

DISEÑO DE CASING PERFORADO PARA PRODUCCION DE POZOS HORIZONTALES. YACIMIENTO CHACHAHUÉN SUR CUENCA NEUQUINA

Autores:

Comellas, Diego Marcelo – YPF S.A. (diego.m.comellas@ypf.com)

Bahl, Cristian Damián – YPF S.A. (cristian.bahl@ypf.com)

Peralta, Enrique – YPF S.A. (enrique.a.peralta@ypf.com)

Figliuolo, Silvio Pedro – Y-TEC S.A. (silvio.p.figliuolo@ypftecnologia.com)

Caratti, Maximiliano – YPF S.A. (maximiliano.caratti@ypf.com)

Mognol, Gonzalo – Y-TEC S.A. (gonzalo.mognol@ypftecnologia.com)

Sinopsis

En el presente trabajo se exponen los resultados obtenidos en un campo petrolero del flanco norte de la Cuenca Neuquina, donde fue posible maximizar la producción de un pozo horizontal al optimizar el diseño del casing de producción pre-perforado, según simulaciones de dinámica de fluidos computacional (CFD) y de resistencia de materiales involucrando maniobras de entubación y condiciones de fondo.

Por tratarse de un campo de muy baja presión de reservorio (0.20 psi/ft) es fundamental determinar las variables con mayor influencia en la producción de petróleo con casing pre-perforado, ya que el método de extracción es muy sensible a la sumergencia y a las variaciones de presión bajo la bomba (PCP), por lo que cualquier optimización en dichas variables se reflejará como un incremento de la producción.

Se realizó un exhaustivo análisis de los métodos de mecanizado, diámetros de las perforaciones, cantidades por metro lineal y relación entre área perforada y la total del casing. Esto permitió:

- Determinar las variaciones porcentuales de producción en función de los diámetros de las perforaciones a través de simulaciones computacionales.
- Establecer un área de apertura máxima sin comprometer los factores de diseño de la tubería que puedan dañarla, tales como cargas axiales y triaxiales durante la entubación de la misma, y que favorezcan la producción de petróleo.
- Generar una plantilla de perforaciones por metro (ppm) económicamente viable y técnicamente realizable.
- Producir en forma local las perforaciones en casing según las necesidades específicas derivadas de los análisis anteriores.

Estos factores, entre otros, contribuyeron a optimizar la productividad del pozo.

Introducción

La principal característica de la formación productiva del yacimiento Chachauhen es su bajo gradiente de presión de reservorio, la misma se clasifica como presión de formación sub normal, en promedio tiene un valor de 0.20 psi/ft, es decir que para un pozo tipo de 610m (TVD) la presión de reservorio es 28.10 Kg/cm² (400 psi). Es menester mencionar que el método de extracción es con bomba tipo PCP (cavidades progresivas) dadas las características de viscosidad del petróleo. Generalmente en pozos verticales, dicha bomba se ubica por debajo de la capa productiva para maximizar la productividad.

Para la perforación y completación de los pozos verticales, se tienen en cuenta todos los factores que pueden incidir sobre las pérdidas de carga entre el reservorio y la bomba, dado a que hay una relación directa con la producción (m3/día). Factores tales como minimizar daño de formación trabajando con fluido de inyección de bajos sólidos, densidades mínimas durante la perforación, cargas de alta penetración y punzados en

balance, entre otras optimizaciones permitieron evitar daño en la formación. Esto unido a las características del reservorio hizo innecesarias fracturas hidráulicas u otros métodos de estimulación practicados anteriormente.

Como antecedente en el campo vecino Cerro Hamaca Oeste (CHO), existen pozos de alto ángulo (entre 70 y 140 mts en el intervalo de interés) completados con casing preperforado, actualmente en producción, desarrollando el mismo objetivo. Estos pozos son óptimos para relaciones de Kv/Kh entorno a 0.1 ya que optimizan la incidencia de la permeabilidad horizontal de la formación.

De todos modos, por condiciones de desarrollo con recuperación asistida, se plantearon pozos horizontales (550 mts de tramo extendido) para una parte del campo Chachauen Sur.

Así se planteó perforar un largo tramo horizontal que compitiera técnica y económicamente con los pozos desviados y que no necesitara ser estimulado durante su completación.

Por todos estos motivos se se trabajó en optimizar el *diseño de casing de producción pre-perforado y las prácticas operativas de su implementación*.

Desarrollo

Ubicación y Marco Geológico

El yacimiento Chachahuén Sur está situado al norte de la cuenca Neuquina, ubicado al sur de la provincia de Mendoza, Argentina, aledaño a la ciudad de Rincón de los Sauces. Figura 1.

Su actividad inicia a mediados de 2013, luego de la campaña de perforación de pozos exploratorios y de extensión para los ciclos clásticos de la Formación Rayoso.

Al momento de planificar el pozo se encontraban 11 pozos de alto ángulo en las cercanías en el mismo bloque estructural y reservorio.

El proyecto contempla el desarrollo de los ciclos clásticos inferiores de la Formación.

