

EVALUACIÓN MEDIANTE CFD DE LA INFLUENCIA DE LA TERMINACIÓN EN LA PERFORMANCE DE POZOS HORIZONTALES.

Gonzalo Mognol^a, Marcela Raviculé^a

^aGerencia de Productos y Procesos, YPF Tecnología S.A., Avenida del Petróleo Argentino s/n entre
129 y 143. Berisso, Buenos Aires. C.P: 1923, Argentina, gonzalo.mognol@ypftecnologia.com,
marcela.ravicule@ypftecnologia.com <https://www.y-tec.com.ar>

Palabras clave: CFD, Fluent, pozo, petróleo, reservorio.

Resumen. Uno de los desafíos más grandes de la industria de producción de petróleo es la correcta predicción de la performance de los pozos. Muchos factores intervienen en la precisión de esta predicción, como ser: la descripción detallada del reservorio, la interacción pozo-reservorio y las propiedades del fluido que se produce. Las propiedades características que describen el reservorio, como distribuciones de permeabilidad y porosidad, son difíciles de obtener con precisión hasta el día de hoy, sin embargo, la interacción pozo-reservorio puede ser simulada computacionalmente sin recurrir a modelos, como hacen los métodos convencionales de simulación de pozos.

Mediante el uso del CFD, el cálculo de la performance del pozo se realiza contemplando todas las dimensiones y características geométricas de las terminaciones del pozo, resultando en predicciones más precisas de la producción de petróleo que las de los métodos tradicionales que no tienen en cuenta estas características, sino que los modelan mediante correlaciones empíricas.

Una predicción precisa de la performance del pozo permite realizar una valoración económica correcta del proyecto, una planificación adecuada del pozo y mejora la posibilidad de predecir y mitigar los daños de formación.

En este trabajo se presentan los resultados de las simulaciones con CFD del impacto de la terminación en la producción de pozos horizontales utilizando un programa comercial, para diferentes configuraciones geométricas de terminaciones, de reservorios y de fluidos, poniendo en evidencia la importancia que tiene el modelado de detalle de la geometría en la correcta predicción de la performance del pozo.

1 INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo ha investigado el comportamiento hidráulico de los pozos horizontales desde el inicio de los años 80 (Yuan et al.). Estos pozos pueden presentar flujo muy complejo debido por un lado, a la interacción entre la corriente principal que circula en su interior y los flujos secundarios que ingresan a lo largo del pozo (Abdulwahid et al.) Por otro lado, se encuentran referencias que estudian la geometría de la terminación y su influencia sobre el medio poroso que lo rodea (reservorio). Las propiedades físicas del fluido producido, las características del reservorio y los caudales de producción, también tienen un rol relevante en el gobierno del flujo en el entorno del pozo (*near wellbore*) y en el interior del pozo, y por lo tanto en el caudal producido. Todos estos factores pueden estudiarse en profundidad mediante modelos CFD que contemplen la interacción entre el pozo y el reservorio.

En este trabajo se estudian diferentes tipos de *casing* perforado utilizados en la terminación de pozos horizontales con el propósito de establecer, para dos aplicaciones reales, cual es la configuración que maximiza la producción de petróleo. Las diferencias se refieren específicamente a la geometría de las perforaciones, que pueden ser ranuras rectangulares o perforaciones circulares. El tipo que se utilice en cada reservorio dependerá de si el mismo está consolidado o no, es decir, si durante la producción hay tendencia de desprendimiento de arena desde el reservorio hacia el pozo. Generalmente, los *casing* ranurados se utilizan como un tipo de terminación de bajo costo para la producción de petróleo pesado de pozos con baja producción y en reservorios no consolidados, mientras que los *casing* perforados se utilizan en el caso de que el reservorio esté bien consolidado con altas o bajas producciones.

En las simulaciones de la interacción del pozo con el reservorio se analizaron dos reservorios diferentes con terminaciones del tipo *casing* ranurado y *casing* perforado. El primero consiste en un tubo de acero al cual se le practican ranuras longitudinales de determinado ancho y largo y el segundo consiste en un tubo con perforaciones circulares de cierto diámetro. Las dimensiones de estas perforaciones están determinadas por las características del reservorio y la resistencia estructural del *casing*. En el caso de las ranuras el ancho está limitado por la granulometría del reservorio, con el objeto de minimizar la producción de arenas, su longitud y cantidad están dados por la resistencia estructural del *casing* ranurado. Para el *casing* perforado, el límite de diámetro de las perforaciones está dado por la resistencia estructural del caño perforado.

Una vez determinado el diámetro del *casing* las variables más importantes que influyen en la producción del pozo son:

- La presión del reservorio.
- La presión del fondo de pozo (BHP por sus siglas en inglés).
- El daño de formación, es decir la reducción de la permeabilidad de la roca en las cercanías del pozo.
- La relación entre el área perforada y el área total del *casing* en porcentaje (%OA).
- La forma y distribución de las perforaciones.

Estas dos últimas variables junto con el daño de formación afectan la pérdida de carga del reservorio en las cercanías del pozo.

Los resultados que se muestran en todos los casos corresponden a la producción de los pozos para diferentes %OA, producciones para diferentes geometrías de las perforaciones manteniendo el %OA y caídas de presión en el reservorio para cada tipo de terminación. Además de esto se presentan gráficos de contornos de presiones que muestran la influencia de cada tipo de terminación sobre el campo de presiones alrededor de los pozos.

2 DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS SIMULADOS

Las configuraciones de reservorio y pozo estudiadas en este trabajo son dos. El caso 1 consiste en un reservorio no consolidado, con una permeabilidad de 250mD, que produce petróleo pesado (de alta densidad y viscosidad) con un *casing* ranurado. En este caso se prueban diferentes porcentajes de área abierta (%OA) para una misma geometría de las ranuras y para un mismo %OA se varía la geometría de las mismas.

