión, pero sin alcanzar valores que no sean controlables con valores de densidad de 1100 g/cm³.

Estos sectores son claramente determinados en los mapas de acumuladas de petróleo, como el mapa de manifestaciones de hidrocarburos (Figura 9) y con detalle en el plano del sector sureste del proyecto infill de Sierras Blancas (Figura 10).

Los últimos estudios realizados (Ribas et al., 2013) utilizando una serie de atributos sísmicos refuerzan la idea que la mayor parte de la producción de la F. Quintuco está relacionada con zonas fracturadas relacionadas con el basamento (fallas de hemigraben) y a zonas de transferencia, que en el sector sudeste del campo no se encuentran presentes.

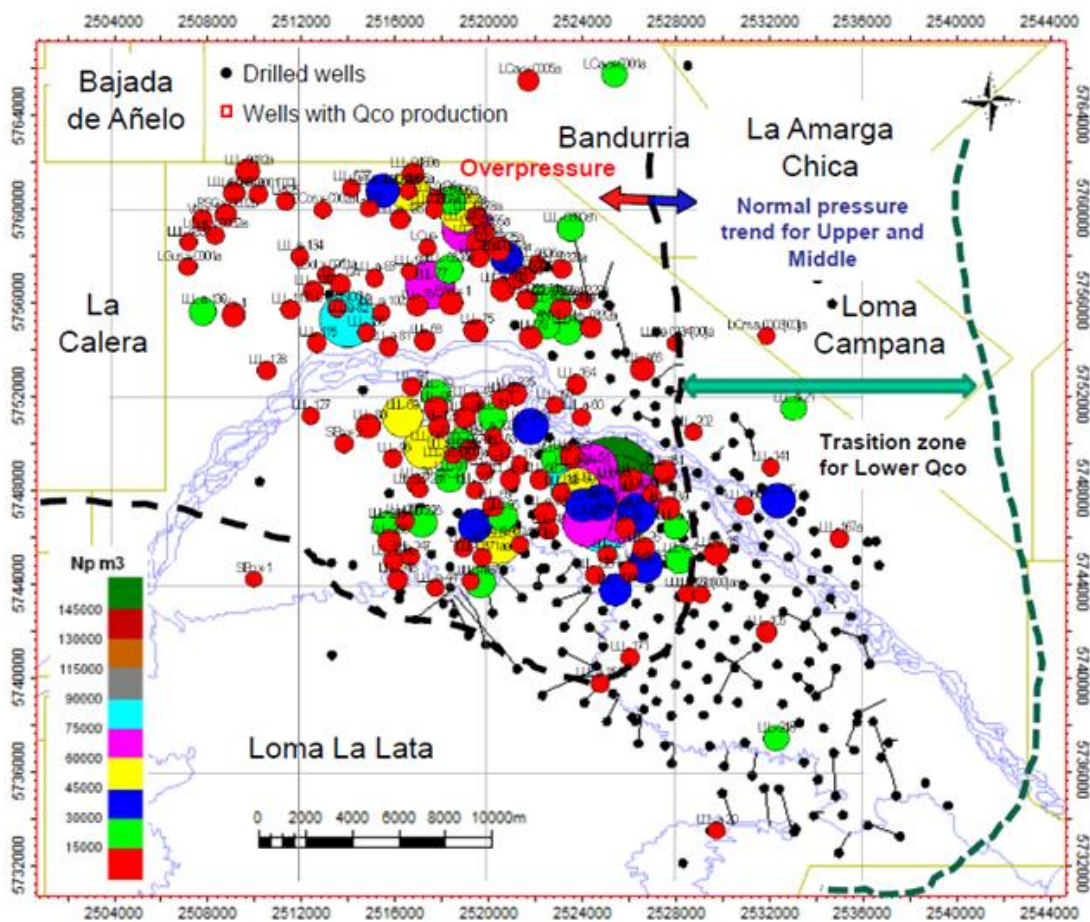


Figura 8. En esta figura se destaca claramente un sector occidental a partir de la zona central del yacimiento donde la F. Quintuco se encuentra sobrepresionada y su producción proviene de los miembros Medio y Superior. Por otro lado, el sector oriental normalmente es perforado con lodos con densidades inferiores a 1100 gr/cm³. (Tight Oil Ongoing Project, 2011)

Área Loma La Lata

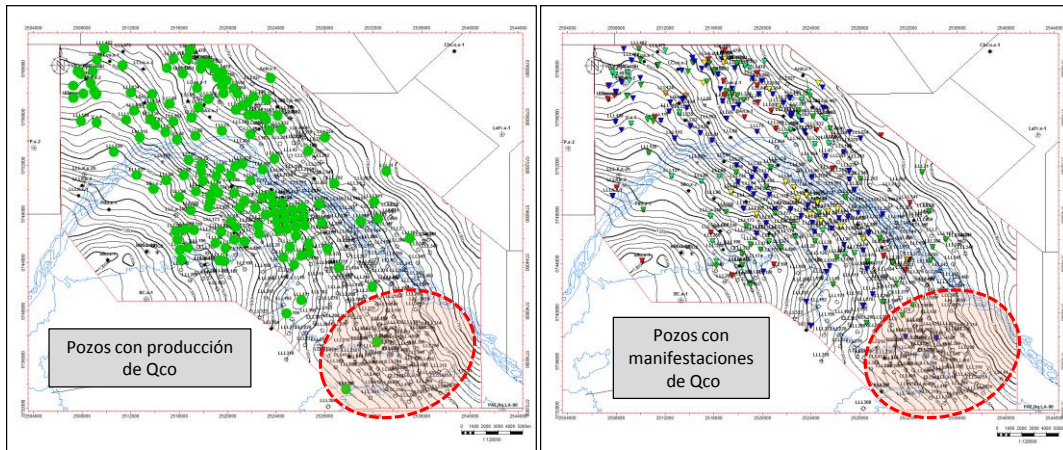


Figura 9: Mapas con acumulada y con manifestaciones de gas - petróleo de la F. Quintuco en Loma La Lata. El círculo rojo indica la zona del proyecto infill a Sierras Blancas.

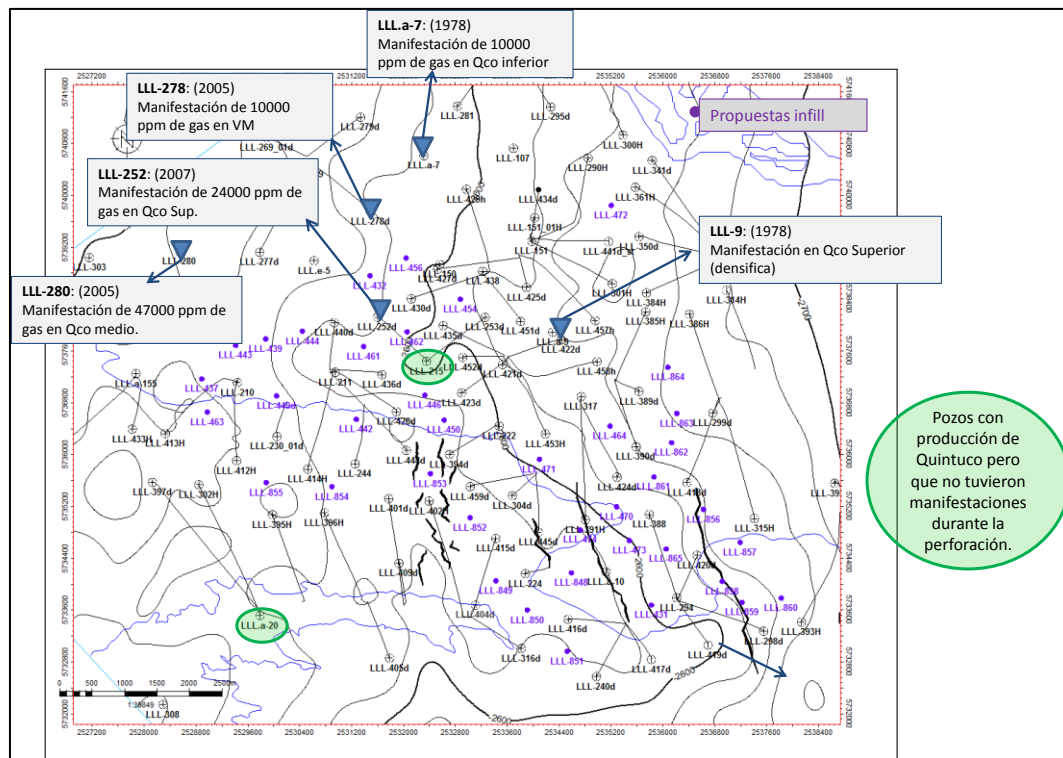
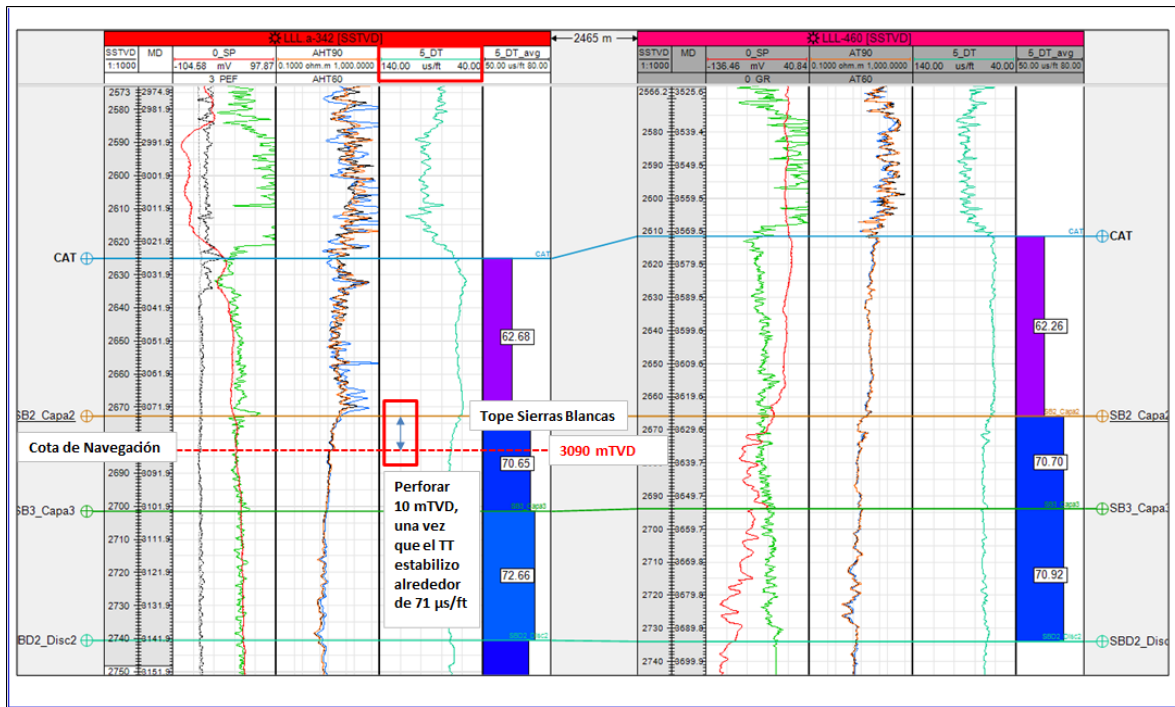