Generalidades			
Provincia	Mendoza	Tipo de Estructura	Homoclinal
Cuenca	Neuquina	Tipo de Trampa	Truncación
Fecha de descubrimiento	Diciembre 2011	Formación Productiva	Rayoso Clástico

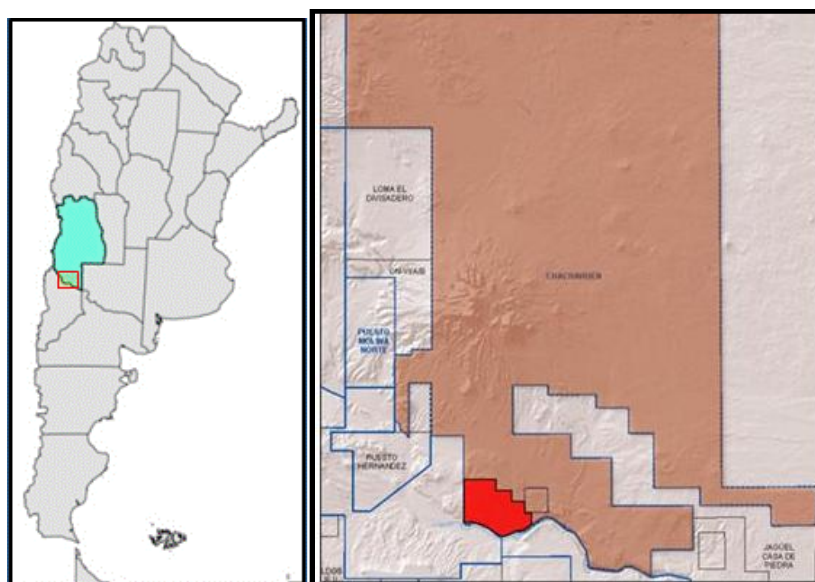


Figura 1: Ubicación geográfica. El polígono rojo corresponde al lote de explotación Chachahuén Sur.

La Fm Rayoso está asociada a los depósitos silicoclásticos y evaporíticos correspondientes a la última fase de post-rift de la Cuenca Neuquina.

La Fm Rayoso yace sobre depósitos carbonáticos del Mb La Tosca (Fm Huitrín) y está truncada a su vez en su parte superior por una leve discordancia angular de edad Intersenoniana / Intraaptiana (Cretácico Superior).

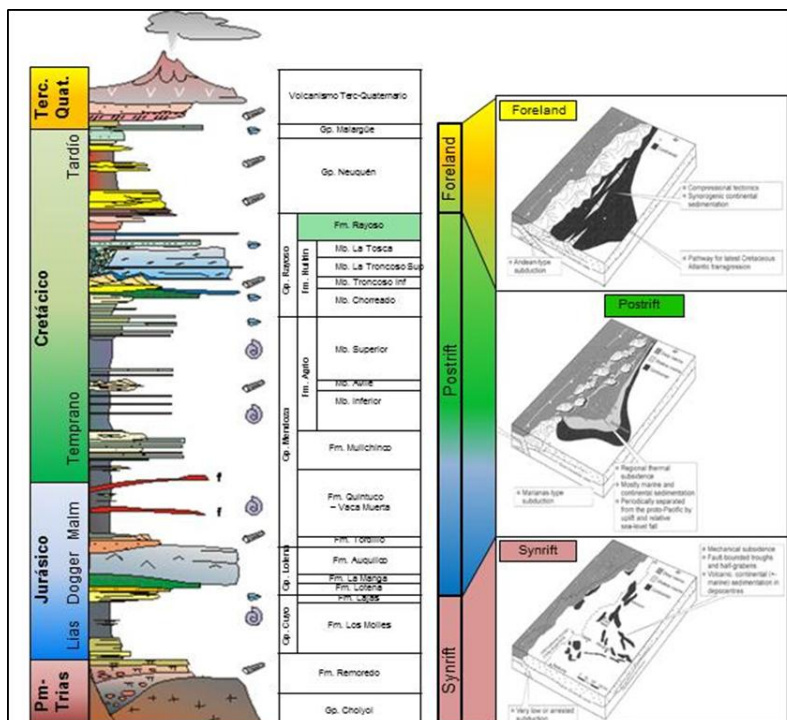


Figura 2: Columna estratigráfica y evolución tectónica de la cuenca Neuquina.

La formación ha sido comúnmente subdividida en intervalos litoestratigráficos que separan las porciones predominadas por sedimentos evaporíticos (Rayoso Evaporítico) de las porciones predominantemente clásticas (Rayoso Clástico). Figura 3.

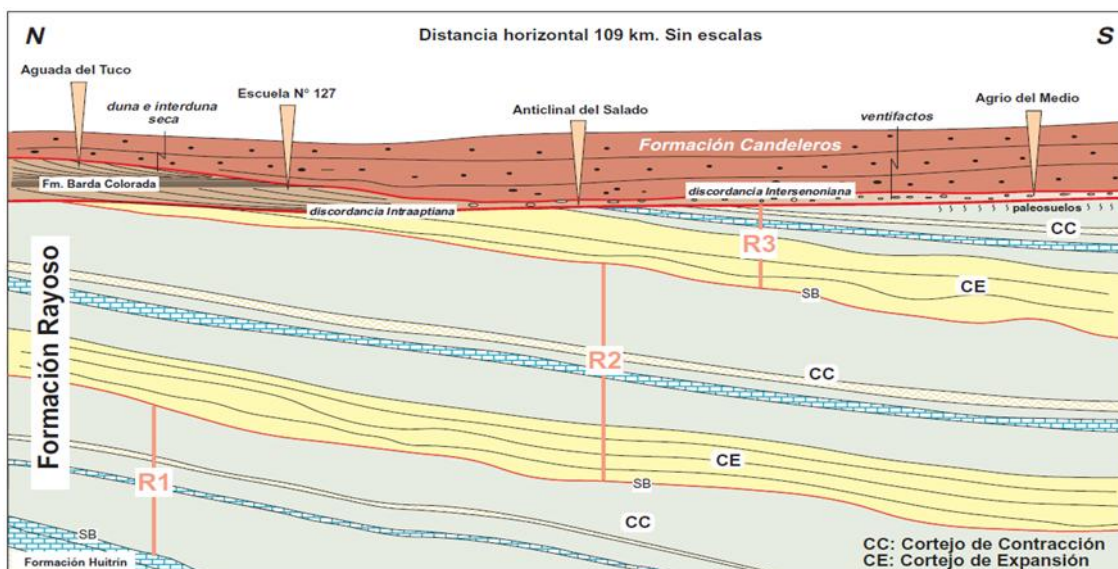


Figura 3: Corte N-S que muestra los ciclos evaporíticos y clásticos que componen la Fm Rayoso y su relación con el Gr Neuquén suprayacente.

