

IMPACTO DE LA DEPLETACIÓN SOBRE EL CAMPO DE ESFUERZOS ¿CUÁNDO Y CÓMO PERFORAR Y TERMINAR POZOS NUEVOS EN LA CERCANÍA DE POZOS EXISTENTES EN RESERVORIO *SHALE*?

Stephane Pichon¹, Federico Cafardi¹, Gustavo Cavazzoli¹, Emilio Lagarrigue¹

1: Schlumberger, spichon@slb.com, fcafardi@slb.com, cavazzoli-g@slb.com, elagarrigue@slb.com

Palabras clave: Fm. Vaca Muerta, Shale, fractura hidráulica, pozo *Child*, pozo *Parent*

ABSTRACT

Sequential Stratigraphic Interpretation applied to the development of Lajas Formation in the Río In order to be economical, a production of a *shale* reservoir requires a sufficient contact surface between the wellbore and the formation to compensate for its low permeability. Contact surface is generated by hydraulic fractures during the completion of the well. The growth of hydraulic fractures depends on the geomechanical environment controlled by the mechanical properties of the rock, reservoir pressure and tectonic stresses. However, during the development of a field, the production of the wells, and their subsequent effect on the depletion of the reservoir, locally modifies the pore pressure and induces variations in the original stress field. This phenomenon affects the growth of hydraulic fractures, and the production of new wells ("Child" wells) drilled and completed in the vicinity of existing wells ("Parent" wells), and imposes additional restrictions on the drilling development sequence of the field.

This work presents a workflow estimating the depletion generated around a horizontal "Parent" well based on an explicit geometry of hydraulic fractures and reservoir simulation, and the impact of that depletion on the stress field. Then the model allows to consider a new "Child" well and evaluate the impact of the variations of the updated stress field on the geometry of the new hydraulic fractures and the new production. The fracture geometry comes from a non-conventional non-planar simulator, the production from a reservoir simulator and the geomechanics from a finite element simulator. The work is applied to horizontal wells with representative properties of the Vaca Muerta formation.

The proposed methodology allows to evaluate different scenarios of horizontal well spacing, temporary drilling sequence and type of completion to quantify the impact on production from the drilling of a new "Child" well in the vicinity of an existing "Parent" well to maximize returns of the development of a *shale* field.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo eficiente de un campo, se basa en la compensación entre el gasto de capital (CAPEX) y el perfil de producción que genera flujo de dinero. Tanto el CAPEX como el perfil de producción están controlados directamente por el número de pozos y el ritmo al que estos pozos son producidos. Con respecto a los reservorios no convencionales, la necesidad de perforación horizontal y fracturación hidráulica agrega una etapa adicional de complejidad para desbloquear dichos recursos.

De hecho, en reservorios de muy baja permeabilidad, el área de drenaje está controlada por la geometría de la fractura hidráulica. Sin embargo, el volumen relativamente grande de los tratamientos de fractura realizados en varias etapas a través de varios grupos de perforaciones diferentes dentro de una misma etapa de fractura hace que la geometría de las fracturas hidráulicas sea difíciles de controlar. En la práctica, las dimensiones de la fractura no son constantes a lo largo del pozo. Además, como se espera una contribución limitada de la matriz en el ambiente nano-Darcy, y sin contar con un análisis detallado el espacio entre pozos puede no ser el adecuado y resultar más pequeño que la longitud de las fracturas hidráulicas. Esto se ha evidenciado por la creciente preocupación en la industria por el efecto de la interferencia o “golpes” (*frac hit*) en un pozo cuando se fractura el pozo vecino (King *et al.* 2017, Rassenfoss 2017), evento ya registrado durante el desarrollo de la Formación Vaca Muerta (Rimedio *et al.* 2015). Incluso si alguna superposición entre las fracturas hidráulicas de dos pozos vecinos podría ser aconsejable para no dejar atrás reservas, la compensación entre el espaciamiento de los pozos, la intensidad de terminación y la interferencia de producción sigue siendo un ejercicio delicado. El fracturamiento hidráulico se debe considerar a nivel de un campo, en lugar de independientemente para cada pozo, dando a la terminación una dimensión espacial de múltiples pozos.

