

EFFECTO DE LA EVOLUCIÓN DEL DRAWDOWN SOBRE LA SALUD DE LA FRACTURA HIDRÁULICA. ¿PODEMOS PREDECIRLO?

Daniel E. Hryb¹

1: YPF S.A., damian.hryb@ypf.com

Keywords: geomechanics, drawdown, conductivity, hydraulic fracture, spalling

ABSTRACT

In order to economically produce unconventional reservoirs, it is necessary to fracture them hydraulically to increase the exposed surface of the formation and generate channels of high conductivity. The non-degradation of conductivity during the productive life of the well is crucial for a good production performance. There are different mechanisms of fracture conductivity degradation among which we can name embedment, crushing and spalling. In the present work the effect of the different variables that governs these phenomena are studied by numerical geomechanical simulation. In particular, proppant-formation contact and the exposed face of the fracture during production are simulated in detail analyzing the spalling phenomena. Based on these studies, first, the phenomena present in the fracture conductivity tests are compared to those that occur in hydraulic fractures during the well productivity. Finally, recommendations for drawdown management are generated aimed to preserve the health of hydraulic fractures in order to maximize production performance.

INTRODUCCIÓN

Para producir económicamente los pozos en Vaca Muerta, es necesario fracturarlos hidráulicamente para aumentar la superficie expuesta de la formación. Además, es necesario preservar abierta dicha fractura hidráulica y en buena comunicación con el pozo productor. La elección del esquema de apertura del pozo durante su vida útil puede tener impacto sobre la preservación de la fractura hidráulica. A medida que el pozo produce, la presión de fondo fluyente (Pwf) va cayendo para un mismo diámetro de orificio. Adicionalmente, en cada cambio de orificio, se produce un aumento de la tasa de caída de la Pwf como se observa en la figura 1a. En el gráfico de diagnóstico de la inversa del índice de productividad en función de la raíz cuadrada del tiempo (Fig. 1b) se puede observar un cambio de la pendiente de la curva luego de cada cambio de orificio. Dicha pendiente está relacionada con la superficie expuesta de la fractura hidráulica y su permeabilidad. A mayor pendiente, hay menor área y/o permeabilidad. De esta forma se concluye que la fractura hidráulica ha sufrido un daño o se ha desconectado parte de la misma en cada cambio de orificio. Además, dicha pérdida parecería ser abrupta y no gradual luego de cada cambio de orificio y se produce a diferentes valores absolutos de Pwf.

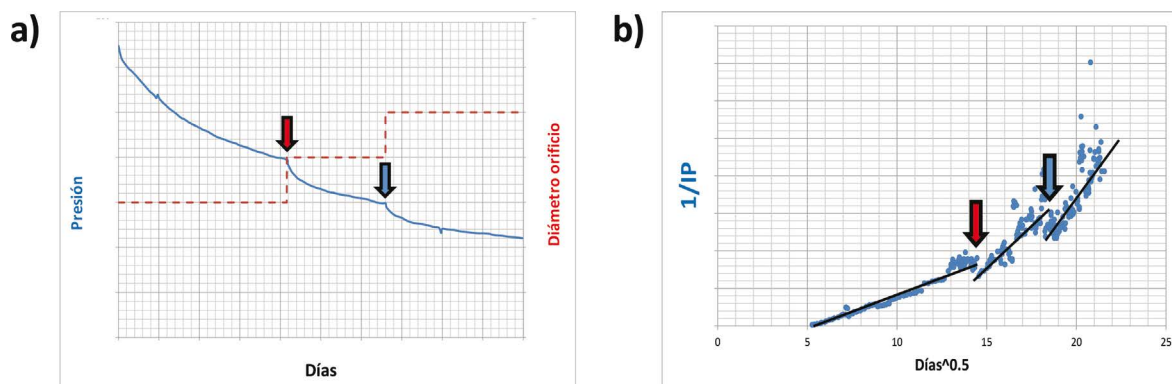


Figura 1. Evolución de Pwf y gráfico de diagnóstico durante la vida productiva del pozo y cambios de orificio.

Analizando la curva de caída de la Pwf en función del tiempo, podemos observar que en el entorno de los cambios de orificio se produce un aumento de la velocidad de caída de dicha presión de fondo como se observa en la figura 2. Si colocamos un *cutoff* de valor máximo de la velocidad de caída de la Pwf podemos observar que logramos tener un fenómeno abrupto y localizado en los cambios de orificio. Algún mecanismo de pérdida de conductividad que sea función de la velocidad de caída de la Pwf y no solamente de su valor absoluto podría ser parte de la explicación de lo observado en la curva de diagnóstico. Para ello, a continuación, se analizan los principales mecanismos de pérdida de conductividad y su relación con la caída de presión de fondo. Luego, uno de estos mecanismos es analizado en detalle mediante simulación numérica para entender el impacto de las diferentes variables que intervienen en dicho fenómeno. Por último, se discute cómo podría utilizarse este entendimiento en la definición de la estrategia de apertura de los pozos y su seguimiento.