Desde un punto de vista paleoambiental, los depósitos del intervalo evaporítico, caracterizados por niveles de anhidritas, halita y estromatolitos, están asociados con sedimentos de origen lacustre restringido someros (Zavala *et al.* 2011). Este ambiente estaría relacionado a la desconexión de la cuenca con el océano Pacífico a través de un arco volcánico. Por otro lado, los depósitos del intervalo clástico, caracterizados por areniscas

finas, siltstones y pelitas están asociados a un sistema de abanico fluvial. Estos responderían a la colmatación de la cuenca durante el período previo a la etapa de *foreland*.

En el área de Chachahuén Sur solo aparecen representados los ciclos inferiores de la Fm Rayoso denominados Rayoso Evaporítico Inferior (REI) y Rayoso Clástico Inferior (RCI).

Antecedentes

Históricamente los casing pre-perforados utilizados en los pozos horizontales y de alto ángulo de la zona tienen perforaciones de 1/2 pulgadas, con una superficie abierta OA= 3% y una densidad de perforaciones por metro ppm= 95 (30 ppf), estas dos primeras independientes del diámetro del casing, libraje y grado de acero:

Tubería de Producción		
Diámetro externo	5	In
Libraje	15	Lbs/ft
Grado de acero	K55	-
Espesor de la pared	0.296	in
Conexión	BTC	-
Diámetro de las perforaciones (DI)	0.5	in
Perforaciones por pie	30	1/ft
Cantidad de ejes	12	-
Longitud aproximada del tubo (LT)	13	m
Longitud Box (Lbox)	8.875	in
Longitud Pin (Lpin)	3.6375	in
Distancia borde box a 1ra perforación (LTL1)	0.6	m
Distancia borde pin a 1ra perforación (LTL2)	0.6	m
Longitud perforada aproximada (LTP)	11.48719	m

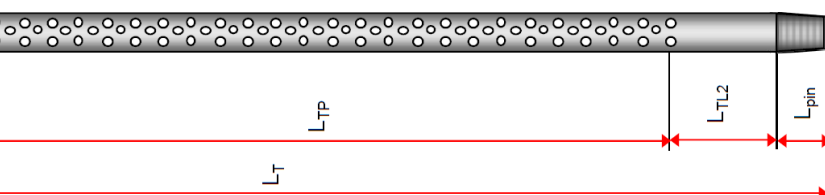


Figura 4.

Este tipo de configuración nos proporciona una producción en promedio de $10.63 \text{ m}^3/\text{día}$ para los pozos horizontales o de alto ángulo cercanos al yacimiento Chachahuén (2.00 km), con una desviación estándar de $4.29 \text{ m}^3/\text{día}$:

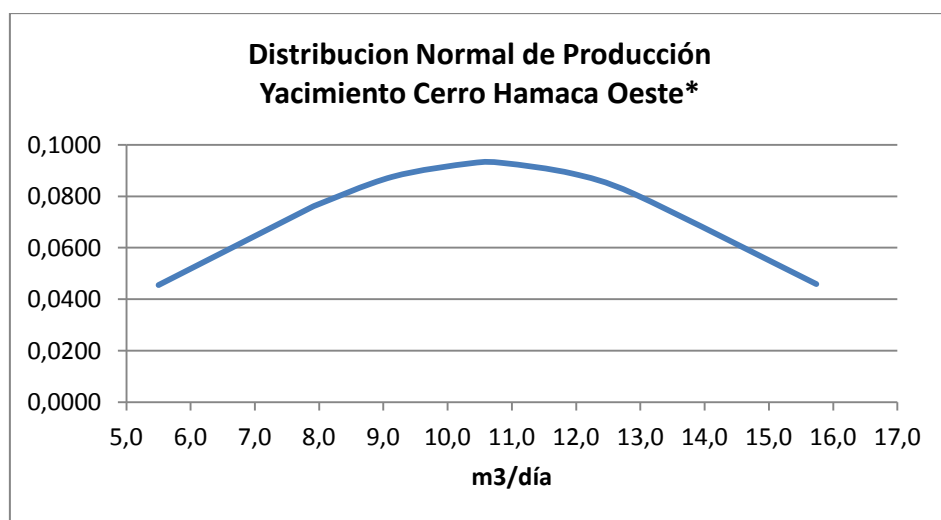


Figura 5: Distribución Normal de la producción en CHO. (*) para pozos offset.

El yacimiento Cerro Hamaca Oeste (CHO), aldea ubicada en la provincia de Neuquén, produce de la misma zona estratigráfica, con profundidades y extensiones similares a las planteadas en el pozo horizontal de Chachahuen por lo tanto, podemos asumir que son comparables. A la hora de diseñar los orificios este antecedente es importante ya que al instalar cañerías pre-perforadas una variable a prever es la posibilidad de producir arenas del reservorio. En este caso el antecedente de CHO muestra que tras varios años de producción con cañerías pre-perforadas con orificios circulares de media pulgada, no se detecta aporte de arenas ni en sistemas de bombeo ni en instalaciones de superficie.