Figura 10: Detalle de la zona SE

Pozos Horizontales

En el caso de los horizontales el objetivo geológico es aterrizar el pozo en la cota de la capa reservorio donde presenta mejor porosidad, el contraste es del orden de 5% a 15% o de 60 a 71 $\mu\text{s}/\text{ft}$ aproximadamente con el perfil sísmico.



Históricamente, el diseño mecánico de los pozos horizontales en el Sur-Este de Loma La Lata fue de 4 cañerías (izquierda), posteriormente al análisis de presiones en Fm. Quintuco se realizó una re-ingeniería en el diseño mecánico, siendo actualmente de 3 cañerías (derecha) (Figura 11).

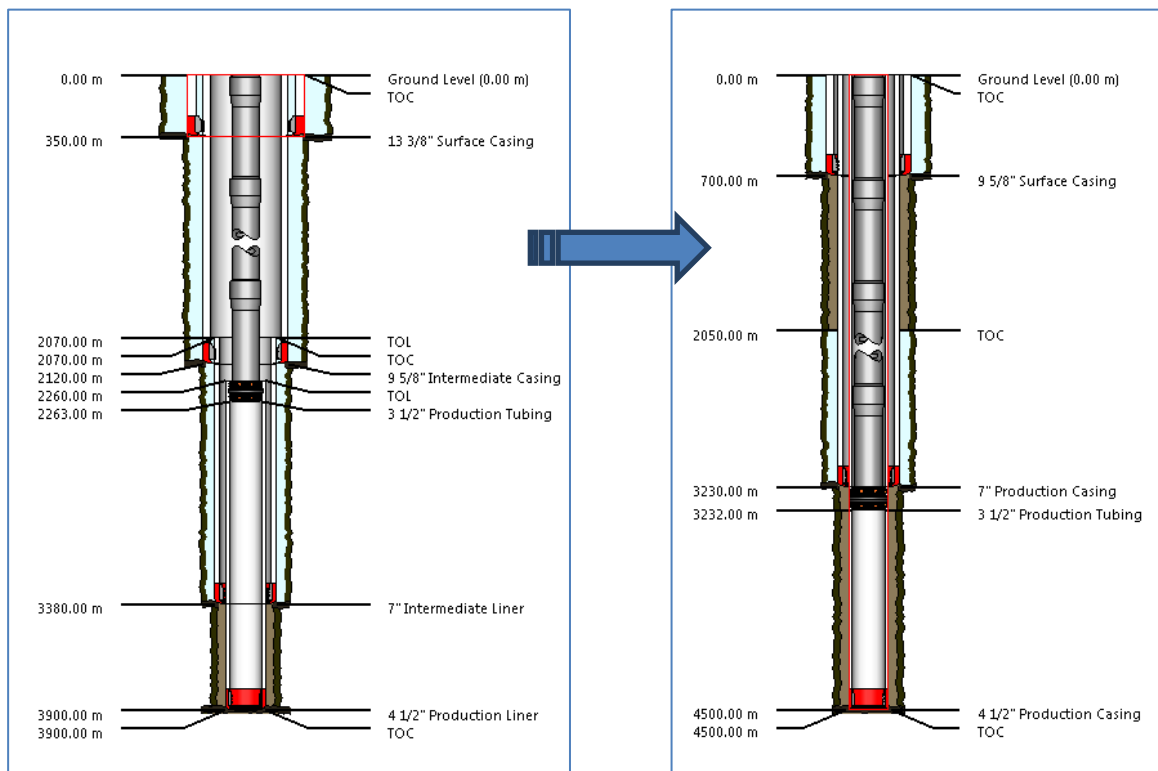


Figura 11: Esquemas Mecánicos Pozos Horizontales

Para alcanzar los objetivos establecidos de reducir tiempos y costos en éste tipo de pozos, se implementaron iniciativas de optimización, a mencionar algunas:

Arquitectura de Pozo

- Se cambió a un diseño mecánico de 3 cañerías, como se mencionó.

Maniobras Operativas

Fase Intermedia

- Se sacaron las maniobras de calibre intermedio programadas en 1500 y 2500 mbbp.
- Se acoto la última maniobra de calibre final hasta los 40 grados de inclinación, antes se realizaba hasta 2400 mMD.

Fase Aislación

- Se sacó la maniobra adicional para realizar drill out en CSG 7", antes de bajar sistema rotario point the bit, RSS + BHA (PWD/MWD/LWD). Se redujeron las horas operativas de 59 hs a 33.25 hs (44%).
- Se sacaron las maniobras de calibre intermedio en 3500 mMD y 3900 mMD, dando un ahorro en tiempo de 17 hs. En el pozo LLL-865h se realizó la maniobra en 3516 m con un tiempo de 8.25 hs.
- Se sacó la maniobra de simulación de entubada previa a la carrera del ensamble de puertos & packers. Reduciéndose el tiempo de construcción de pozo de 2.5 a 4 días. Los análisis se realizaron utilizando el rango normal de los coeficientes de fricción, tanto en Casing como en Open Hole, y se observó si la distribución de pesos (Hook Load) de las maniobras de calibre y simulación estaban dentro de la ventana definida por los FF normales o teóricos.

Mud Type	Casing Friction Coefficient	Open Hole Friction Coefficient
Air	0.35 - 0.55	0.40 - 0.60
Foam	0.30 - 0.40	0.35 - 0.55
Lingnosulfate	0.20 - 0.25	0.20 - 0.30
Polymer	0.15 - 0.22	0.20 - 0.30
Oil Base	0.10 - 0.20	0.15 - 0.20

tabla1: Factores de Fricción típicos para Casing y Pozo Abierto (fuente: DS Engineering)

Pozo tipo "H" ▼	BHA Simulación (Hs Reles) ▼	BHA Simulación (Días Reles) ▼
LLL-865	66.5	2.8
LLL-449	61.8	2.6
LLL-464	97.3	4.1
LLL-875	58.5	2.4
LLL-463	0.0	0.0

La tabla final muestra los tiempos reales empleados en las maniobra de simulación de entubada, que actualmente no se realiza.

Diseño de BHA

Fase Intermedia

- Se implementó la perforación con MWD EM y MDF de alto rendimiento (elastómeros POB y PBX) hasta Fm. Catriel (3000 mTVD).
- Se optimizó el BHA direccional para perforar el tramo vertical y el de construcción en una carrera. Se redujeron los [% de slide] de valores de entre 40 y 60% a valores del orden del 14%. En cuanto a los tiempos de perforación neta se bajaron de 86 hs a 69 h (20%).