El caso 2 consiste en un reservorio consolidado, cuya permeabilidad es de 350mD, que produce petróleo liviano con un *casing* con perforaciones circulares. En éste también se estudia la producción del pozo para diferentes porcentajes de área abierta y para diferentes diámetros de las perforaciones manteniendo el porcentaje de área abierta. Para el caso 2 se incluye un estudio que considera la influencia de un daño de formación inducido con diferentes porcentajes de área abierta en la producción del pozo. Este daño de formación se modela considerando un sector aledaño al pozo con permeabilidad siguiendo el método propuesto por Byrne et al.

La premisa de la cual se parte para realizar la geometría del modelo computacional es que la producción del pozo es relativamente baja y por ende el número de Reynolds dentro del *casing* es bajo. Esto trae como consecuencia que las pérdidas de carga a lo largo del *casing* sean despreciables y por ende la presión se mantiene constante a lo largo de todo el pozo. Gracias a esta hipótesis se puede representar el pozo completo, que puede tener un largo de 1000m o más, a través de una porción pequeña de, por ejemplo, 1m de largo para luego extrapolar linealmente los resultados al pozo completo.

Teniendo en cuenta esta última hipótesis, la geometría del pozo simulada para los casos 1 y 2 tienen 1m de longitud. La geometría del reservorio simulado para el Caso 1 posee 250m de ancho, 60m de alto y 1m de largo. En ambos casos el pozo se ubica en el centro geométrico del reservorio (Ver Figura 1). En el Caso 1 el pozo tiene una longitud de 900m y en el Caso 2 de 500m.

La geometría del reservorio utilizada para el Caso 2 tiene 350m de ancho, 10m de alto y 1m de largo. También como en el Caso 1, el pozo se ubica en el centro del reservorio.

La discretización del pozo y del reservorio se realizó utilizando una malla compuesta principalmente por poliedros en el pozo y en las cercanías a este y por hexaedros en el reservorio. (Ver Figura 1 y Figura 2).

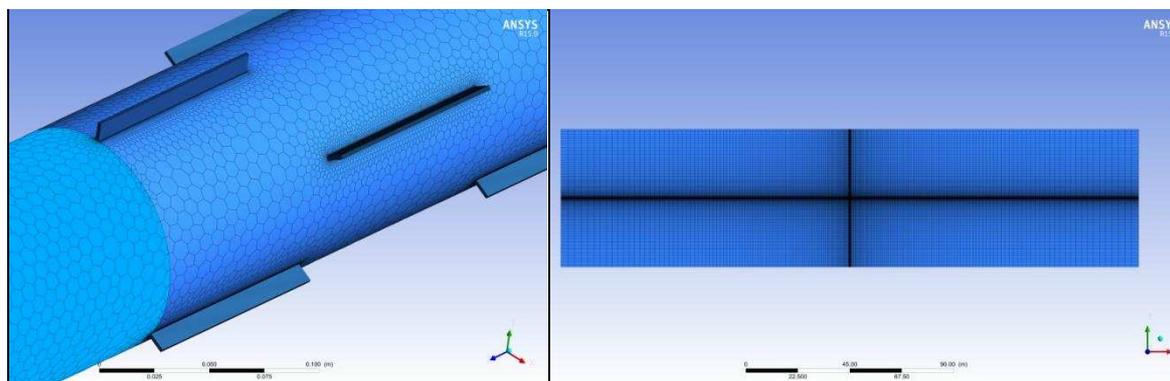


Figura 1: Geometría del reservorio y del *casing* ranurado del Caso 1. Malla computacional realizada.

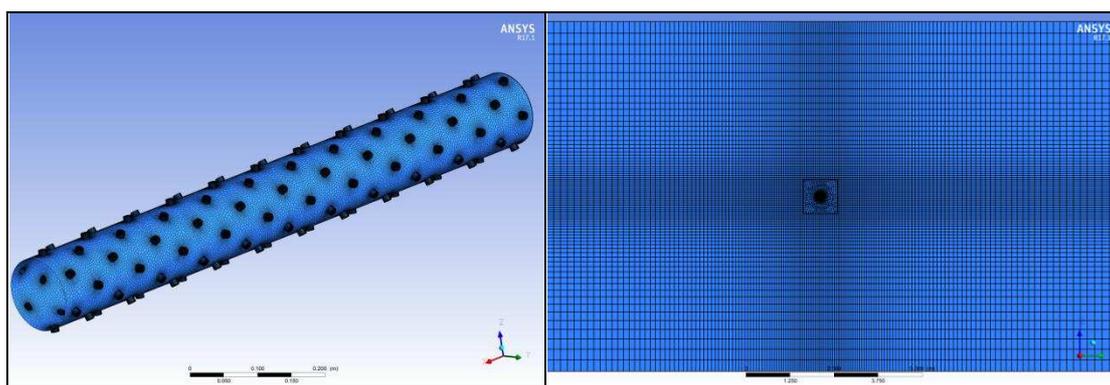


Figura 2: Geometría del reservorio y del *casing* perforado del Caso 2. Malla computacional realizada.

Como se explicó anteriormente, las geometrías simuladas en cada caso son similares, pero se varía por un lado el porcentaje de área abierta y por el otro la geometría de las perforaciones manteniendo constante el porcentaje de área abierta.

Los detalles de las geometrías utilizadas se encuentran en las tablas siguientes, donde rpm: ranuras por metro y ppm: perforaciones por metro.

Caso 1, Variación del %OA, 2x100mm		
Geometría	rpm	%OA
1	27	1,35
2	54	2,71
3	84	4,06

Tabla 1: Geometrías de los *casing* ranurados utilizadas en el Caso 1 variando el %OA.