A pesar de la similitud mencionada, como primera actividad asociada al proyecto de diseño de las ranuras se reconocieron y analizaron los testigos corona disponibles para verificar la friabilidad y consolidación de los niveles productivos de RCI. Esto permitió confirmar que el reservorio es suficientemente consolidado y homogéneo como para permitir la instalación de cañerías preperforadas.

Dinámica de fluidos computacional (CFD)

En nuestro caso de estudio para encontrar la mejor relación entre Porcentaje de apertura por orificios en el casing, minimizando las posibles pérdidas de carga sin comprometer la integridad mecánica del mismo, se utilizó CFD.

La Dinámica de Fluidos Computacional o CFD (del inglés Computational Fluid Dynamics) trata sobre la simulación numérica de flujos de fluidos, transferencia de calor y fenómenos relacionados tales como reacciones químicas, combustión, aeroacústica etc. El CFD se originó a partir de la combinación de dos disciplinas: mecánica de los fluidos y cálculo numérico. La resolución de las ecuaciones de mecánica de fluidos es realizada mediante métodos de cálculo numérico..

Aplicación y Simulaciones realizadas

En nuestro caso de estudio, se utilizó CFD para encontrar la mejor relación entre % OA, ppm y diámetros de las perforaciones para minimizar las posibles pérdidas de carga, determinando las variables de mayor influencia con las siguientes hipótesis y condiciones de borde:

- *Variables:* diámetro de las perforaciones (DI), cantidad de perforaciones por metro lineal (ppm) y relación entre área perforada y la total del casing (%OA).
- Se considera al fluido como incompresible, newtoniano y monofásico. El flujo es considerado laminar y estacionario.
- Las simulaciones fueron realizadas teniendo en cuenta la presencia del reservorio alrededor del casing. Las presiones de reservorio se mantuvieron constantes (no se tuvo en cuenta la caída de presión por causa del depletamiento).
- Dimensiones del modelo de reservorio: 350m de ancho, 10m de alto y 1m de largo (se considera que la pérdida de carga en el pozo es despreciable).
- El largo del pozo considerado para el cálculo de las producciones es de 500m.
- Condiciones de borde: presión de reservorio 34,7Kg/cm² (493 psi), BHP=17,64Kg/cm² (250 psi).
- Permeabilidad de la formación: 350mD.
- Propiedades de los fluidos: densidad: 882.2Kg/m³ (7.34 ppg), viscosidad 38.8cP
- Se estudió al pozo sin daño de formación y con un daño consistente en una disminución de la permeabilidad en una zona de 1" de espesor alrededor del pozo con una permeabilidad de 50mD.

Simulaciones realizadas:

Sin daño de formación, DI=12,7mm		Con daño de formación, DI=12,7mm	
%OA	Ppm	%OA	ppm
0.5625	18	2.25	72
1.125	36	3	84
2.25	72	4.1	96
2.625	84	-	-
3	96	-	-
4.1	132	-	-
100	-	-	-

**Sin daño de formación, diferentes diámetros
%OA=3**

DI (mm)	ppm
14	78
12.0	96
10.83	132
8.00	240
6.00	426

Resultados CFD

Análisis de producción vs %OA

Para analizar la producción se considera un caso base en el que el % de área abierta es de 3%, el casing tiene 96 ppm y 12.7mm de diámetro de las perforaciones, a partir de este caso se calcula la variación del caudal para cada configuración diferente de la terminación.

Sin daño de formación, DI=12,7mm			Con daño de formación, DI=12,7mm		
%OA	ppm	Caudal relativo	%OA	ppm	Caudal relativo
0	-	0.00	-	-	-
0.5625	18	81.98	-	-	-
1.125	36	92.00	-	-	-
2.25	72	98.78	2.25	72	93.62
2.625	84	99.49	3.00	96	100.00
3.00	96	100.00	4.10	132	106.11
4.10	132	101.10	-	-	-
100.00	-	103.19	-	-	-

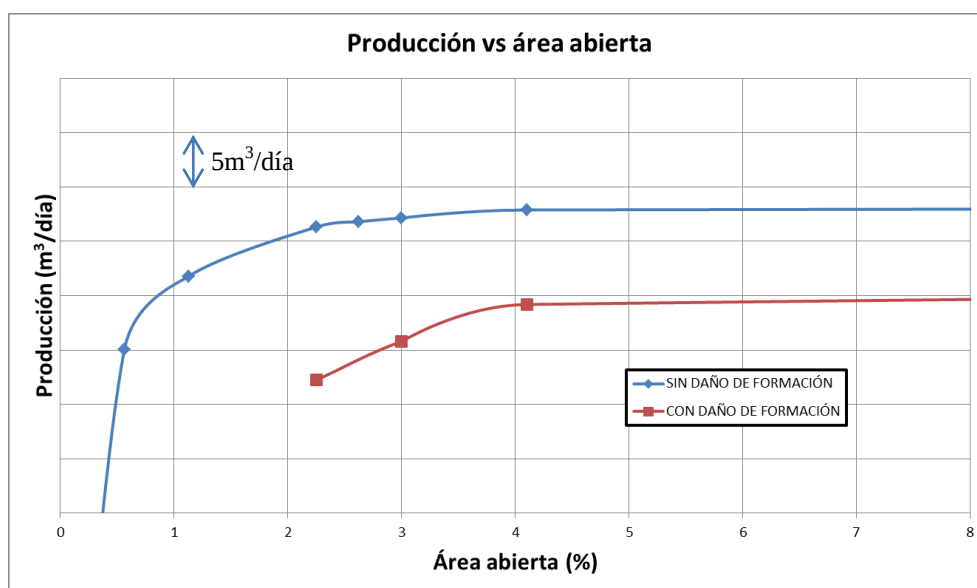


Figura 6.