Fluido de Perforación

- Se estandarizó un procedimiento de sellado para estabilizar las paredes y minimizar el filtrado hacia la Fm. Centenario, partiendo del estudio de DTP de Sierras Blancas.
- Se realizó estudio de sellos aplicando el método de Vickers para la Fm. Sierras Blancas. La distribución de Garganta Poral se dividió en dos partidas, una de 0.2 a 0.8 micrones y otra de 15 a 40 micrones. Luego se realizó la prueba de Filtro PPT con el disco de cerámico más pequeño disponible para el ensayo, de 3 micrones de diámetro de poro y 0,4 Darcies de permeabilidad.

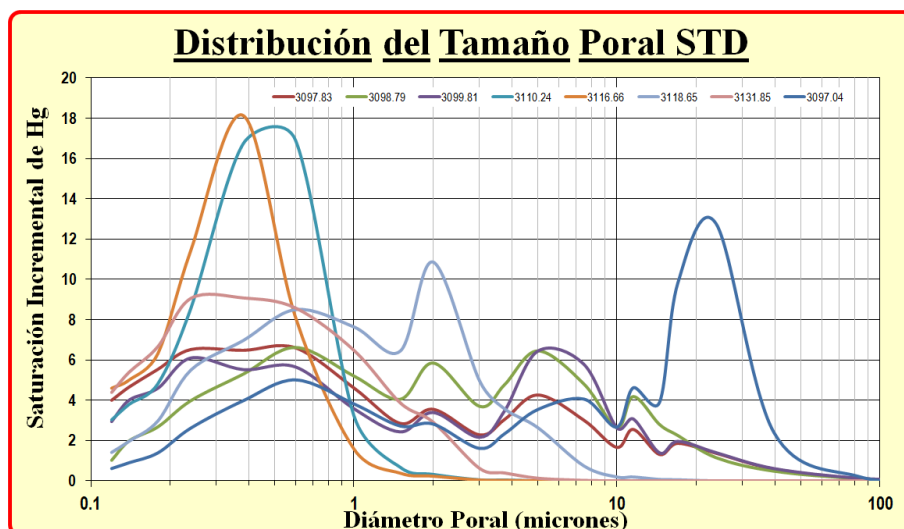


Tabla 3: Cálculo de valores para ensayo PPT

Filtrado PPT, (ml)	Sin obturantes	Con obturantes
Descarga inicial	8	2,8
7 min 30 seg	9,6	3,4
30 min	10,3	5,6
Spurt Loss, ml	17,8	2,4
Valor PPT, ml	20,6	11,2
Tasa de Filtración	0,000511	0,000160

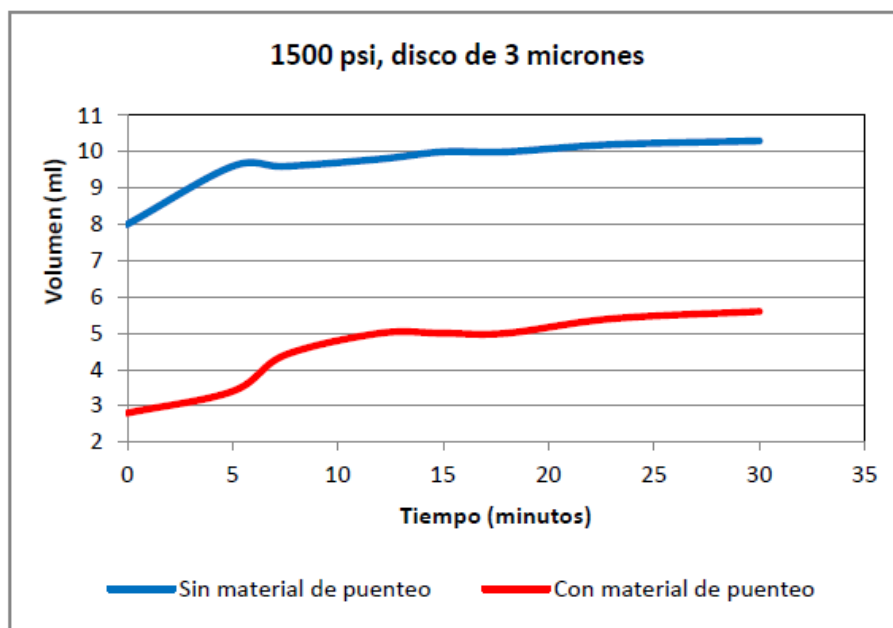


Figura 1: Curva de volumen filtrado a través del tiempo

Conclusión: con la información provista de los ensayos de testigos se propone como puenteo TANUS Carb Fine 8 [Kg/m³] y TANUS Carb Med [24 kg/m³]. Estos productos satisfacen la regla de puenteo de Vickers, pero en caso que las presiones diferenciales durante la perforación del tramo sean más elevadas, se puede evaluar el uso de un material fibroso como TANUS MFC o TANUS Seal para complementar la capacidad de sello.

- Se optimizaron los costos de las cementaciones, reducción del 60 % promedio respecto al pozo LLL-429(h) del periodo 2014.

Pozo	[%] Reducción Costos	Observaciones
YPF.Nq.LLL-429(h)	0	Pozo referencia, 3 operaciones de cementación primaria
YPF.Nq.LLL-450(h)	-47.64%	Pozo Infill, 2 operaciones de cementación primaria
YPF.Nq.LLL-865(h)	-39.65%	Pozo Infill, 2 operaciones de cementación primaria
YPF.Nq.LLL-449(h)	-57.39%	Pozo Infill, 2 operaciones de cementación primaria
YPF.Nq.LLL-464(h)	-94.18%	Pozo Infill, 2 operaciones de cementación primaria
YPF.Nq.LLL-875(h)	-52.36%	Pozo Infill, 2 operaciones de cementación primaria
YPF.Nq.LLL-463(h)	-63.30%	Pozo Infill, 2 operaciones de cementación primaria
YPF.Nq.LLL-470(h)	-59.02%	Pozo Infill, 2 operaciones de cementación primaria
YPF.Nq.LLL-876(h)	-62.91%	Pozo Infill, 2 operaciones de cementación primaria
YPF.Nq.LLL-454(h)	-73.55%	Pozo Infill, 2 operaciones de cementación primaria
Percentil 50	-59.02%	
Percentil 10	-77.67%	
Percentil 90	-46.04%	

Trépanos

- Se trabajó en la optimización del trépano PDC para la fase intermedia de acuerdo a los desgastes y respuestas direccionales (Figura 12).