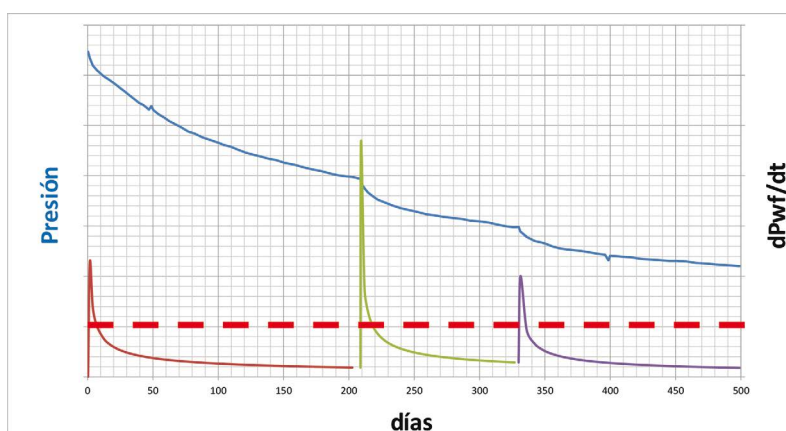


Figura 2. Evolución de Pwf y su derivada primera.

MECANISMOS DE PÉRDIDA DE CONDUCTIVIDAD

A continuación, se analizan los tres principales mecanismos de pérdida de conductividad de la fractura hidráulica: *embedment*, *crushing* y *spalling*.

Embedment

El embedment o empotramiento del agente de sostén, es un mecanismo de pérdida de conductividad producido cuando el grano de agente de sostén se empotra en la cara de la fractura generando la correspondiente disminución del ancho efectivo de la fractura hidráulica. La magnitud del empotramiento del grano de agente de sostén es función de las propiedades mecánicas del grano y de la formación y del esfuerzo tendiente a cerrar la fractura hidráulica. Dicho esfuerzo va a ser función de la evolución de la presión de fondo. A medida que la presión de fondo disminuye, el esfuerzo efectivo que comprime los granos de agente de sostén va aumentando.

En el trabajo de Alramahi (2012) se analiza la influencia de las diferentes variables en este fenómeno. El *embedment* aumenta para un mayor esfuerzo de confinamiento y una formación menos rígida y más dúctil. Si graficamos cualitativamente la variación de la conductividad de fractura debido al empotramiento en función del tiempo para un pozo en producción con dos cambios de orificio, podemos observar que dicha variación muestra una disminución de la conductividad en forma continua y proporcional a la presión de fondo (Fig. 3). Este fenómeno no podría explicar por si solo lo observado en los pozos ya que no presenta un efecto localizado y abrupto en los cambios de orificio. Igualmente, es uno de los mecanismos a considerar en la estimación de la vida productiva del pozo.

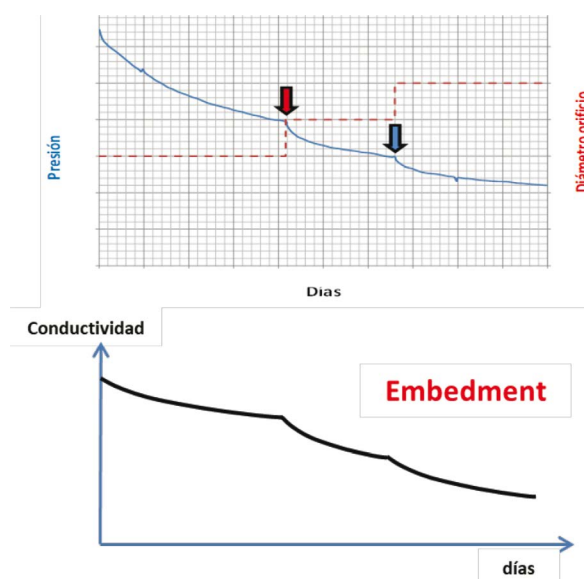


Figura 3. Variación de la P_{wf} y conductividad de fractura afectada por embedment en función del tiempo.

Crushing

El crushing o rotura del agente de sostén se refiere a la pérdida total o parcial de integridad de los granos de apuntalante. Esta rotura se produce cuando los granos son expuestos a esfuerzos mayores a su resistencia a la compresión y puede producirse en contacto grano-grano o grano-formación. Algunos factores que dominan el *crushing* son la esfericidad de los granos, la resistencia a la compresión de los mismos y su relación de dureza con la formación. Una vez que los granos se rompen, se produce una pérdida de ancho de la fractura hidráulica y se generan finos que disminuyen la conductividad efectiva del empaque de agente de sostén (Fig. 4a). Este fenómeno tiende a producirse una vez recorrida cierta vida productiva del pozo ya que para llegar a generar una compresión tal que rompa los granos de agente de sostén, es necesario disminuir la P_{wf} muy por debajo de la presión con la que comienzan a producir dichos pozos (Fig. 4b).