Podemos observar que para un diámetro de perforaciones de 12.7mm en el caso del pozo sin daño de formación, la producción de los pozos no tiene grandes variaciones a partir del %OA=3, ya que entre el pozo abierto (%OA=100) y un casing con %OA=3 la variación de caudal es de 3% únicamente.

Para el pozo con daño de formación, la variación de producción del %OA 3 a 4,1 es considerable (6,1%).

Por lo tanto, un diseño de %OA=4.1 o mayor proporciona una producción máxima (asintótico) en el caso con daño de formación (caso más conservador), siendo éste el porcentaje (%) optimo a considerar.

En el análisis se asumió, que a lo largo de la vida del pozo, siempre existe la posibilidad de un daño (inicial o tardío debido a producción). Por lo tanto se consideró más realista el caso “con daño”.

Análisis de producción vs diámetros de agujeros

Resultados para diferentes diámetros y %OA=3.0		
DI (mm)	ppm	Caudal Relativo
14.00	78	99.61
12.70	96	100.00
10.83	132	100.27
8.00	240	101.24
6.00	426	101.74

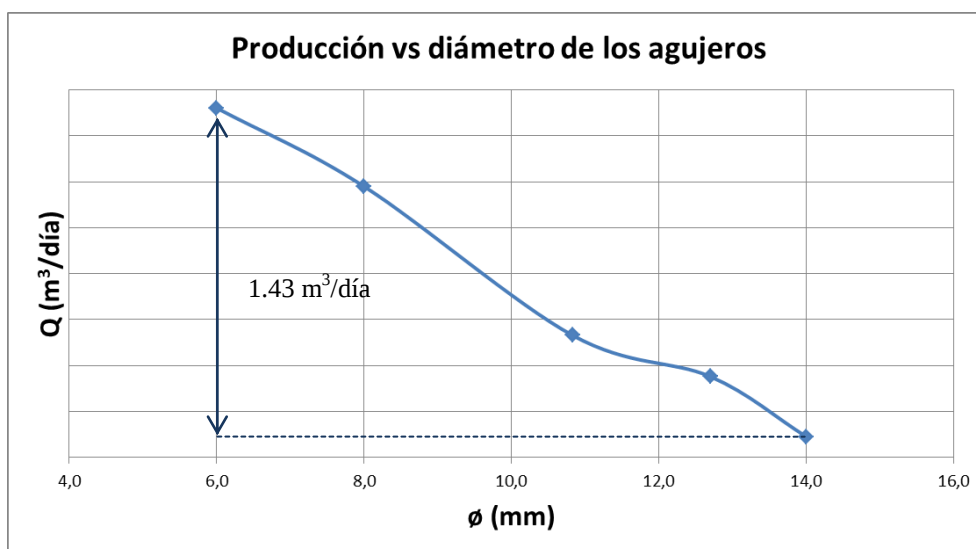


Figura 7.

Para este análisis, vemos que el diámetro de las perforaciones tiene una influencia despreciable en la producción de los pozos para un %OA=3. La diferencia es menor a 2% entre 6mm y 14mm.

Por lo tanto el diámetro de las perforaciones no es un valor condicionante, sólo se debe tener en cuenta para el diseño de integridad mecánica y valoración económica. Manteniendo un %OA constante es recomendable un menor diámetro en la selección si se quiere maximizar la producción.

Luego se realizó un análisis económico para acotar el rango de diámetros para un %OA= 4.1 y finalmente se realizó una simulación mecánica (elementos finitos) para verificar la integridad del casing de producción durante la vida del pozo, satisfaciendo todos los requisitos del proyecto. Para nuestro caso de estudio, la tubería de producción es de 5 in:

Análisis económico para %OA=4.1 & CSG 5 in		
DI (mm)	ppm	Costo (%USD/m)
6.00	584	290
8.00	328	162
10.83	180	108
12.70	132	100
14.00	108	93

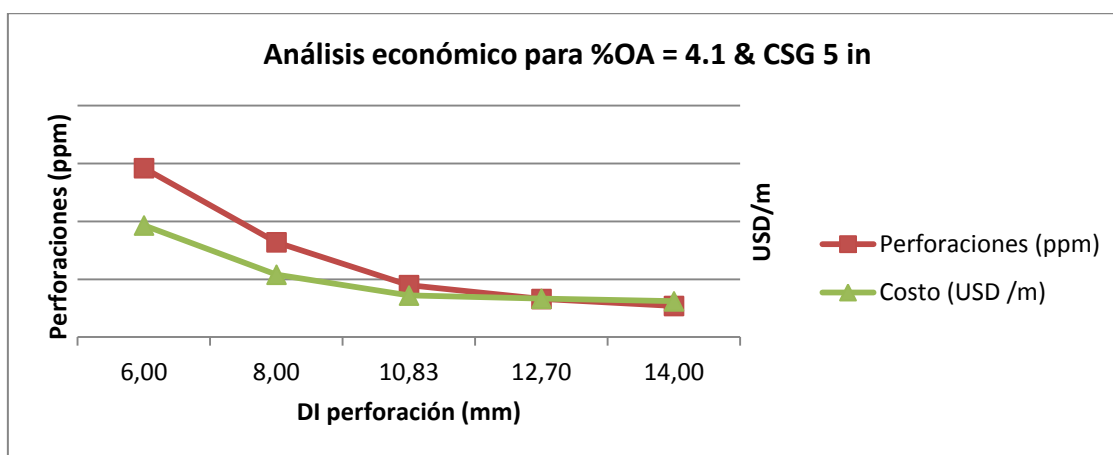


Figura 8.