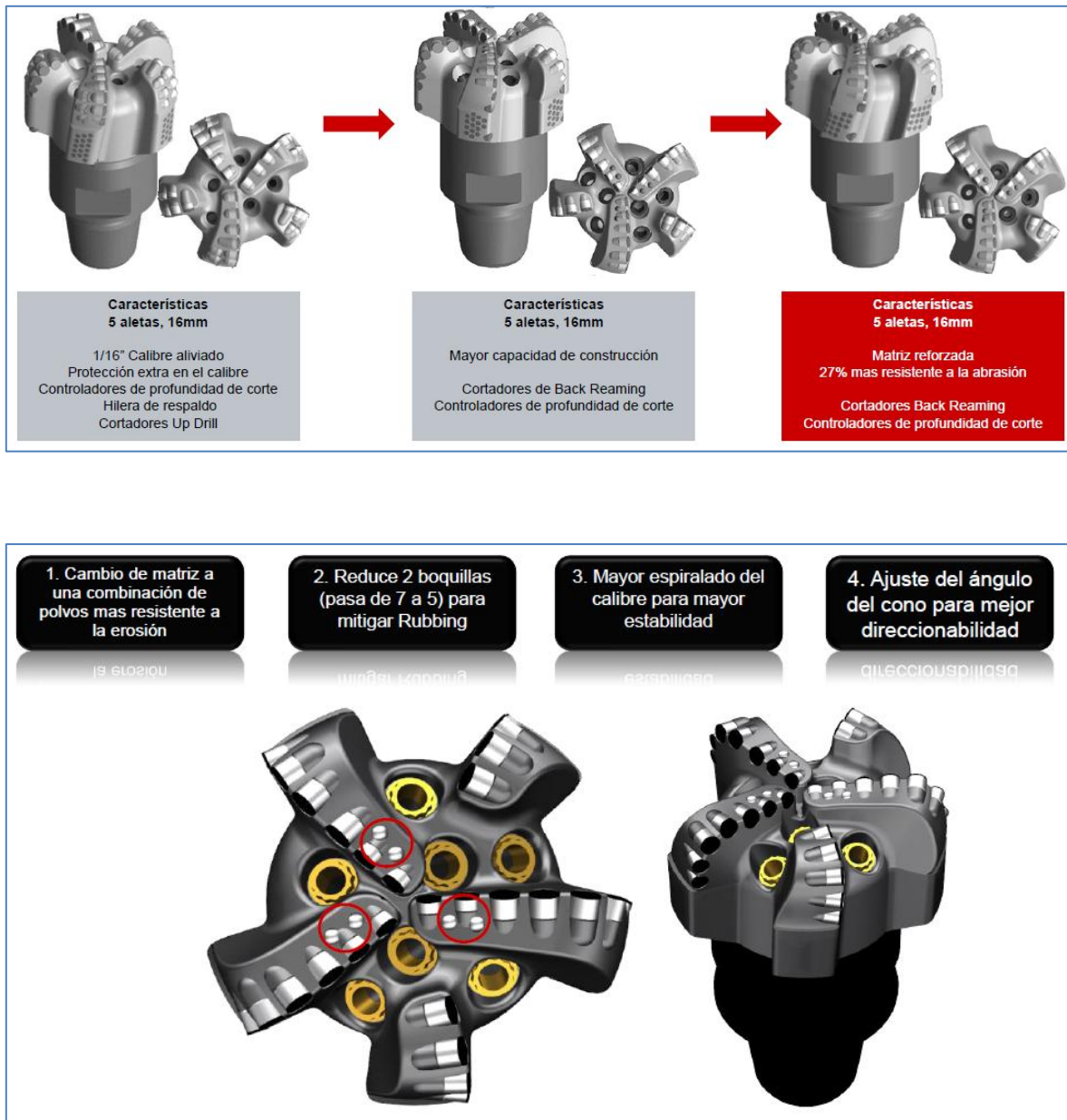


Figura 12: Mejora continua del trépano en fase intermedia

- Se trabajó en la optimización del trépano para la fase aislación buscando características tales como estabilidad del TF, capacidad de mitigación de vibraciones y una estructura de corte de mayor resistencia a la abrasión e impacto, alcanzándose ROP de 10 m/hs a 28 m/hs y bajando unas 60 hs de perforación neta. El tipo predominante de vibraciones observadas son, torsionales, mecanismos de SS y resonancia torsional (Figura 13).

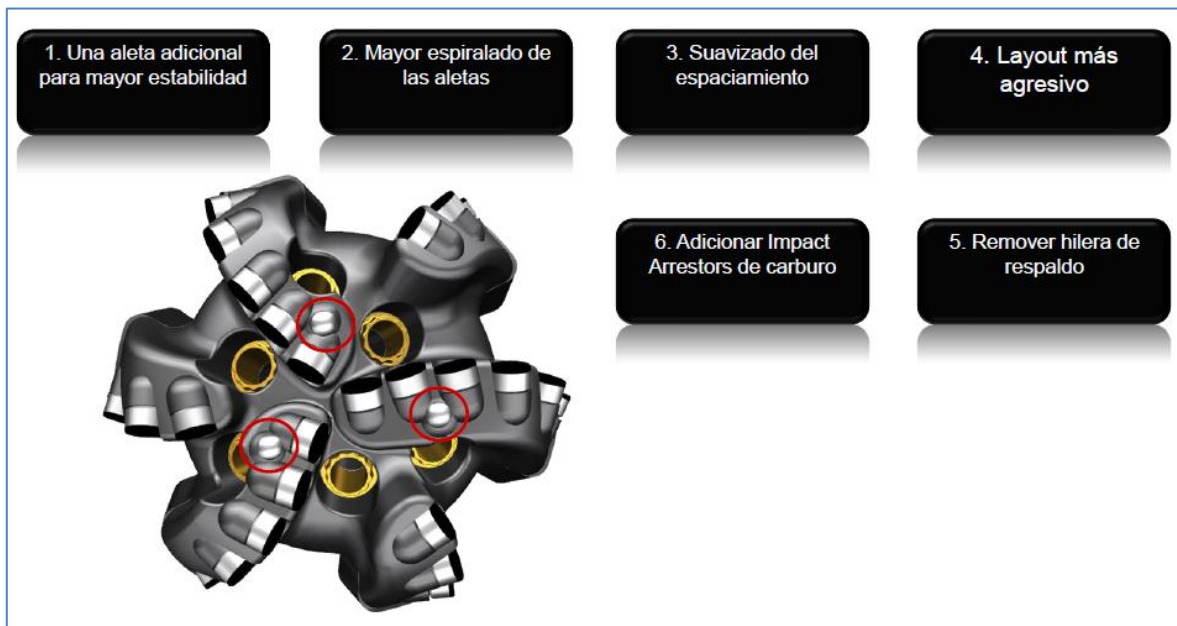
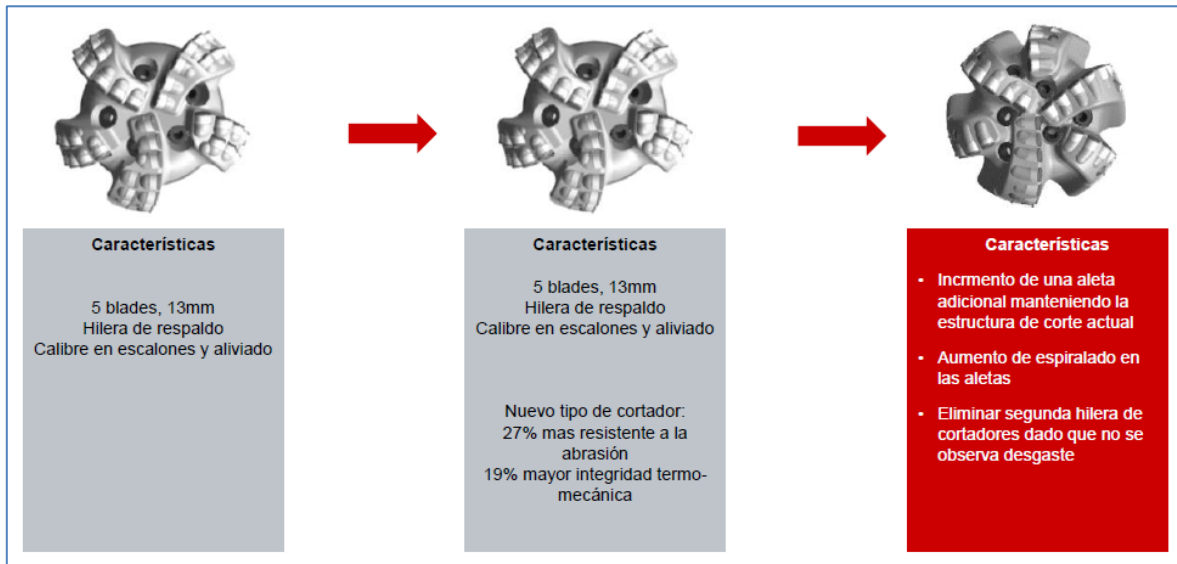
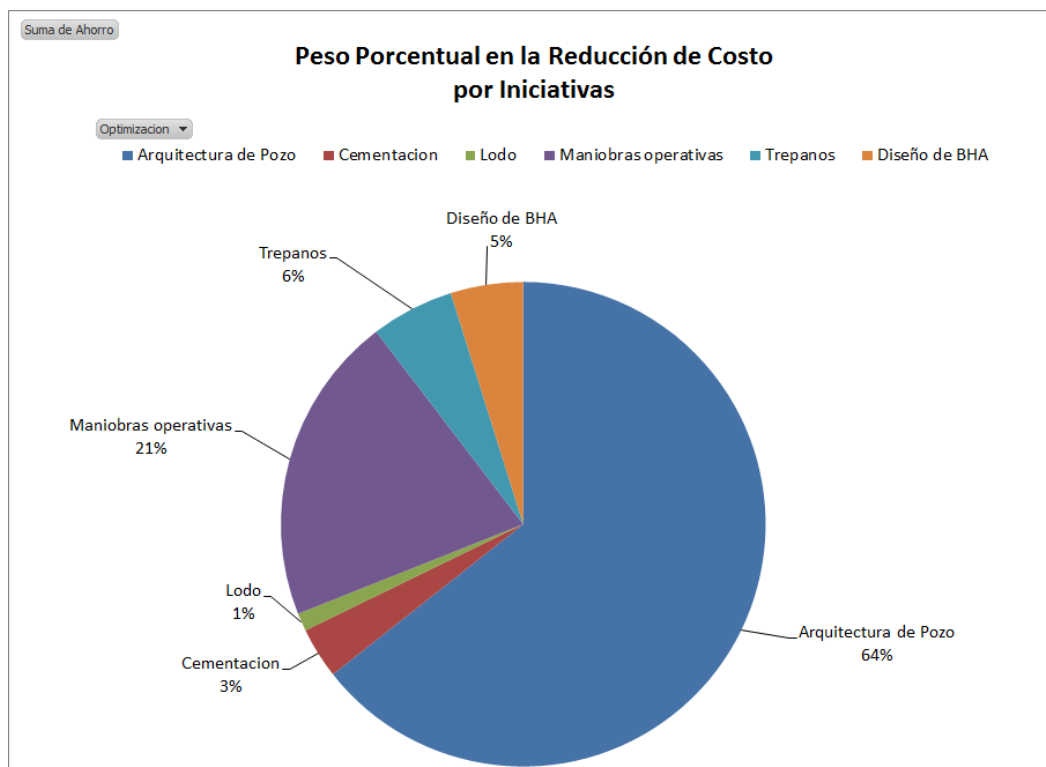
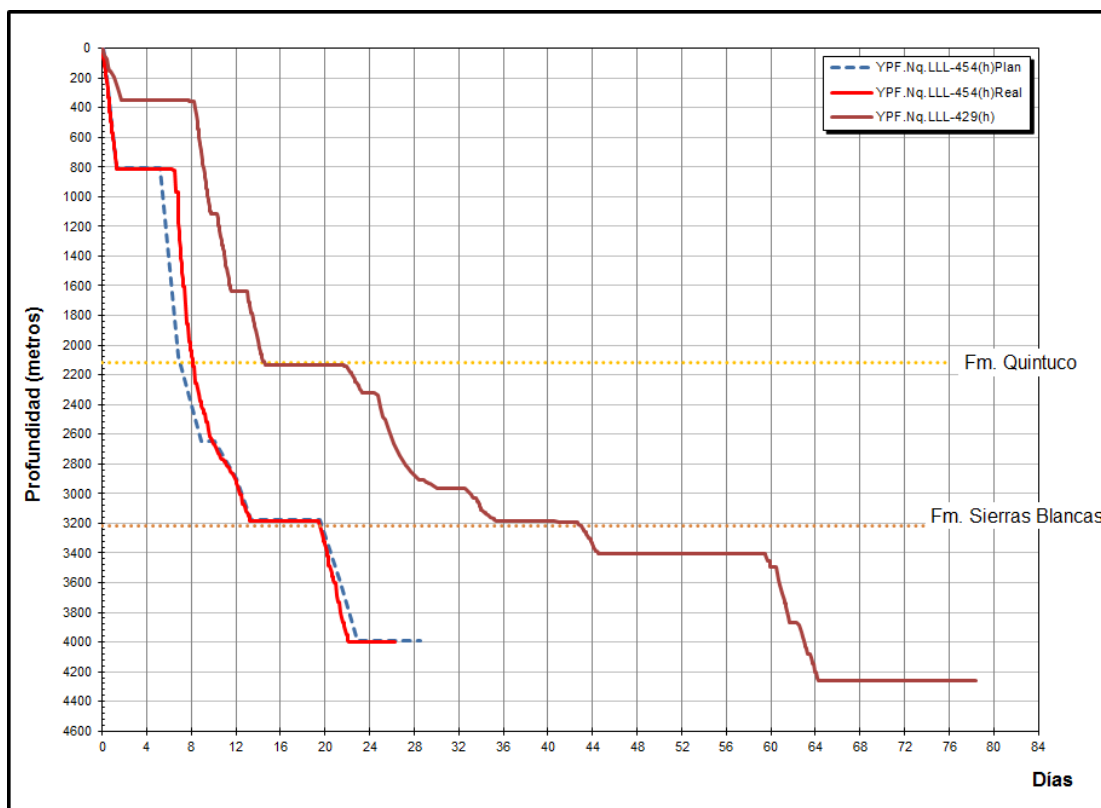