Figura 4. a) Fotografía ejemplificando la rotura de los granos de agente de sostén y generación de finos. b) Valores típicos de resistencia al crushing.

Spalling

El spalling se refiere al desprendimiento de láminas de roca de la formación. Este puede producirse por dos fenómenos diferentes (Fig. 5):

- Desprendimiento de roca que fue deformada debido al empotramiento del agente de sostén. Normalmente esta roca ya se encuentra fisurada y está tendiente a desprenderse.
- Desprendimiento de roca en las zonas libres que no están en contacto con los granos de agente de sostén.

El primero de los fenómenos podría asociarse a una generación de finos como consecuencia del empotramiento. El segundo de los fenómenos es el que estudiaremos en detalle mediante simulación numérica ya que el mismo no es tan comúnmente analizado como si lo es el empotramiento (Li 2015, Zhang 2014 y 2017). Además, como veremos más adelante, no está presente en los ensayos de laboratorio de conductividad de fractura.

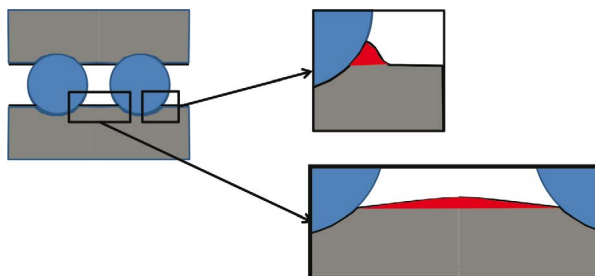


Figura 5. Esquema de zonas de desprendimiento de finos de formación.

Para analizar este fenómeno en detalle necesitamos modelar el esfuerzo efectivo al que es expuesta la cara de la fractura durante la vida productiva del pozo. Para ello modelamos la evolución de la presión poral dentro de la formación por un lado y el equilibrio en esfuerzos totales por otro. Luego integraremos ambos modelos para comprender que variables dominan este fenómeno.

MODELADO NUMÉRICO DE SPALLING

Evolución de la presión dentro de la formación

Para entender la evolución de la presión dentro de la formación, se realizó un modelo 1D de difusión desde la cara de la fractura hacia el interior de la formación (Fig. 6). Las condiciones de borde impuestas al modelo son la presión poral original a una distancia alejada de la pared de la fractura y la P_{wf} en la cara de la fractura. Dicha P_{wf} va variando tiempo a tiempo en función de la evolución de la presión del pozo que se quiera analizar. Además, es necesario fijar la difusividad de la roca que será función de la permeabilidad, la porosidad, la viscosidad del fluido y la compresibilidad total.

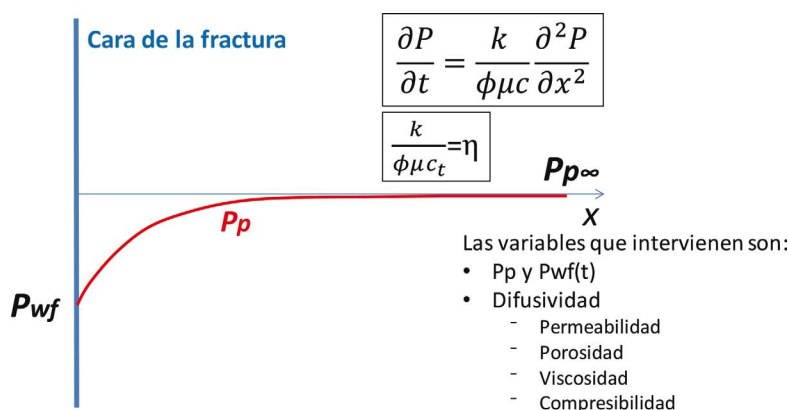


Figura 6. Esquema de modelo 1D de difusión de la presión

Podemos observar que a mayor velocidad de disminución de la P_{wf} y a menor valor de difusividad la curva de P_p varía de forma más abrupta hacia adentro de la formación como se observa en la figura 7.