La curva de costos nos muestra que a partir de DI perforación igual o mayor a 10.83 mm, se tiene una tendencia asintótica del costo, por lo tanto nuestro diámetro óptimo es 10.83 mm.

Bajo estos resultados, nuestro marco ideal para maximizar la producción es un casing con las siguientes características:

Liner de producción 5 in; 18 #/ft; N-80			
DI perforaciones (mm)	ppm	% OA	Costo (%USD/m)
10.83	180	4.10	108

Análisis de integridad mecánica

Una vez identificado el posible diseño de casing perforados, se realiza una simulación para determinar las solicitudes de cargas durante la vida del pozo y verificar la integridad mecánica.

En esta etapa es necesario contar con datos como el esquema de pozo, profundidades, presiones esperadas y factores de diseño propios de YPF S.A:

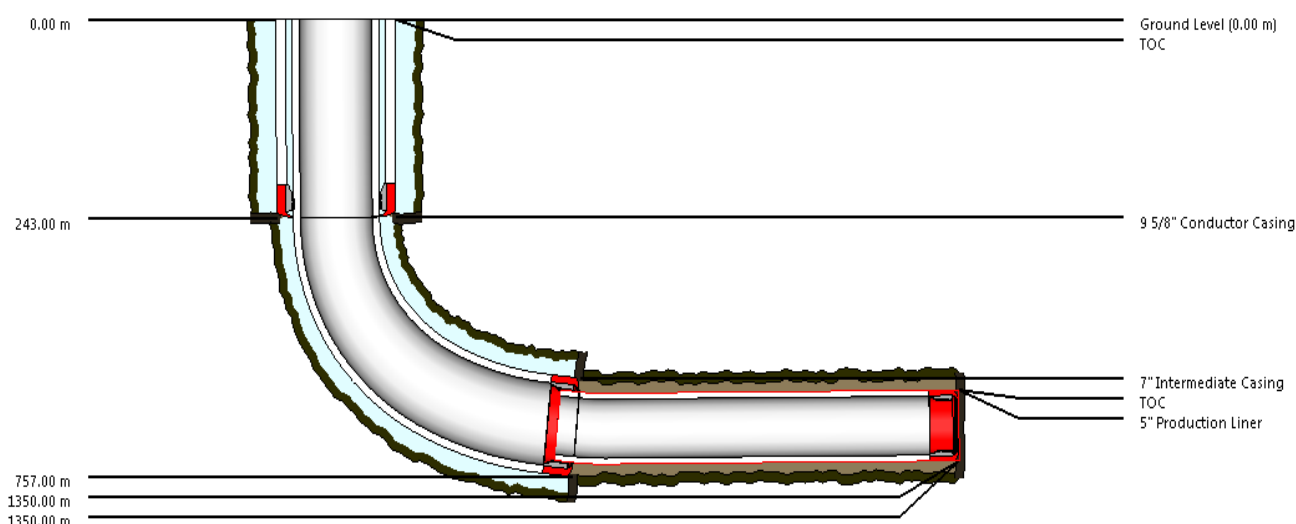
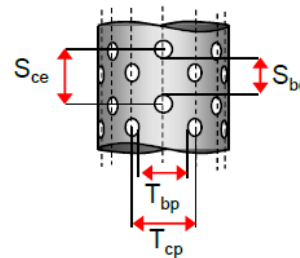


Figura 9.

Para hacer una simulación válida, es necesario determinar las propiedades del tubo perforado, las principales características son:

Cálculos intermedios

Área neta	5.27	in ²
Perforaciones por eje	9.12	1/ft
Separación entre centros de perf. por eje (Sce)	1.315789	in
Separación entre bordes internos de perf. por eje (Sbe)	0.889412	in
Ángulo entre ejes consecutivos	60	°
Separación perimetral entre ejes consecutivos	2.62	in
Separación perimetral entre centros de perf (Tcp)	5.24	in
Separación perimetral entre bordes int. de perf (Tbp)	4.81	in
Área de pasaje zona perforada	4.14	%



Estas propiedades fueron calculadas por el proveedor de tubulares, según formulas empiricas publicadas: “Empirical Determination of Slotted Pipe Torque Limits for a Horizontal SAGD Liner Application” (CADE/CAODC DRILLING CONFERENCE, October 23 & 24, 2001, Calgary, Alberta, Canada).

Y la reducción de esfuerzos axiales, área remanente transversal y cálculos de colapso con las formulas presentadas en “A Simple Model for Collapse and Post-Collapse Behavior of Tubulars With Application to Perforated and Slotted Liners” authored by Fereidoun Abbassian, SPE, and S.H.L. Parfitt, SPE, BP Exploration, SPE-51188 was used.