Figura 13: Mejora continua del trépano en fase intermedia

A continuación se presenta un gráfico que muestra el impacto de cada una de las iniciativas de optimización en la reducción del costo pozo.

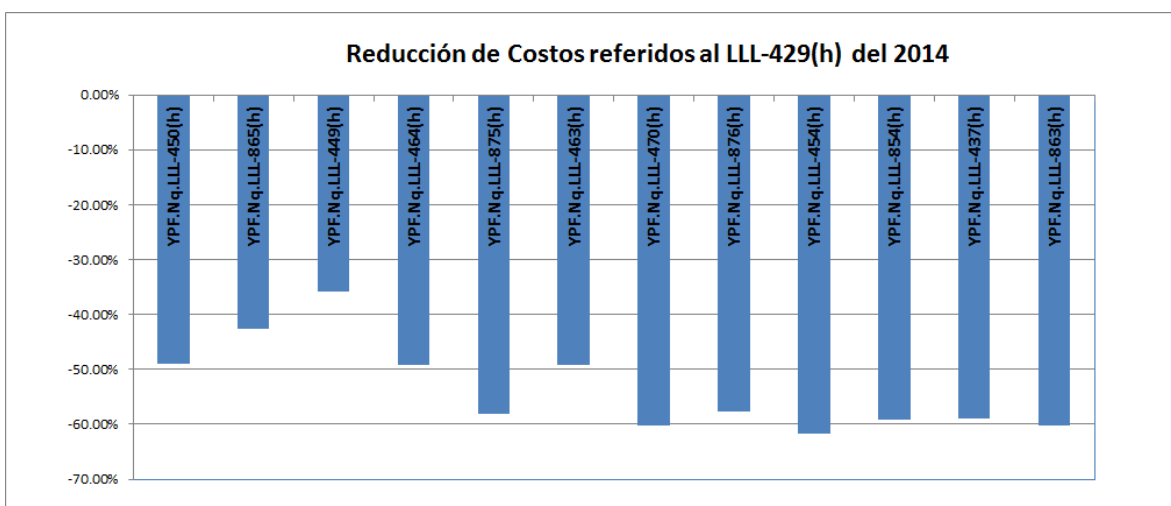


Curvas de Avances Comparativas



A continuación se muestra la reducción en tiempos y costos (%) históricos de la etapa de perforación en los pozos horizontales respecto al 2014.

Fecha	Pozo	Profundidad [m]	[%] Reducción Costos	Tiempo	[%] Reducción Tiempo	Observación
2014	YPF.Nq.LLL-429(h)	4257		78		Pozo de Referencia, infill de 4 cañerías
2014	YPF.Nq.LLL-450(h)	3928	-48.92%	38	-51.91%	Pozos Infill 3 cañerías
2015	YPF.Nq.LLL-865(h)	4368	-42.52%	45	-42.92%	Pozos Infill 3 cañerías
2016	YPF.Nq.LLL-449(h)	4133	-35.76%	48	-38.50%	Pozos Infill 3 cañerías
2016	YPF.Nq.LLL-464(h)	3933	-49.18%	44	-43.92%	Pozos Infill 3 cañerías
2016	YPF.Nq.LLL-875(h)	4150	-58.06%	31	-60.34%	Pozos Infill 3 cañerías
2016	YPF.Nq.LLL-463(h)	4061	-49.28%	35	-55.30%	Pozos Infill 3 cañerías
2016	YPF.Nq.LLL-470(h)	4054	-60.24%	28	-63.80%	Pozos Infill 3 cañerías
2016	YPF.Nq.LLL-876(h)	4010	-57.69%	32	-59.49%	Pozos Infill 3 cañerías
2016	YPF.Nq.LLL-454(h)	4000	-61.77%	26	-66.43%	Pozos Infill 3 cañerías
2016	YPF.Nq.LLL-854(h)	4250	-59.07%	32	-59.58%	Pozos Infill 3 cañerías
2017	YPF.Nq.LLL-437(h)	4105	-58.93%	35	-55.90%	Pozos Infill 3 cañerías
2017	YPF.Nq.LLL-863(h)	4490	-60.28%	31	-60.28%	Pozos Infill 3 cañerías
	Percentil 10	3940	-60.28%	29	-63.45%	
	Percentil 50	4083	-57.87%	33	-57.69%	
	Percentil 90	4356	-43.16%	45	-43.02%	