Caso 1, Variación de geometría de ranuras, %OA=1,35			
Geometría	Ranuras	Ancho (mm)	Largo (mm)
1	18	3	100
2	27	3	66,67
3	54	2	50

Tabla 2: Geometrías de los *casing* ranurados utilizadas en el Caso 1 manteniendo constante el %OA.

Caso 2, Variación del %OA, $\phi=12,7\text{mm}$ Sin daño de formación		
Geometría	ppm	%OA
1	18	0,563
2	36	1,125
3	72	2,250
4	84	2,625
5	96	3,000
6	132	4,100

Tabla 3: Geometrías de los *casing* perforados utilizadas en las simulaciones del Caso 2 con variación del %OA sin daño de formación.

Caso 2, Variación del %OA, $\phi=12,7\text{mm}$ Con daño de formación		
Geometría	ppm	%OA
1	72	2,25
2	96	3
3	132	4,1

Tabla 4: Geometrías de los casing perforados utilizadas en las simulaciones del Caso 2 con variación del %OA con daño de formación.

Caso 2, Variación del ϕ , %OA=3 Sin daño de formación		
Geometría	ppm	ϕ (mm)
1	78	14,0
2	96	12,7
3	132	10,8
4	240	8,0
5	426	6,0

Tabla 5: Geometrías de los casing perforados utilizadas en las simulaciones del Caso 2 manteniendo constante el %OA y sin daño de formación.

En los dos casos el fluido es considerado como incompresible, newtoniano y monofásico y al flujo se lo considera laminar y estacionario. Las condiciones de borde utilizadas en el reservorio son de pared arriba y abajo, de presión constante en los laterales y la condición de borde utilizada en el pozo es de presión constante.

Las propiedades del fluido, del reservorio y presiones utilizadas se muestran en la Tabla 6. Donde ρ es la densidad del petróleo, μ es la viscosidad del petróleo, P_{res} es la presión en el reservorio, K es la permeabilidad del reservorio y K_{DZ} es la permeabilidad de la zona con daño de formación cercana al pozo.

Propiedad	Caso 1	Caso 2
ρ [Kg/m^3]	980.97	882.2
μ [Kgm/s]	2.18	0.0388
P_{res} [Kg/cm^2]	100	34.7
K [mD]	250	350
K_{DZ} [mD]	-	50
BHP [Kg/cm^2]	40	17.6

Tabla 6: Propiedades del fluido, del reservorio y presiones utilizadas en las simulaciones

Las ecuaciones resueltas son las de Navier-Stokes en el interior del pozo y la ecuación de flujo en medios porosos de Darcy (1) la cual establece el gradiente de presión en un medio poroso cuando se desprecian los efectos inerciales. Este gradiente de presiones depende de la viscosidad del fluido considerado, de la inversa de la permeabilidad (α) y de la velocidad superficial del fluido relativa al medio poroso.

$$\nabla p = -\frac{\mu}{\alpha} \vec{v} \quad (1)$$

El programa utilizado para resolver el flujo fue ANSYS Fluent®. El *solver* utilizado fue del tipo *Pressure-Based* estacionario. El acople entre la velocidad y la presión se realizó mediante un esquema acoplado y la discretización espacial se realizó mediante esquemas de segundo orden para todas las variables.

La convergencia de la solución se monitoreó verificando que el residuo de la continuidad cayese hasta $1E-5$ y verificando que el caudal de petróleo a través de las ranuras se estableciese en un valor constante.

3 RESULTADOS

3.1 Resultados de las simulaciones computacionales del Caso 1

Los resultados de interés que se muestran de las simulaciones son, como se explicó anteriormente, las producciones del pozo y las caídas de presión para cada configuración de *casing* ranurado.

En la Figura 3 se muestra el gráfico de la producción del pozo en función del %OA, donde se observa que a medida que el %OA crece, la producción del pozo crece también. Las variaciones de producción respecto de la terminación de 27rpm son de 11.3% para 54rpm, y de 15.3% para 81rpm, lo cual supone un crecimiento bastante importante en la producción de petróleo a medida que se aumenta el %OA. Sin embargo, este crecimiento de producción tiene un límite que es la del pozo abierto, donde %OA=100. En este caso no se coloca *casing* ranurado y la producción del pozo es la máxima para las presiones de trabajo, las características del petróleo y del reservorio consideradas.

Por otra parte, el %OA máximo está limitado por la resistencia estructural del *casing* perforado, ya que el proceso de perforado disminuye la resistencia del *casing* que debe tolerar los esfuerzos durante su instalación y la vida útil del pozo provocados por la presión del reservorio sobre este.

Es de destacar que el costo y tiempo de entrega del *casing* ranurado crece con el número de ranuras practicadas por metro lineal, por lo tanto, también debe tenerse en cuenta esta variable en la toma de decisión de cuantas rpm se utilizarán para la terminación del pozo.