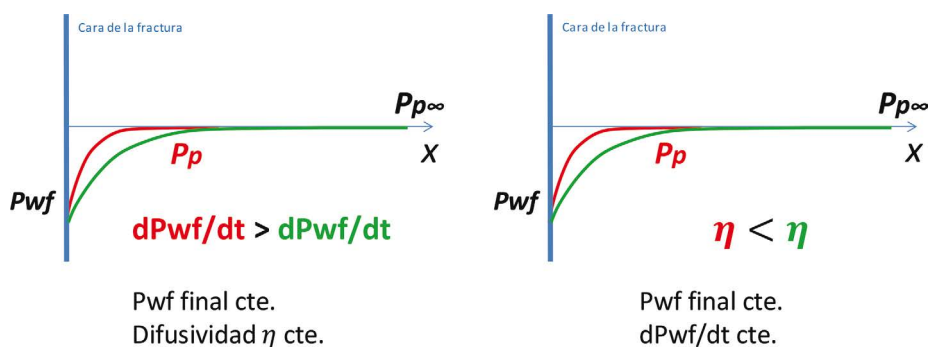


Figura 7. Impacto de la velocidad de drawdown y coeficiente de difusividad en la evolución de la presión poral.

Modelo mecánico de esfuerzos

En segundo lugar, se modelan los esfuerzos totales a los que está expuesta la formación en contacto con los granos de agente de sostén. Para ello se modela un sector de la formación en contacto con 1/4 de agente de sostén limitados entre dos planos de simetría como se observa en la figura 8.

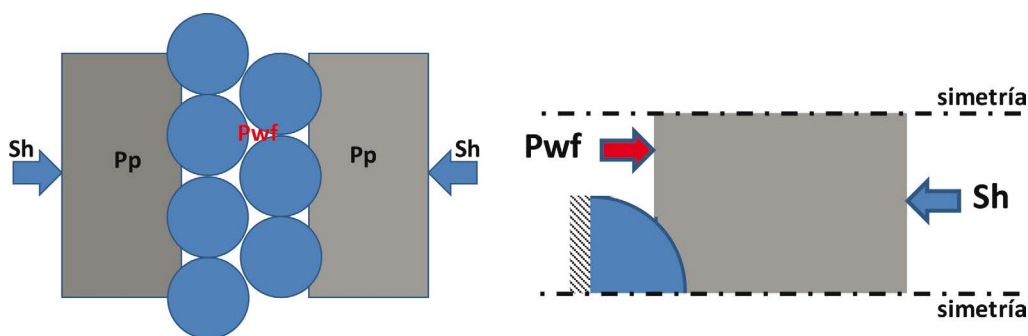


Figura 8. Esquema del modelo mecánico de esfuerzos.

En la figura 9a se puede observar la variación de los esfuerzos principales S_{xx} y S_{yy} desde el valor del esfuerzo remoto en el extremo derecho del modelo hasta el valor que toma al contacto con el grano de agente de sostén o con el fluido dentro de la fractura en el extremo izquierdo. En particular, el esfuerzo S_{xx} es el que interviene en la generación de *spalling* y podemos observar que en contacto con el grano de agente de sostén el esfuerzo es mayor al remoto y en contacto con el fluido el esfuerzo es menor y correspondiente a la presión de fondo P_{wf} . En la figura 9b se grafica

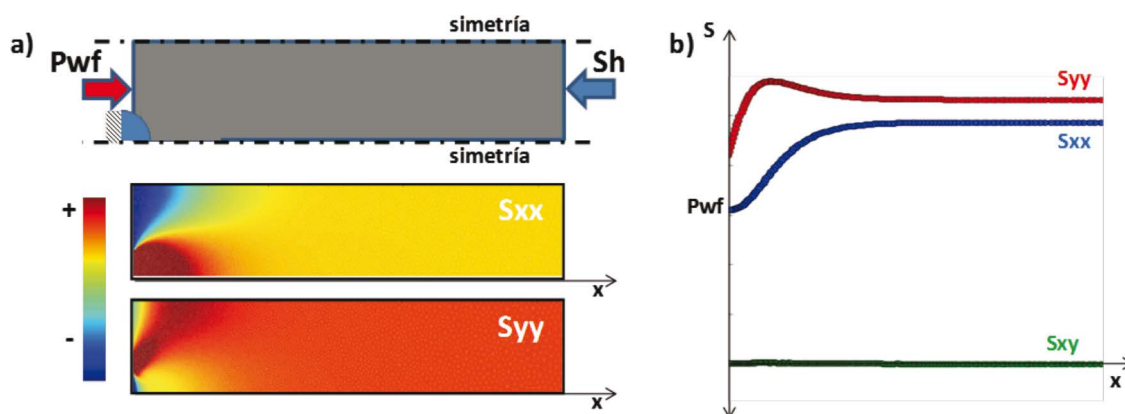


Figura 9. a) Variación de los esfuerzos principales S_{xx} y S_{yy} . b) Variación de los esfuerzos sobre el borde superior del modelo en la dirección x .

la variación de los esfuerzos en la dirección x sobre el borde superior del modelo. Cabe destacar cómo el esfuerzo S_{xx} toma el valor de P_{wf} en la cara de la fractura y hacia adentro de la formación va alcanzando el valor de esfuerzo remoto Sh .