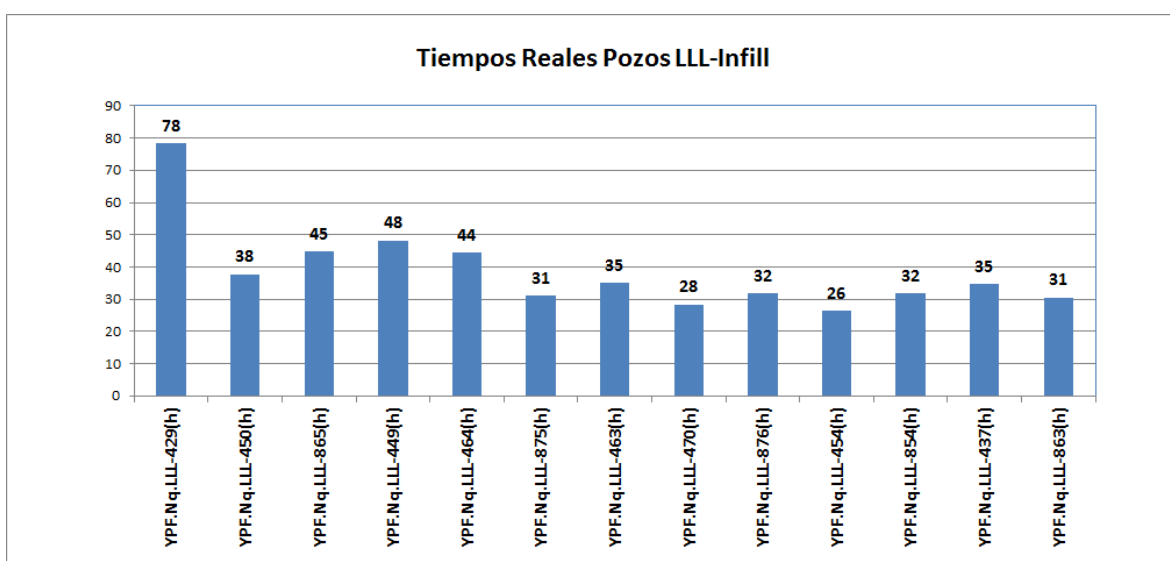
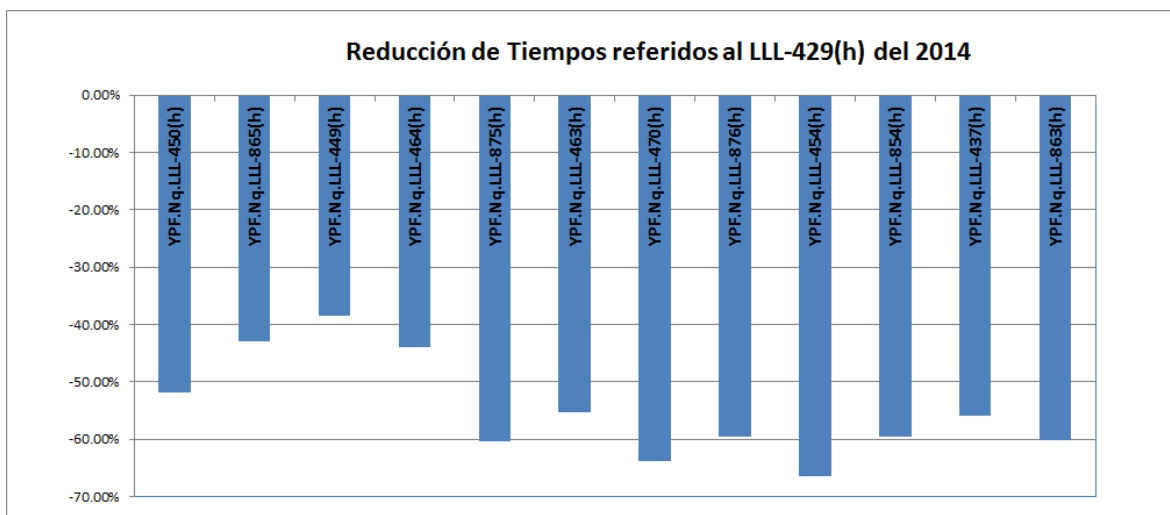


Tabla 1: Reducción de Tiempos & Costos Pozos Horizontales

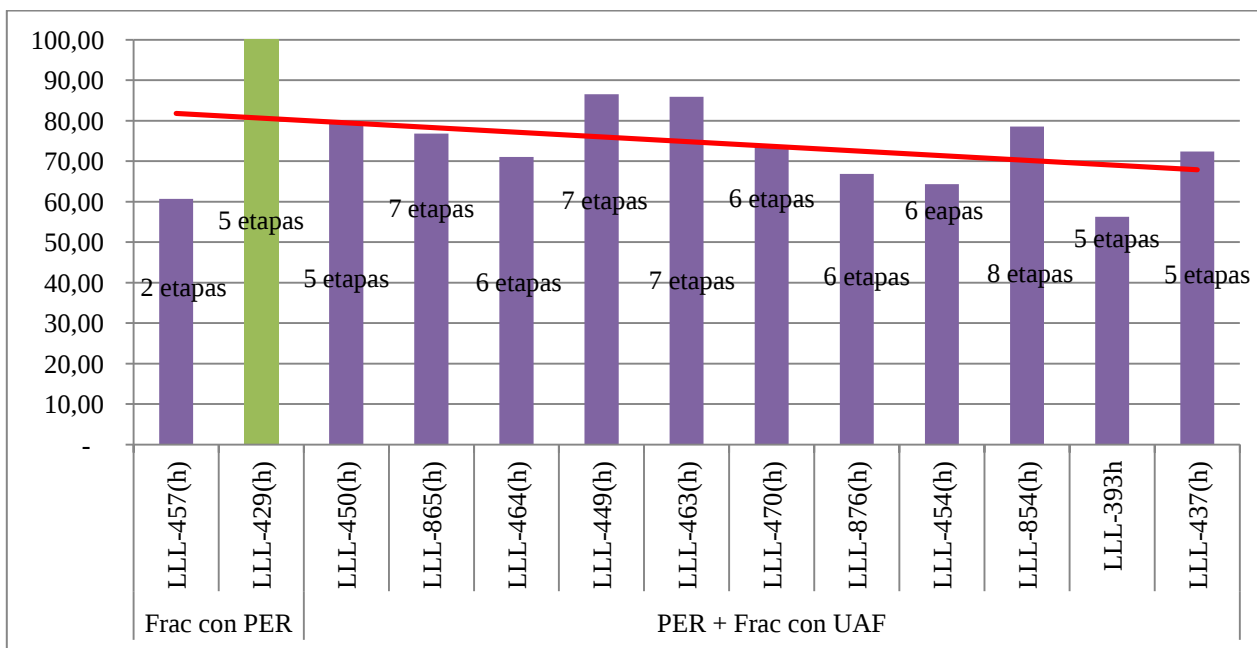
Etapas Terminación

Inicialmente se realizaban las Terminaciones de éstos pozos con el equipo Perforador de forma completa debido a que no podía ingresar ningún equipo de WO en zona de comunidad.

Luego se obtuvo permiso para ingresar con Unidad de Apoyo de Fractura (UAF), con lo cual el equipo Perforador solo bajaba la instalación de tbg's que se vincula con el liner, en el cual está la completación open hole, y desmontaba.

De ésta manera las operaciones de Fractura y limpieza/energizado con Coiled Tbg se realizan posteriormente con UAF, reduciendo los costos significativamente.

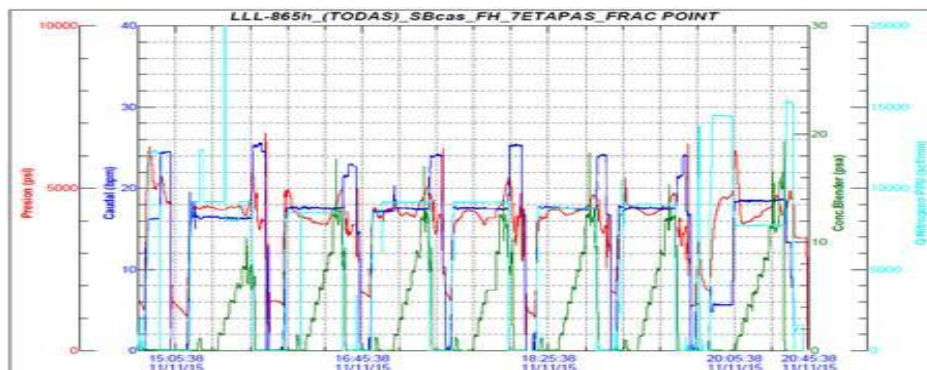
También se renegociaron los contratos de Fractura obteniendo importantes ahorros.



Montaje de equipos en superficie:



Carta tipo:



Pozos Dirigidos

El diseño de este tipo de pozos se debió principalmente a que en las primeras etapas productivas del yacimiento la presión estática de reservorios era superior a los 300 kg/cm², pero actualmente es inferior a los 180 kg/cm² y en algunas zonas alcanza valores inferiores a 90 kg/cm².

Por ello, fue necesario encontrar un nuevo diseño de fondo que permitiese maximizar la producción durante toda la vida productiva del pozo y que no precise futuras intervenciones con equipo para readecuarla en el tiempo a los cambios de presiones estáticas de reservorio. También, era imprescindible que dicha configuración tuviese bajo costo en materiales y que permitiese mejorar los tiempos de perforación y de terminación.

El siguiente paso fue definir la estrategia de producción que maximice la acumulada en el tiempo, para ello se evaluaron tanto con análisis nodal como económicamente diversas estrategias hasta encontrar la más eficiente.

De acuerdo a estos desafíos en el diseño de los pozos Dirigidos tipo “S” se optimizó la arquitectura pasando de un pozo de 3 cañerías a un pozo de 2 cañerías pero del tipo Slim.