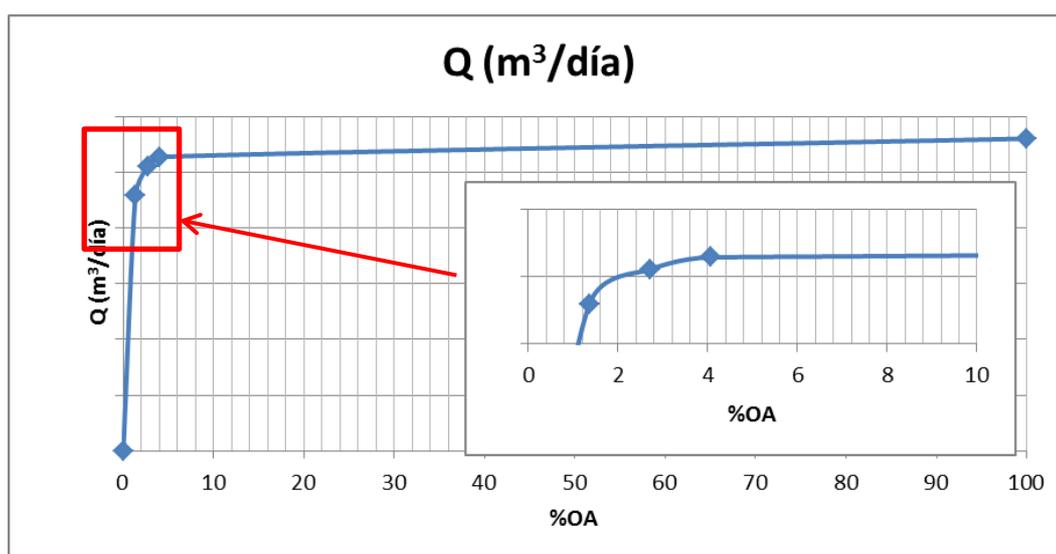


Figura 3: Producción de los pozos para el Caso 1 variando el %OA.

En la Figura 4 se muestra la producción del pozo cuando se mantiene constante el %OA y se varía la geometría y el número de ranuras. Se observa que, a medida que el número de

ranuras crece y el tamaño de las mismas disminuye, la producción del pozo se incrementa. Sin embargo, las diferencias encontradas son inferiores al 1%.

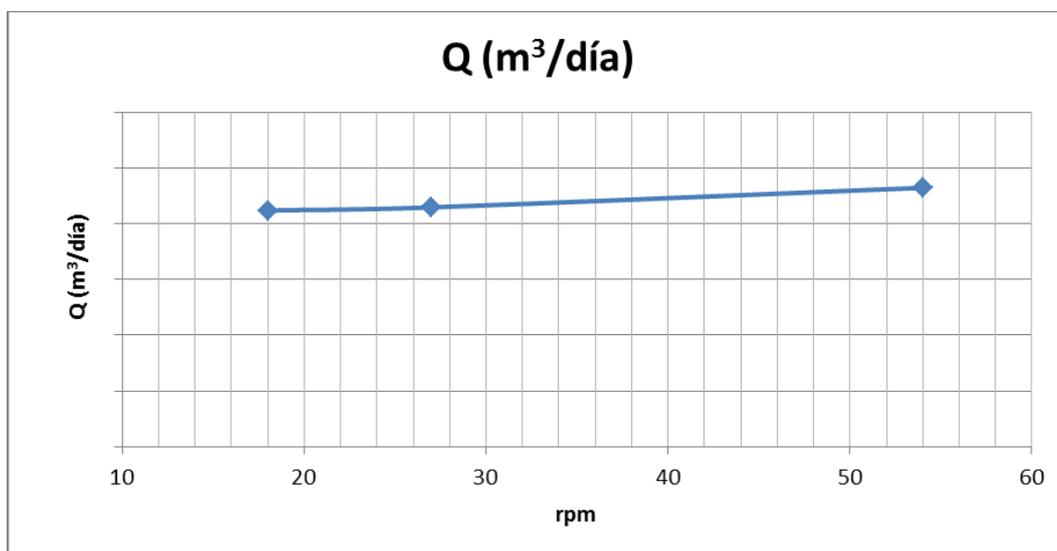


Figura 4. Producción del pozo del Caso 1, manteniendo el porcentaje de área abierta y variando la geometría de las ranuras.

En la Figura 5 se muestra la caída de presión en el reservorio, para los diferentes tipos de terminación en función de la distancia al pozo (R). Es posible observar que en las cercanías del pozo existe una relación inversa entre la caída de presión en el reservorio y la producción de este: la menor caída de presión corresponde a las mayores producciones, como era de esperar.

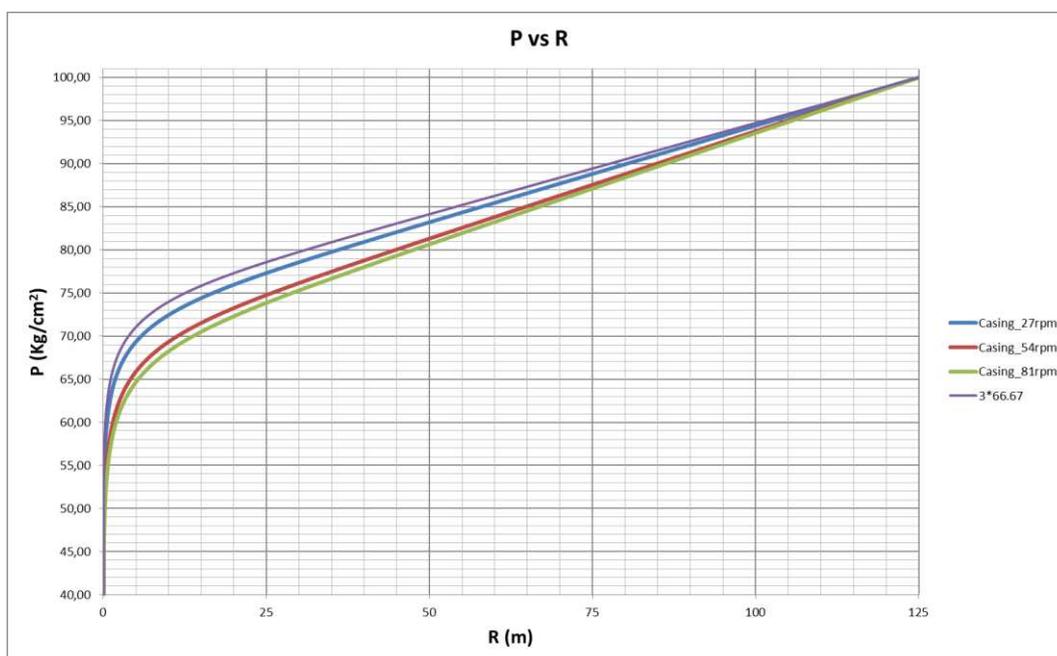


Figura 5: Presiones en el reservorio para el Caso 1 y diferentes tipos de terminaciones