El alto del modelo está en relación con el espaciamiento de los granos de agente de sostén. Podemos observar que, a mayor espaciamiento, el esfuerzo S_{xx} recupera el valor de Sh en forma más paulatina y a una distancia mayor desde la cara de la fractura (Fig. 10).

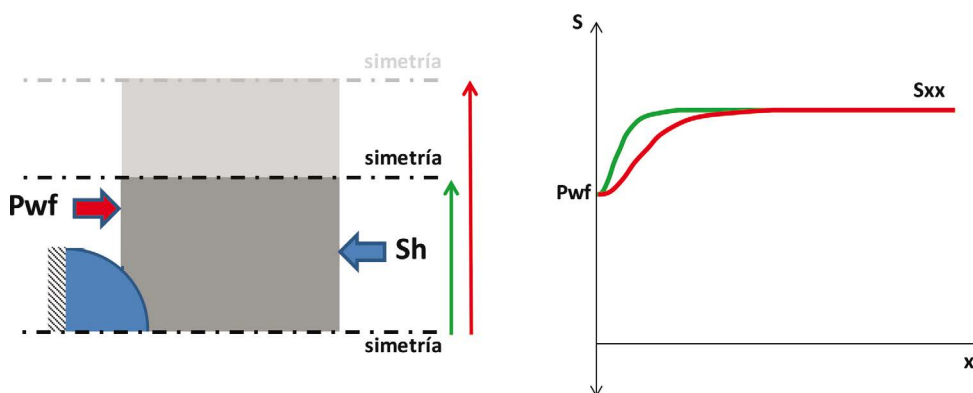


Figura 10. Impacto de la distancia entre granos sobre la distribución de los esfuerzos.

Modelo integrado

Integrando ambos modelos podemos obtener el esfuerzo efectivo S_e igual al esfuerzo total menos la presión poral. En la zona cercana a la cara de la fractura se pueden obtener valores de esfuerzo efectivo negativo (tracción) debido a que la presión poral supera al valor de esfuerzo total S_{xx} . Si dicho valor de esfuerzo efectivo supera la resistencia a la tracción de la roca se producirá la falla del material y la formación de finos por desprendimiento (Fig. 11).

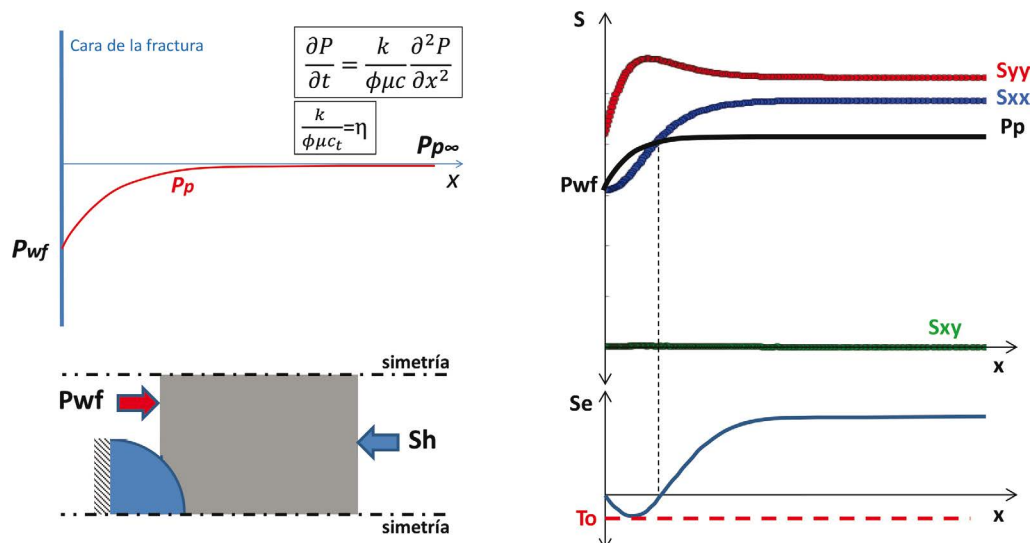


Figura 11. Modelo integrado de difusión de la presión y mecánico de esfuerzos.