Propiedades mecánicas resultantes

Tracción		
Resistencia a la tracción tubería lisa	422000	lb
Resistencia a la tracción conexión	477000	lb
Resistencia a la tracción tubería perforada	384955	lb
Colapso		
Resistencia al colapso tubería lisa	10500	psi
Resistencia al colapso de la conexión	10500	psi
Factor de reducción al colapso por perf	0.675953	
Resistencia al colapso tubería perforada	7098	psi

Con estas características, se obtienen las simulaciones de nuestro caso, resultando que la tubería es apta para el proyecto:

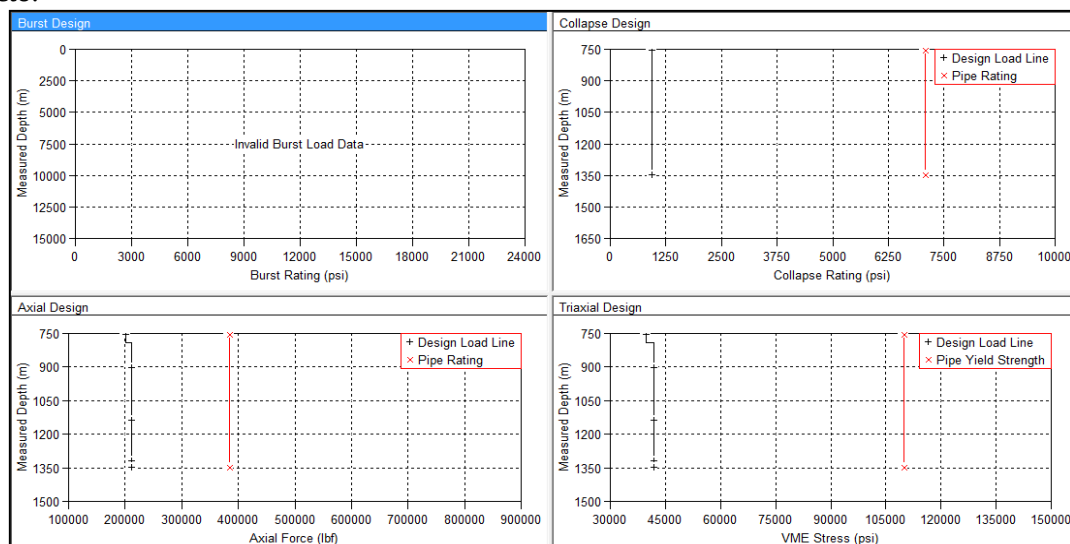


Figura 11.

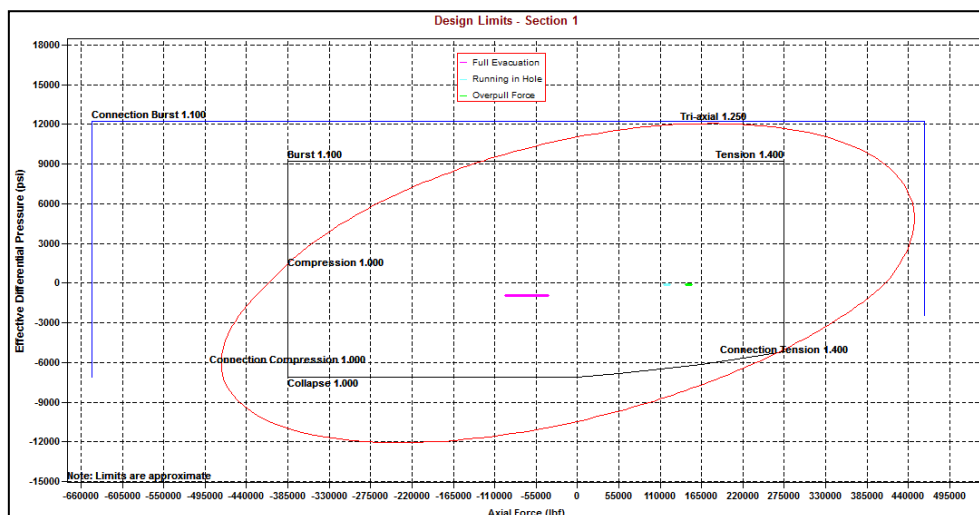


Figura 12.

La pre-perforación de la tubería se realizó únicamente para este pozo con un proveedor desarrollado en forma local, el método de producción es por corte de plasma con un pantógrafo digital, algo completamente estándar en la industria Metal-Mecánica de la zona:



Figura 13.

Resultados

Una vez puesto en marcha el pozo y a un régimen medio (rpm de la bomba PCP), se tiene una producción del 253% en relación a los pozos offset y alrededor del 600% comparado con pozos verticales de la misma zona:

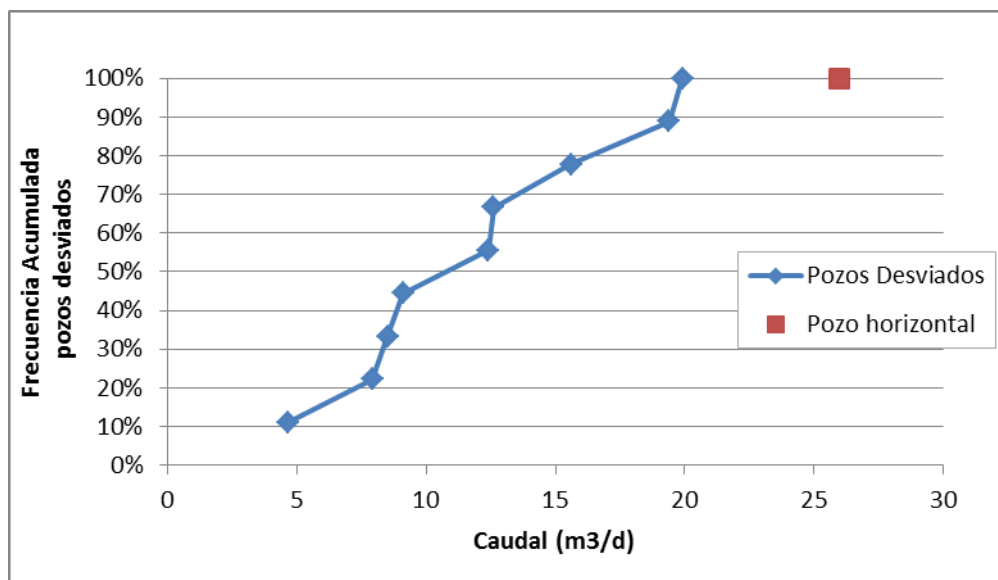


Figura 14

Conclusiones

Se determinó la producción en función de los diámetros de las perforaciones de la tubería, área de apertura y daño de formación.