Además de las interferencias en la producción relacionadas con el espacio, se ha observado que los pozos completados más tarde durante el desarrollo de un campo, o pozos *Child*, tienden a

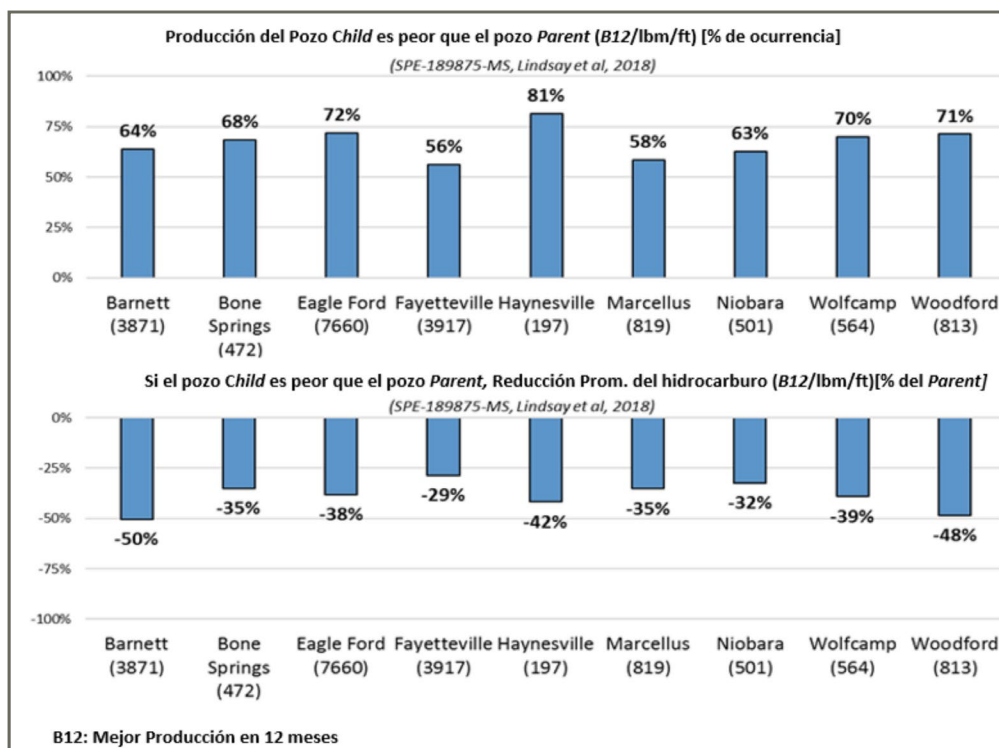


Figura 1. Comparación de producción normalizada *Parent/Child* (arriba) y pérdida de producción relativa del *Child* cuando produce menos que el *Parent* (abajo) para los principales *shales* (modificado de Lindsay *et al.* 2018).

tener peores resultados que los primeros pozos producidos, o pozos *Parent*. Como se muestra en la figura 1, Lindsay *et al.* (2018) mostraron que la producción del *Child* es menor que la de su pozo *Parent* asociado en 56 a 81% de los casos y que, en caso de que el pozo *Child* sea más pobre que el *Parent*, esta reducción de producción podría alcanzar del 29 al 50% cuando se normaliza por la longitud lateral y el volumen del apuntalante bombeado. Este deterioro del rendimiento puede tener varias fuentes diferentes, pero una de las hipótesis más aceptadas es el contraste heterogéneo en el campo de esfuerzo generado por la depletación alrededor del pozo *Parent* y que afecta negativamente al área de contacto proporcionada por las fracturas hidráulicas del pozo *Child*.

METODOLOGÍA

Flujo de Trabajo Integrado Fracturamiento-Producción

La producción de un reservorio de muy baja permeabilidad requiere del fracturamiento hidráulico para proporcionar una superficie de contacto suficiente para que los hidrocarburos fluyan desde la formación hasta el pozo a un caudal comercial. Dado que este trabajo considera el tipo de terminación de pozos horizontales fracturados hidráulicamente, el flujo de trabajo a usarse debe vincular las propiedades estáticas del reservorio a la producción, a través de una caracterización explícita de las fracturas hidráulicas.