Utilizando el modelo acoplado, es posible realizar un análisis sobre la influencia de las diferentes variables que dominan el fenómeno produciéndose mayor probabilidad de *spalling* cuando hay:

- Mayor distanciamiento entre los granos de agente de sostén (Fig. 12a)
- Menor resistencia a la tracción de la roca (Fig. 12b)
- Mayor velocidad de disminución de P_{wf} (Fig. 12c)
- Menor difusividad de la formación (Fig. 12d)
- Menor diferencia entre la presión poral y el esfuerzo horizontal mínimo (Fig. 12e)

El fenómeno de pérdida de conductividad por *spalling* se ajusta muy bien a lo observado en los pozos donde el mayor efecto está asociado a los cambios de orificio y consiguiente aumento de la velocidad de caída del *drawdown*. Sin embargo, en los ensayos de laboratorio de pérdida de conductividad, este fenómeno no está presente. Esto se debe a la diferencia en las condiciones a las que se expone la roca en el ensayo de laboratorio respecto a las condiciones durante la vida productiva del pozo. Cómo en el ensayo el flujo de fluido ingresa por un extremo de la muestra y sale por el otro, no se produce la relación entre presión poral y esfuerzo total de confinamiento para que se genere *spalling* a diferencia de lo que ocurre bajo condiciones reales en la cara de la fractura dónde el fluido fluye desde dentro de la roca hacia el empaque de agente de sostén (Fig. 13).

Efecto de la evolución del Drawdown sobre la salud de la fractura hidráulica. ¿Podemos predecirlo?

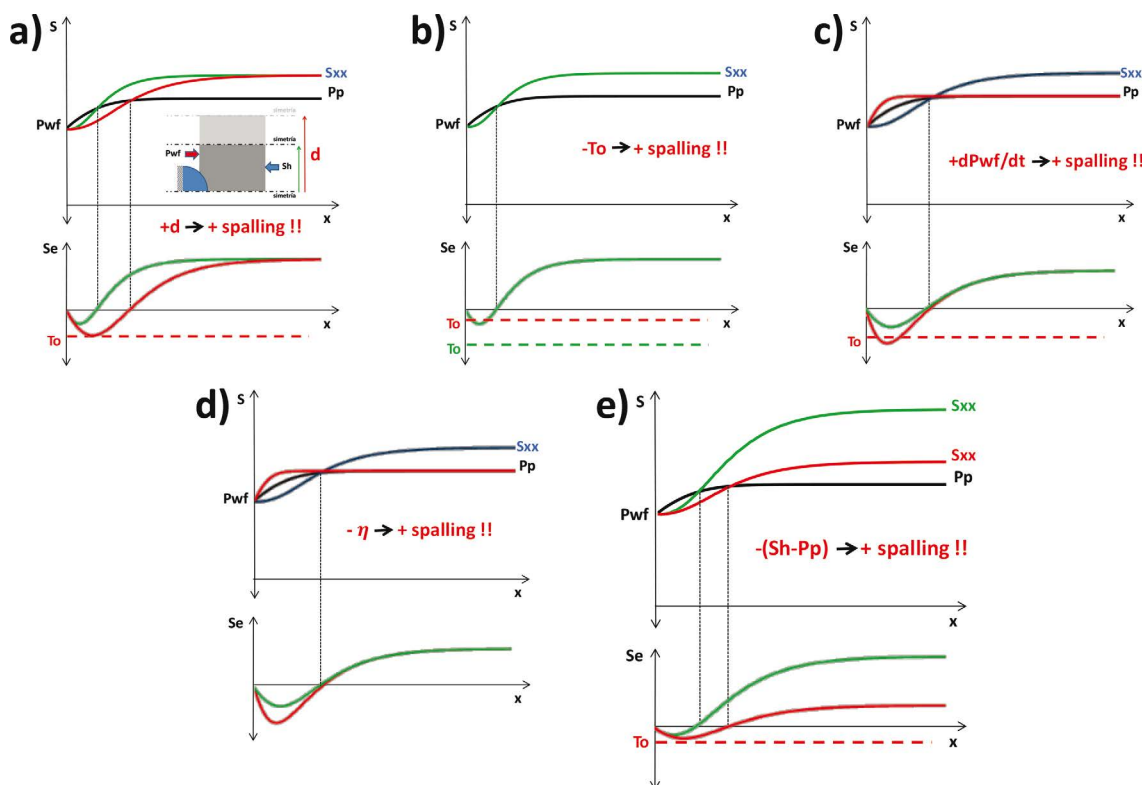


Figura 12. Impacto de las diferentes variables en la probabilidad de ocurrencia de spalling.