En la Figura 6 se observa el contorno de presiones en el reservorio y en la Figura 7 en la zona cercana al pozo para 27 y 54rpm. Se destaca que las líneas de presión constante en las zonas alejadas al pozo son rectas paralelas mientras que en las zonas cercanas al pozo son

circulares, excepto en la cercanía de las ranuras donde se observa la distorsión generada por ellas. En la figura 7 se observa que la distorsión de las líneas de presión constante es menor para el caso del *casing* con 54rpm, disminuyendo el efecto de convergencia del petróleo hacia el pozo (Kaiser et al.). En la Figura 8 se muestra el contorno de velocidades en el reservorio y el pozo, donde se destaca el perfil laminar de velocidades en el interior del *casing* y la baja magnitud de la velocidad en las ranuras.

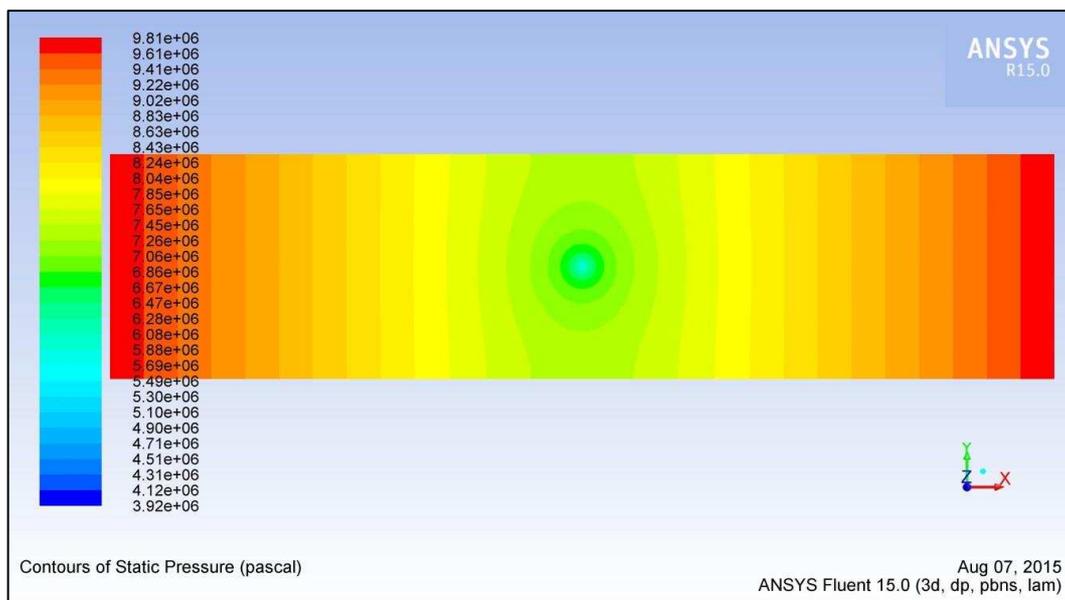


Figura 6: Contornos de presiones en el reservorio (*casing* de 27rpm)

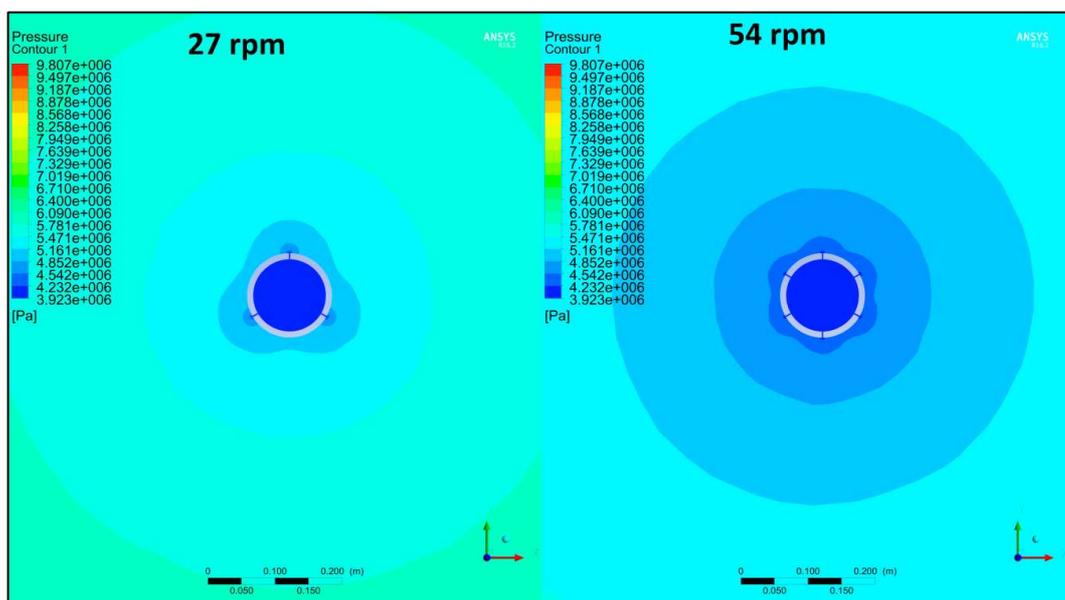


Figura 7: Contorno de presiones cerca del pozo (*casing* de 27rpm y 54 rpm)