También se realizaron simulaciones mecánicas verificando la integridad de la tubería a lo largo de la vida del pozo, en especial durante la entubación del pozo.

Se consiguió un buen caudal de producción, con un costo relativamente bajo de las perforaciones del casing proyectado.

En las muestras de crudo analizadas en laboratorio para determinar el contenido de agua (ASTM D 96) no se observan sólidos (*arena*), lo que demuestra una correcta selección de casing pre-perforado.

Finalmente, el desarrollo fue en una industria local con un método simple, completamente replicable en cualquier yacimiento y no propietario o con restricciones de patentes.

Es importante destacar que los otros factores visualizados para optimizar la producción son:

Factores de diseño de Perforación	
✓	Geometría de pozo con tubería intermedia, aislando las zonas inestables geomecánicamente (base FM Grupo Neuquén)
✓	Menor densidad del fluido de inyección en la fase aislación (WBM).
✓	Fluido de inyección de bajo sólidos (WBM).
✓	Cambio de fluidos de pozo para bajar liner de producción.
✓	Método de navegación horizontal: Geonavegación (resistividad y gamma)

Agradecimientos

Se desea agradecer la participación y colaboración de personal de Y-TEC Damián Gennoso, Santiago Serebrinsky y Walter Morris.

Bibliografía

- Uliana et al., 1975, Legarreta & Boll, 1982, Leanza et al., 2003 y Zavala *et al.*, 2006

- A Simple Model for Collapse and Post-Collapse Behavior of Tubulars With Application to Perforated and Slotted Liners” authored by Fereidoun Abbassian, SPE, and S.H.L. Parfitt, SPE, BP Exploration, SPE-51188
- Dinámica de Fluidos Computacional: ¿qué es? Martin Kessler 24 de junio de 2016 Fluidodinámica, Tecnología de Simulación.
- A Simple Model for Collapse and Post-Collapse Behavior of Tubulars With Application to Perforated and Slotted Liners” authored by Fereidoun Abbassian, SPE, and S.H.L. Parfitt, SPE, BP Exploration, SPE-51188.
- “Empirical Determination of Slotted Pipe Torque Limits for a Horizontal SAGD Liner Application” (CADE/CAODC DRILLING CONFERENCE, October 23 & 24, 2001, Calgary, Alberta, Canada.
- “Horizontal well technology” by Sada D, Joshi, PenWell Books 1990.
-

Autores

Comellas, Diego Marcelo: Es Ingeniero Industrial graduado en la Universidad Nacional de Cuyo. Posee un Postgrado en Gestión de Proyectos Petroleros otorgado por el Instituto Tecnológico Buenos Aires (ITBA). Se desempeñó como Ingeniero de campo y líder de Ingeniería en la línea de cementación en Halliburton Argentina S.A. y como Ingeniero de Perforación en YPF S.A. donde cumple actualmente esta función.

Cristian Damián Bahl: Es ingeniero químico egresado de la Universidad Nacional del Centro del Centro de la Pcia. De Buenos Aires (UNICÉN). Durante la ejecución del proyecto se desempeñó como ingeniero de perforación regional en YPF S.A. Actualmente ocupa la posición de ingeniero de perforación de exploración dentro de la misma organización.

Peralta, Enrique Alfredo: Es Ingeniero en Petróleos graduado en la Universidad Nacional de Cuyo. Posee un MBA Management en Gestión Empresarial otorgado por la Pontificia Universidade Católica de RJ. Desempeñó diversos puestos en E&P de petróleo y gas en Perez Companc, Petrobras, El Paso, EP Energy e YPF. En este proyecto se desempeñaba como Coordinador de Desarrollo Operativo en YPF Mendoza Sur, actualmente es referente de Ingeniería de Reservorios en YPF Regional Mendoza.

Silvio Pedro Figliuolo: Geólogo, egresado de la Universidad Nacional de Córdoba. Trabajó en desarrollo de campos maduros para ASTRA, REPSOL-YPF, Petrolera Entre Lomas y Staatsolie (Surinam) en prospectos de las cuencas Cuyana, Neuquina, del Golfo San Jorge y Guayana. En Febrero 2013 ingresó a Y-TEC y actualmente se desempeña como Product Champion Reservorios.

Caratti, Maximiliano: Es Ingeniero Industrial graduado en la Universidad Nacional de Cuyo. Se desempeñó como ingeniero de campo en Baker Hughes Centrilift, luego como Company-man, supervisor e Ingeniero de perforación en YPF Comodoro Rivadavia. Posteriormente se desempeñó como Ingeniero de Perforación y WO en Servicios Especiales San Antonio. Actualmente se desempeña como Ingeniero Sr de Perforación en YPF Regional Mendoza.

Mognol, Gonzalo: Es Ingeniero Aeronáutico UNC, 2012. Del 2011 al 2015 trabajó en el sector aeronáutico desempeñando actividades de diseño y análisis aerodinámico de vehículos aéreos utilizando herramientas de dinámica de fluidos computacional (CFD). A principios de 2015 empezó como Tecnólogo I+D en Y-TEC en el área de CFD de Procesos aplicando herramientas de fluidodinámica computacional para la industria energética.