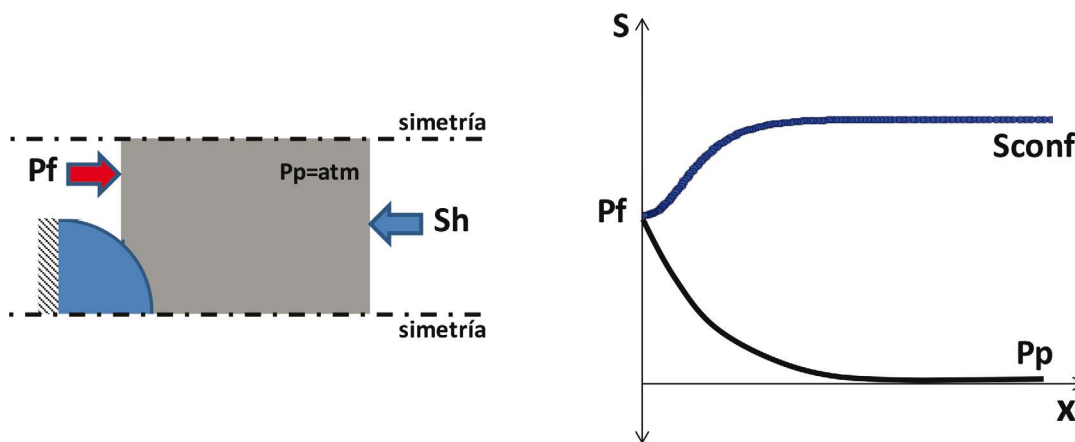


Figura 13. Condiciones de esfuerzos y presión poral en un ensayo de pérdida de conductividad en laboratorio.

APLICACIÓN DEL MODELO

Con el modelo acoplado es posible analizar la evolución de un pozo imponiendo en el modelo la variación de la P_{wf} en función del tiempo que el pozo experimentó, los parámetros de esfuerzos, propiedades de roca y distribución de agente de sostén. De esta forma es posible obtener en que momentos de la vida productiva del pozo se pudo haber producido *spalling* y

analizar diferentes casos en forma comparativa evaluando cual pudo haber estado expuesto a mayor riesgo o intensidad de generación de finos por este fenómeno (Fig. 14).

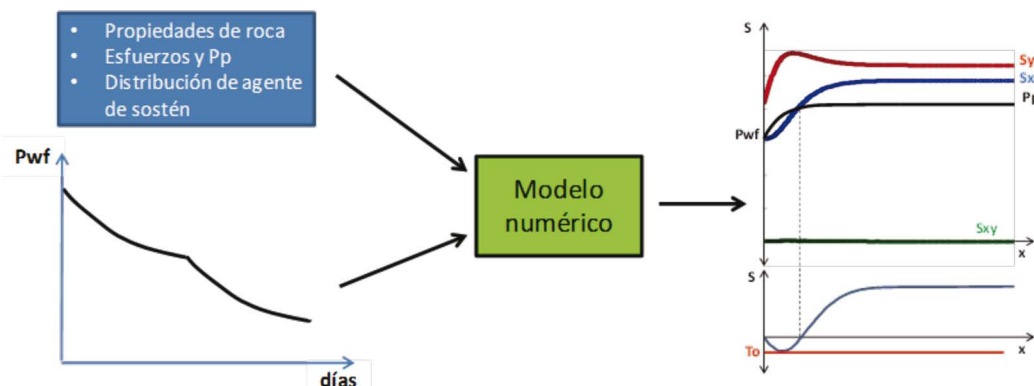


Figura 14. Flujo de análisis del riesgo de spalling durante la vida productiva de un pozo.

Esta herramienta también es útil para decidir el momento correcto de cambio de orificio por uno de mayor diámetro. Teniendo una estimación de la evolución de la presión que tendrá el pozo luego del cambio de orificio, es posible analizar cuanto riesgo de *spalling* hay y decidir si hacer el cambio o posponerlo en el tiempo para cuando dicho cambio genere una caída menos abrupta de la presión de fondo (Fig. 15).

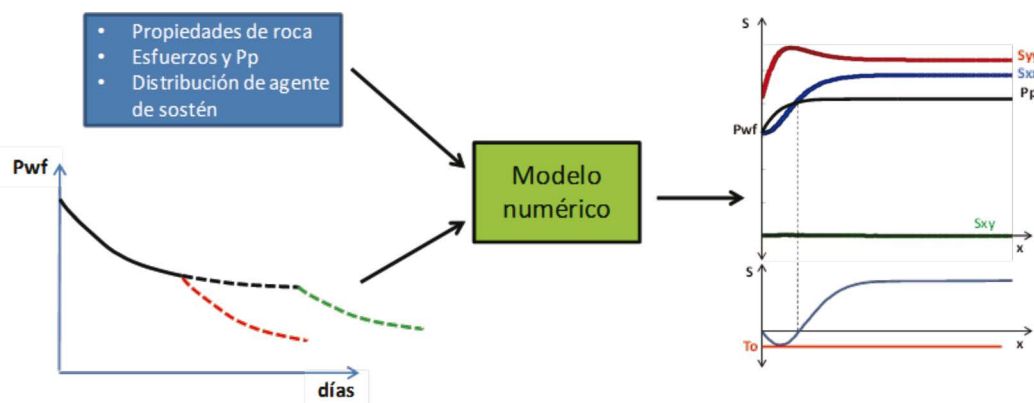


Figura 15. Evaluación del momento adecuado para el cambio de orificio

CONCLUSIONES Y DISCUSIÓN

En el presente trabajo se han analizado los diferentes mecanismos de pérdida de conductividad a la que está expuesta una fractura hidráulica. Se realizó especial énfasis en el fenómeno de *spalling* que es especialmente propicio para generarse en rocas de baja resistencia mecánica, baja

permeabilidad y alta presión poral como es el caso de los reservorios no convencionales tipo *shale*.