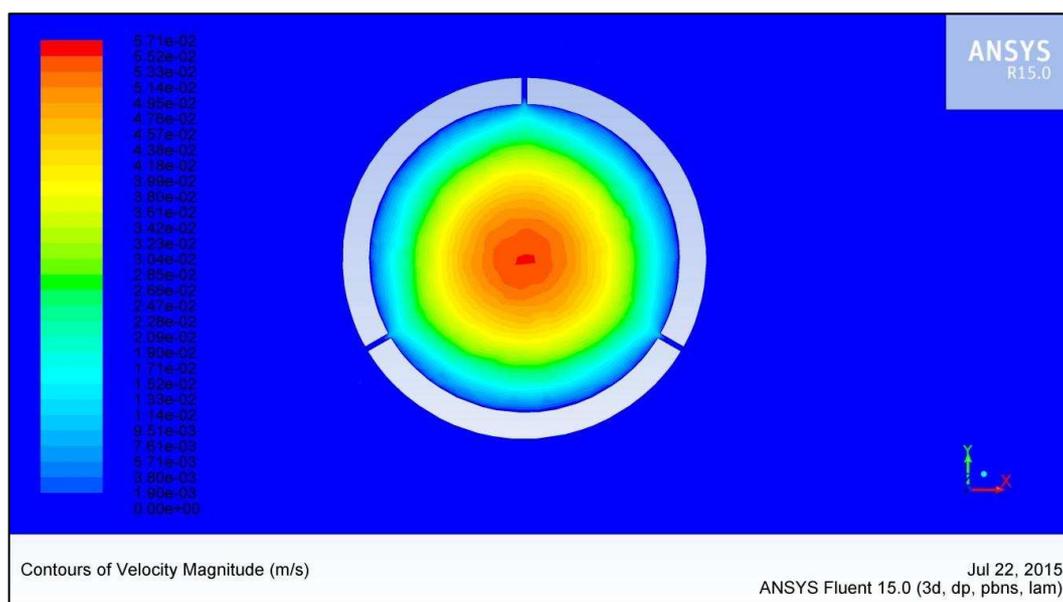


Figura 8: Contorno de velocidades en el reservorio y el interior del casing (casing de 27rpm)

3.2 Resultados de las simulaciones computacionales del Caso 2

Al igual que en el Caso 1, se presentan resultados de producciones para diferentes tipos de terminaciones y caídas de presiones en el reservorio. En la Figura 9 se muestran los caudales producidos para el pozo con diferentes porcentajes de área abierta manteniendo constante el diámetro de las perforaciones incluyendo también los resultados para el caso en el que se considera un daño de formación en las cercanías del pozo. Esto trae como consecuencia, como es esperado, una disminución de la producción del pozo. Por otra parte se incluyen los casos en que el área abierta es 0% del área del casing, donde la producción es obviamente 0 y el caso de 100% de área abierta con la cual se consigue la máxima producción del pozo para ese fluido y presiones de trabajo. Se observa que con un %OA=4.1 la producción del pozo es muy cercana a la del pozo abierto. También se destaca que la diferencia de caudales de producción del pozo para %OA comprendidos entre 1.125 a 4.1 es de sólo 2% aproximadamente.

En la Figura 10 se muestra el caudal de producción del pozo en función del diámetro de las perforaciones, donde se destaca que a medida que disminuye el diámetro aumenta la producción, encontrándose una diferencia de 2% entre el diámetro menor y mayor.

En la Figura 11 se observan las caídas de presión en el reservorio para los diferentes tipos de terminación. El comportamiento de estas curvas es similar al de las del Caso 1, pero las diferencias son menores para mayores variaciones del %OA. Esto es debido a que las variaciones de producción entre una terminación y otra son menores. Se distingue que en el caso del %OA=0.5625 la caída de presión desde el reservorio al pozo es la mayor de todas pues es la que genera la mayor restricción al paso del petróleo.

En la Figura 12 se muestra la caída de presión en el reservorio para el pozo con diferentes %OA y $\phi=12.7$ con y sin daño de formación. Se destaca que, cuando existe un daño de formación, la caída de presión en las cercanías del pozo es mayor que cuando no la hay y por ende los caudales de producción son menores, como es mostrado en el gráfico de la Figura 9.

En la Figura 13 se muestra la caída de presión en el reservorio cuando se varía el diámetro de las perforaciones manteniendo constante el %OA. Se advierte que no existe gran variación

entre las curvas de las diferentes terminaciones lo cual está en correlación con los caudales calculados.