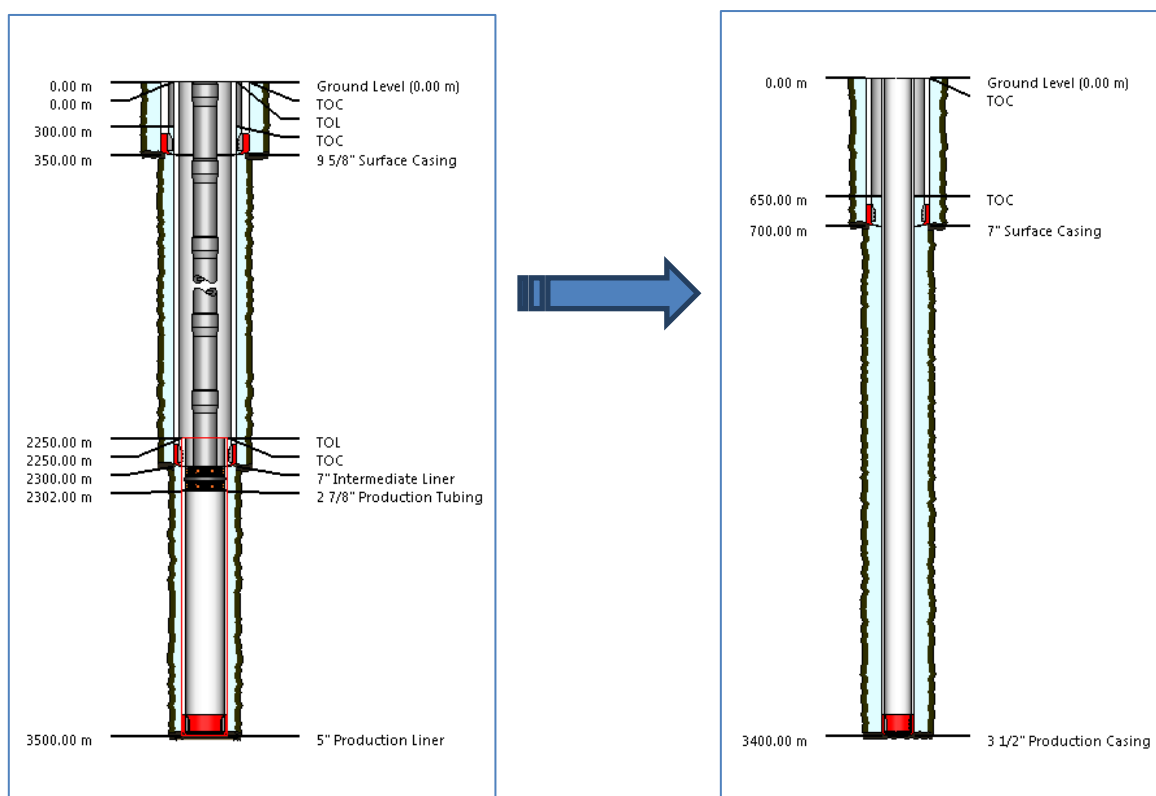


Figura 14: Esquemas Mecánicos Pozos Dirigidos

Para alcanzar los objetivos establecidos de reducir tiempos y costos en éste tipo de pozos, se implementaron iniciativas de optimización, a mencionar algunas:

Arquitectura de Pozo

- Se cambió a un diseño mecánico de 2 cañerías tipo Slim, como se mencionó.

Maniobras Operativas

Fase Intermedia

- Se sacó la maniobra de calibre intermedio programada en 1300 mbbp.

Fase Aislación

- Se sacó la maniobra de calibre intermedio programada en 3000 mbbp.

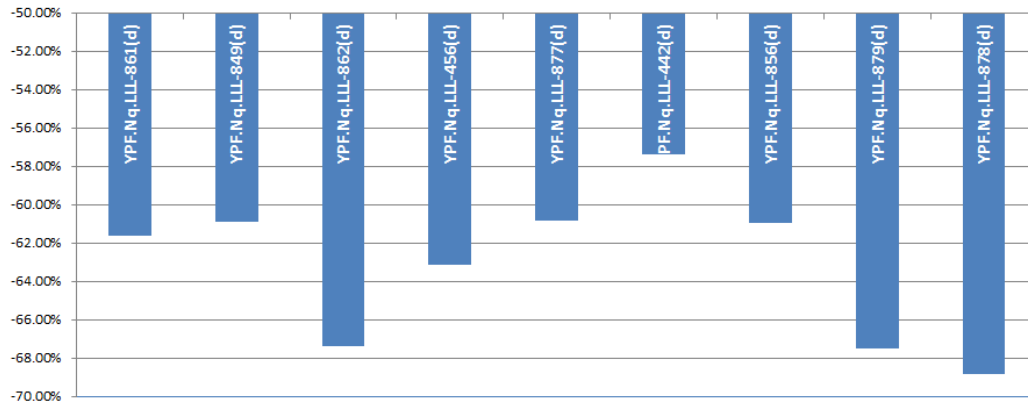
Fluido de Perforación

- Se estandarizo un procedimiento de sellado para estabilizar las paredes y minimizar el filtrado hacia la Fm. Centenario, partiendo del estudio de DTP de Sierras Blancas.
- Se realizó estudio de sellos aplicando el método de Vickers para la Fm. Sierras Blancas. La distribución de Garganta Poral se dividió en dos partidas, una de 0.2 a 0.8 micrones y otra de 15 a 40 micrones. Luego se realizó la prueba de Filtro PPT con el disco de cerámico más pequeño disponible para el ensayo, de 3 micrones de diámetro de poro y 0,4 Darcies de permeabilidad.

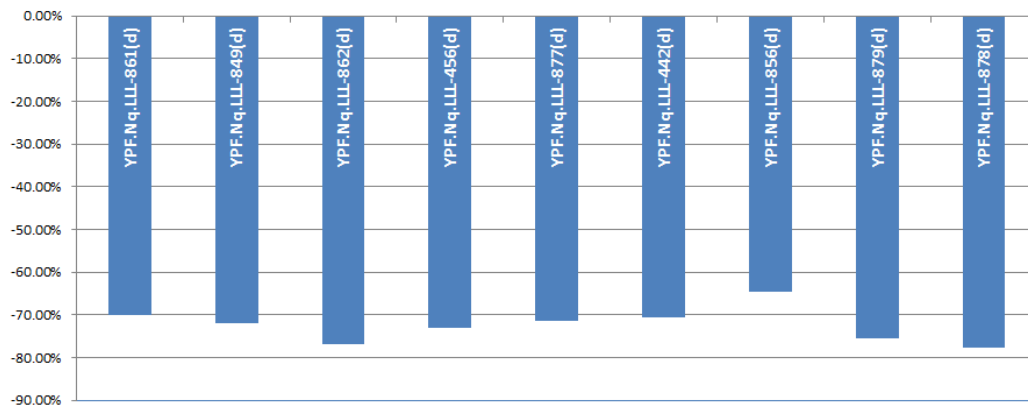
A continuación se muestra la reducción en tiempos y costos (%) históricos de la etapa de perforación en los pozos dirigidos tipo “S”, para ésta estadística solo se consideraron los pozos tipo Slim, que son la última optimización.

Fecha	Pozo	Profundidad [m]	[%] Reducción Costos	Tiempo	[%] Reducción Tiempo	Observación
2014	YPF.Nq.LLL-441(d)	3541		77		Pozo de Referencia, infill de 3 cañerías
2014	YPF.Nq.LLL.a-874(d)	3070		66		Pozo de Referencia, infill de 3 cañerías
2016	YPF.Nq.LLL-861(d)	3333	-61.61%	21	-70.10%	Pozos Infill 2 cañerías slim
2016	YPF.Nq.LLL-849(d)	3364	-60.91%	20	-72.12%	Pozos Infill 2 cañerías slim
2016	YPF.Nq.LLL-862(d)	3201	-67.42%	16	-76.94%	Pozos Infill 2 cañerías slim
2016	YPF.Nq.LLL-456(d)	3456	-63.17%	19	-73.06%	Pozos Infill 2 cañerías slim
2016	YPF.Nq.LLL-877(d)	3320	-60.84%	20	-71.47%	Pozos Infill 2 cañerías slim
2016	YPF.Nq.LLL-442(d)	3160	-57.41%	21	-70.70%	Pozos Infill 2 cañerías slim
2017	YPF.Nq.LLL-856(d)	3425	-60.93%	25	-64.69%	Pozos Infill 2 cañerías slim
2017	YPF.Nq.LLL-879(d)	3323	-67.52%	17	-75.58%	Pozos Infill 2 cañerías slim
2017	YPF.Nq.LLL-878(d)	3280	-68.88%	16	-77.81%	Pozos Infill 2 cañerías slim
	Percentil 10	3193	-67.79%	16	-77.11%	
	Percentil 50	3323	-61.61%	20	-72.12%	
	Percentil 90	3431	-60.16%	22	-69.02%	

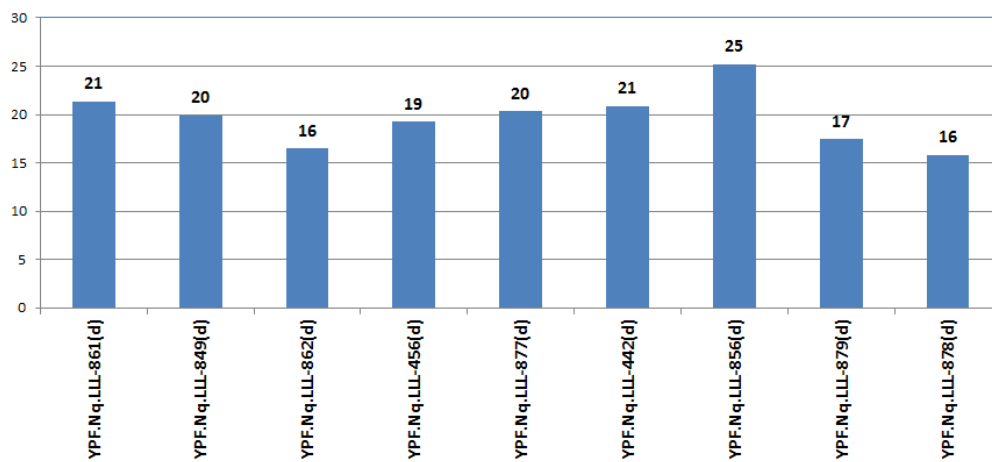
Reducción de Costos referidos a los pozos del 2014