Mediante la simulación numérica de dicho fenómeno pudo evaluarse el efecto de cada una de las variables que impactan en la generación del mismo. Pese a que el fenómeno analizado es tridimensional y el modelo numérico simplificado utilizado en el presente trabajo es bidimensional, se estima que el impacto cualitativo de las diferentes variables analizadas sería equivalente. En el siguiente cuadro se resume el efecto de cada una de las variables y su impacto en la generación de *spalling*.

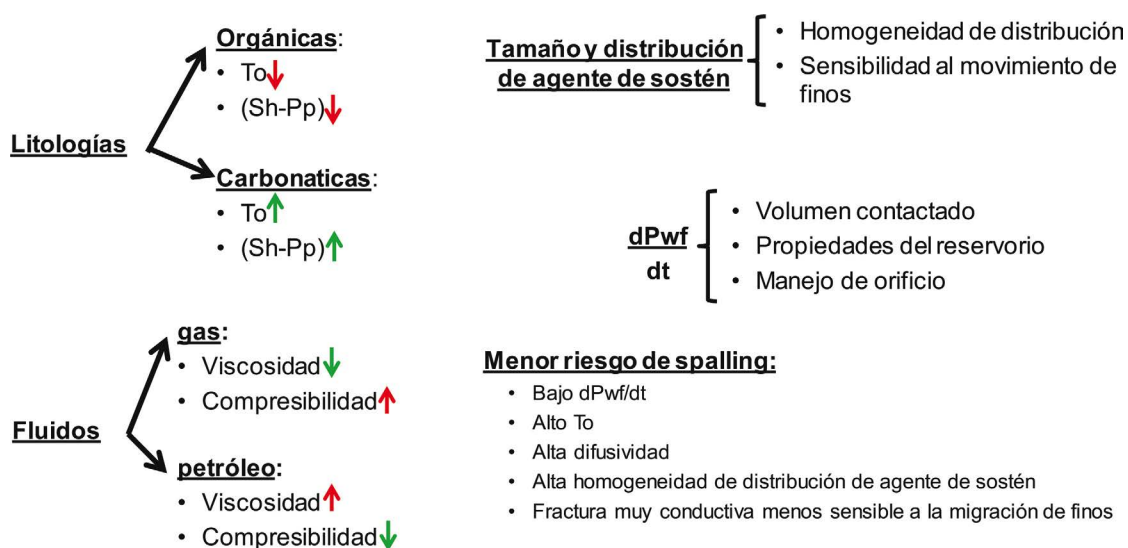


Figura 16. Cuadro resumen del efecto de cada una de las variables y su impacto en la generación de *spalling*.

Además, se detalló la aplicabilidad de este análisis en el estudio de los pozos en producción y en la decisión de los cambios de orificio de los mismos.

Por último, contestando la pregunta ¿Podemos predecirlo?, del presente estudio se desprende que el fenómeno de pérdida de conductividad está gobernado por múltiples variables y a su vez cada una de estas variables toma diferentes valores a lo largo de toda la superficie expuesta de la fractura hidráulica. Además, en un caso general, es necesario integrar los efectos de todos los mecanismos de pérdida de conductividad descriptos anteriormente. Por ello difícilmente pueda predecirse en forma exacta, pero es posible analizar en forma cualitativa diferentes condiciones para tener una mejor comprensión del comportamiento de los pozos y realizar un mejor manejo de los mismos.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a YPF por la posibilidad de presentar este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Alramahi, B., & Sundberg, M. I., 2012, "Proppant Embedment And Conductivity of Hydraulic Fractures In Shales", American Rock Mechanics Association, 2012-291 ARMA Conference Paper.
- Li, K., Gao, Y., Lyu, Y., & Wang, M., 2015, "New Mathematical Models for Calculating Proppant Embedment and Fracture Conductivity", Society of Petroleum Engineers.
- Zhang, J., Ouyang, L., Hill, A. D., & Zhu, D., 2014, "Experimental and Numerical Studies of Reduced Fracture Conductivity due to Proppant Embedment in Shale Reservoirs", Society of Petroleum Engineers.
- Zhang, F., Zhu, H., Zhou, H., Guo, J., & Huang, B., 2017, "Discrete-Element-Method/Computational-Fluid-Dynamics Coupling Simulation of Proppant Embedment and Fracture Conductivity After Hydraulic Fracturing", Society of Petroleum Engineers.