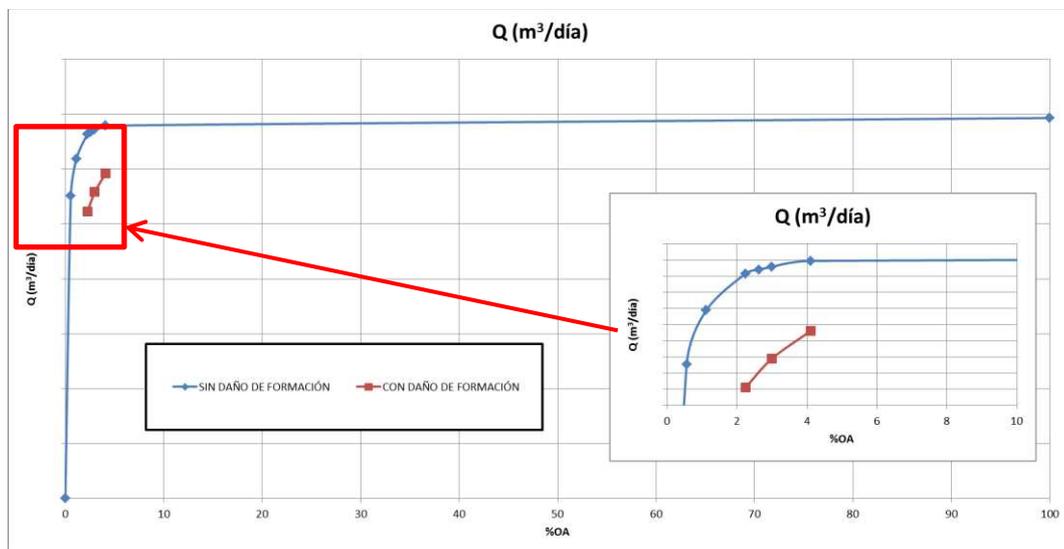


Figura 9: Producción del pozo para el Caso 2 variando el %OA y manteniendo constante el diámetro de las perforaciones

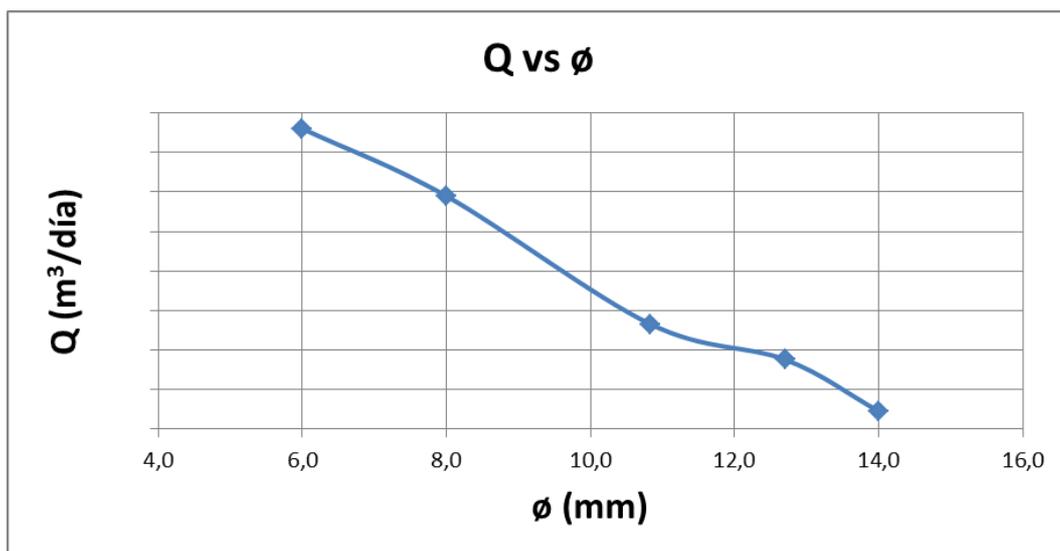


Figura 10: Producción del pozo para el Caso 2 variando el diámetro de las perforaciones y manteniendo constante el %OA=3

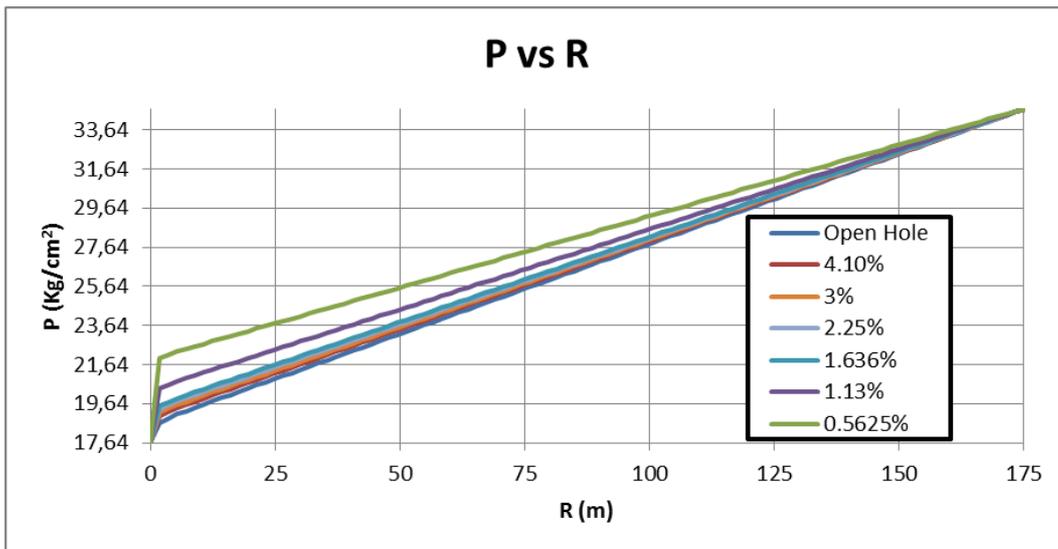


Figura 11: Presiones en el reservorio del Caso 2 y diferentes porcentajes de área abierta ($\phi=12.7\text{mm}$)