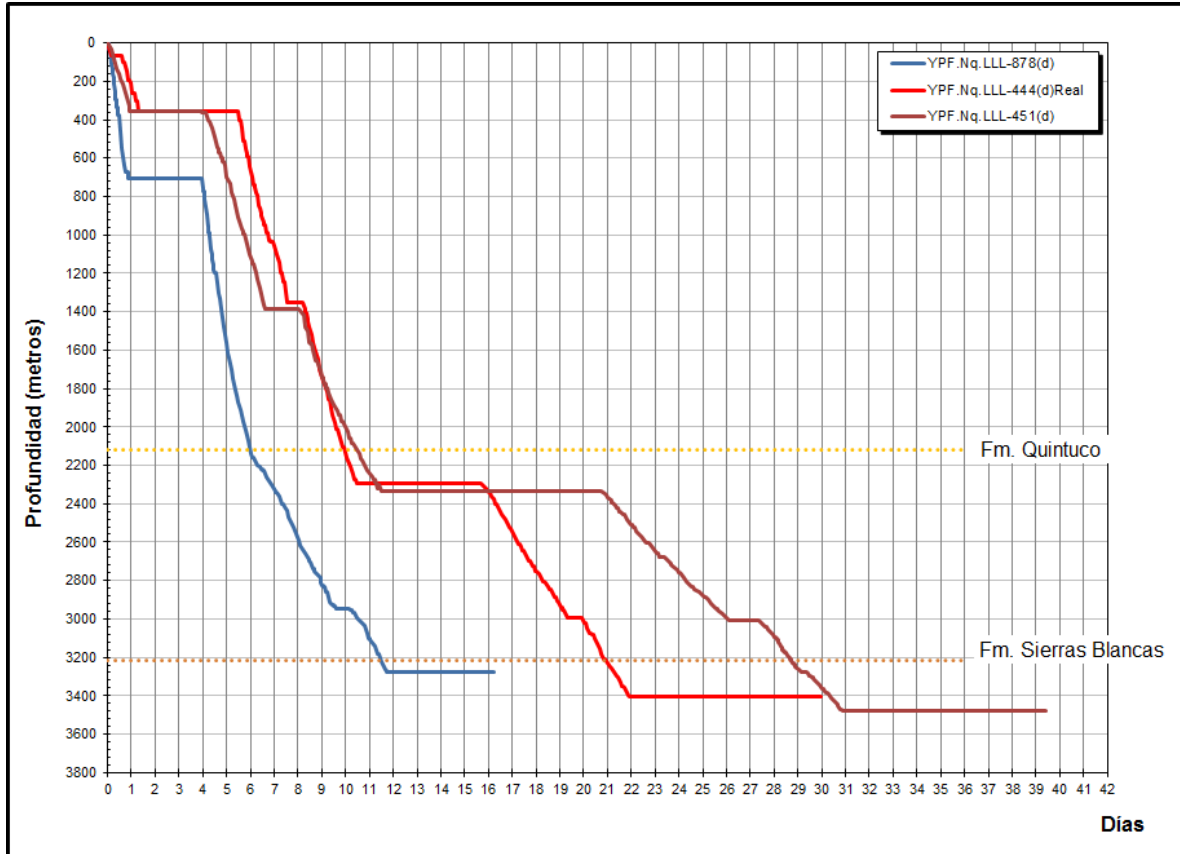
Reducción de Tiempos referidos a los pozos del 2014



Tiempos Reales Pozos LLL-Infill



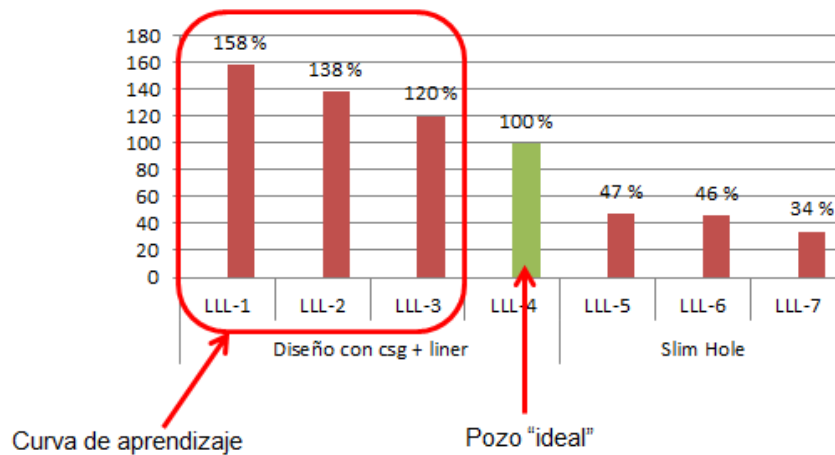
Curvas de Avances Comparativas



Etapa Terminación

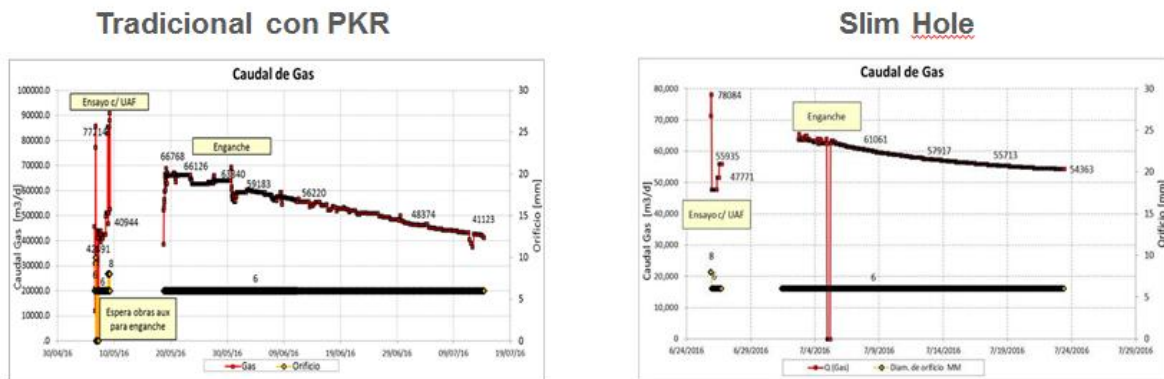
La principal ventaja para la aplicación de esta iniciativa se encuentra en que el pozo es monobore 3 1/2", no se necesitan realizar operaciones previas como calibrar y bajar instalación las cuales se encarecen mucho al ser realizadas por el equipo Perforador ya que hasta el momento no está autorizado el ingreso de equipos de WO a la zona de Comunidad Kaxipayiñ.

Maniobras previas al ingreso de UAF para Fracturar realizadas con equipo Perforador	
Diseño tradicional (csg 7" + liner 5")	Diseño Slim Hole 3 1/2"
Maniobras	Maniobras
Calibrar + Conversión	-
Perfil de Cemento	Perfil de cemento (ultrasónico s/equipo)
Bajar IF (+ materiales)	-



En cuanto al diseño de Fractura se realizaron mejoras en el mismo pudiendo incrementar el caudal de bombeo y proporción de N₂, de ésta forma no se requirió el uso de Coiled Tbg para inducir surgencia post Fractura.

También se observan mejoras en cuanto a la producción:



Conclusiones

La optimización en Costos y Tiempos en el proyecto LLL-Infill se pudo alcanzar en parte por las siguientes razones:

- Trabajo en equipo multidisciplinario y con participación activa.
- Objetivo común para las diferentes especialidades de YPF, por encima de los objetivos particulares de cada una de ellas.
- Nuevo estudio geológico respecto a las presiones porales en Fm. Quintuco, sirviendo como soporte técnico inicial para las mejoras realizadas.
- Re-ingeniería de perforación y completación junto con optimización operativa.
- Diseño de pozos Dirigidos con dos cañerías y Horizontales con tres, los cuales, permitieron que los resultados de perforación superaran las expectativas de rentabilidad definidas para

el proyecto, lográndose una reducción en los pozos Dirigidos del 70% en tiempos y del 60% en costos, mientras que en los Horizontales fue del 55% en tiempos y del 54% en costos.

- Colaboración y compromiso de las Compañías de Servicio con los objetivos de YPF, tanto operativos como de Seguridad y Medio Ambiente.