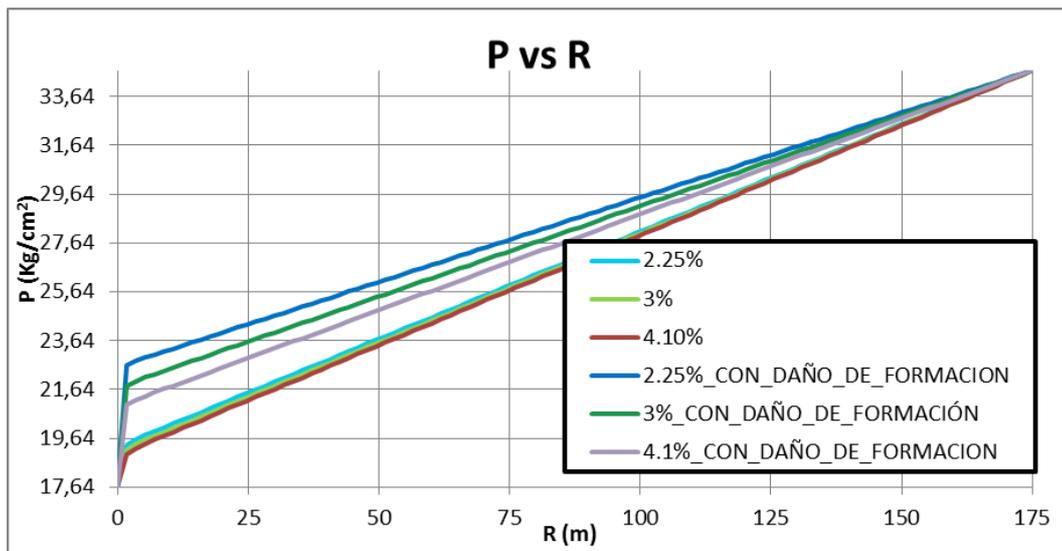


Figura 12: Presiones en el reservorio del Caso 2 y diferentes porcentajes de área abierta ($\phi=12.7\text{mm}$). Comparación entre pozo con y sin daño de formación.

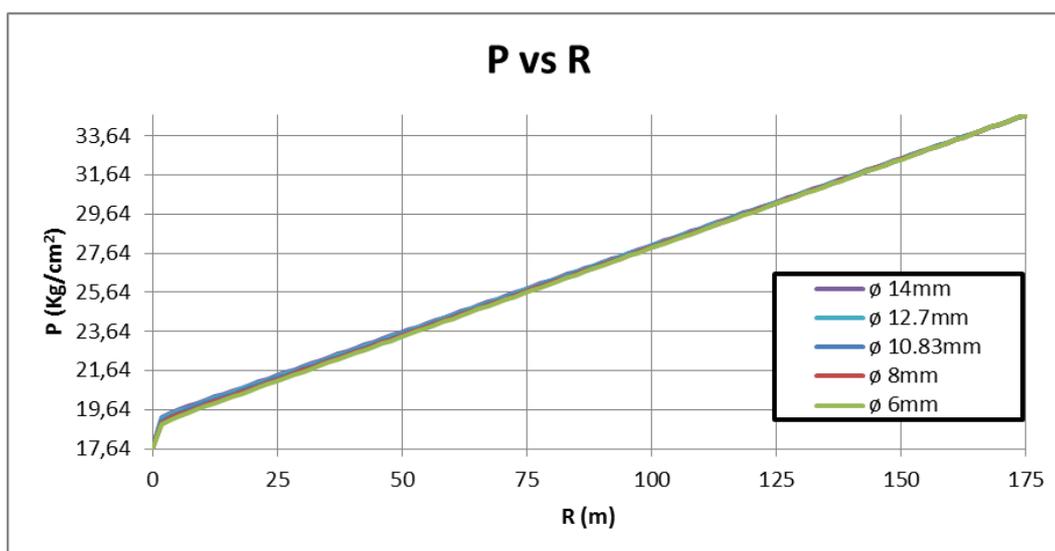


Figura 13: Presiones en el reservorio del Caso 2 y diferentes diámetros. %OA=3. Sin daño de formación.

4 CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

De los resultados de las simulaciones es posible concluir que la variable geométrica que más influye en la producción de los pozos es el porcentaje de área abierta de los *casings*. Por otra parte, la geometría de las ranuras, es decir su tamaño y distribución, también tienen influencia en la producción del pozo. A menor tamaño de ranura o perforación y mayor cantidad para un dado %OA, la producción del pozo es mayor. Sin embargo, la influencia de esta variable en la producción es menor que la del %OA.

Debe destacarse que la toma de decisión del tipo de terminación a utilizar en un pozo tiene en cuenta también otros factores como ser, el costo de realizar las perforaciones, el tiempo de entrega de los *casings* perforados, la resistencia estructural del caño perforado y la posibilidad de producción de finos desde el reservorio al pozo. Por lo tanto, la producción y la influencia del tipo de terminación en esta es sólo una de las decisiones que se tienen en cuenta a la hora de terminar un pozo.

Como trabajo a futuro se estudiará el impacto del daño de formación en la producción de los pozos y la manera de predecir el daño mediante el uso del CFD. Otro aspecto a incorporar en los modelos es la producción de petróleo en los casos en que se encuentre gas (disuelto o libre) y la presencia de agua y los fenómenos que producen este tipo de fluidos en la producción de los pozos.

También puede ser de interés estudiar pozos cuyas producciones son muy altas y empiezan a aparecer fenómenos de turbulencia y pérdida de carga dentro de los *casings*, ya que las hipótesis para simplificación de la geometría consideradas en este trabajo pierden validez, y debe simularse el pozo considerando toda su longitud.

5 BIBLIOGRAFÍA

Abdulwahid, M., Dakhil, S., Kumar, N., *A comparison of the density perforations for the horizontal wellbore*, WSEAS Transactions on Fluid Mechanics, Vol. 9, p110,2014

Byrne, M., Jiménez, M. A., Chávez, J. C., *Predicting well inflow using computational fluid dynamics-Closer to the truth?*, SPE 122351-2009

Kaiser, T. M. V., Wilson, S. y Venning, L. A., *Inflow Analysis and Optimization of Slotted Liners*. SPE 80145-2002.

Yuan, H., Sarica, C. y Brill, J.P., *Effect of completion geometry and phasing on single-phase liquid flow behavior in horizontal Wells*. SPE 48937-1998.