La metodología propuesta es el flujo de trabajo de Fracturamiento a Producción, ya ampliamente descrito en la literatura e implementado tanto en el *play* Vaca Muerta (Suárez *et al.* 2015) como en varios otros *shales* (Cipolla y Wallace 2014, Ejofodomi *et al.* 2015, Suárez *et al.* 2015, Liang *et al.* 2017, Cipolla *et al.* 2018.). La principal ventaja de este flujo de trabajo (figura 2) es comenzar con una caracterización detallada del reservorio considerando la estructura del reservorio, la petrofísica y la geomecánica como entrada a un simulador de fractura hidráulica

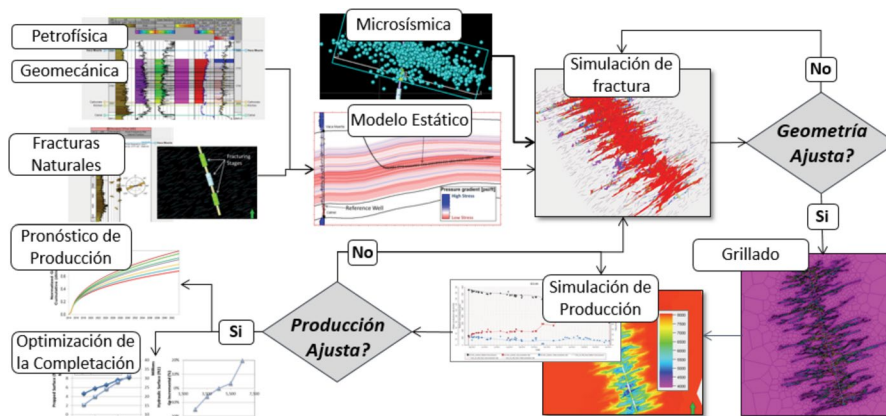


Figura 2. Flujo de trabajo de Fracturamiento a producción (modificado de Suárez *et al.* 2015).

generando geometrías no planares que luego son grilladas e introducidas explícitamente en un simulador de reservorio para evaluar la producción resultante. El alto grado de integración del flujo de trabajo permite correlacionar el impacto en la producción con las propiedades del reservorio o escenarios de completación para configuraciones de pozos simples o múltiples.

Propiedades del Modelo

Para que el presente estudio sea lo más cercano posible a la realidad de la Fm. Vaca Muerta, el modelo se completa con un valor representativo para cada propiedad relevante según está disponible en la literatura, basada en Pichon *et al.* (2017) y actualizada con los últimos conocimientos. La tabla 1 y la tabla 2 presentan un resumen de las propiedades estáticas y dinámicas respectivamente usadas en el modelo con sus respectivas fuentes en la literatura.

Todas las propiedades están integradas en un modelo de capas, como se muestra en la figura 3, que luego se utiliza como base para todas las simulaciones.

Propiedad	Rango	Referencia(s)
Permeabilidad (matriz) [nd]	100 to 1,000	Chhatre <i>et al.</i> (2014), Rohmer <i>et al.</i> (2015)
Conductividad (no apuntalada) [md.ft]	10 to 1,000	Tripathi and Pourmik (2014), RPSEA (2009)
Conductividad (apuntalada) [md.ft]	100s to 1,000s	Stim-Lab Consortium (2014)
Degradación de la conductividad (matriz) [10^{-4} 1/psi]	2 to 6	Chhatre <i>et al.</i> (2014)
Degradación de la conductividad (no apuntalada) [10^{-4} 1/psi]	10	Tripathi and Pourmik (2014)
Degradación de la conductividad (apuntalada)	--	Stim-Lab Consortium (2014)
Densidad petróleo [°API]	35 to 55	Rimedio <i>et al.</i> (2015), Martinez <i>et al.</i> (2015), Licitra <i>et al.</i> (2015)
Presión de burbuja del petróleo [psi]	2,500 to 4,500	Martinez <i>et al.</i> (2015)
Relación gas-petróleo [m^3/m^3]	90 to 2,000	Rimedio <i>et al.</i> (2015), Martinez <i>et al.</i> (2015), Licitra <i>et al.</i> (2015)
Datos de producción	--	Collins <i>et al.</i> (2015), Martinez <i>et al.</i> (2015), Licitra <i>et al.</i> (2015)

Tabla 1. Resumen de datos estáticos de la Fm. Vaca Muerta de la literatura (varios autores, modificados de Pichon *et al.* 2017).

Propiedad	Rango	Referencia(s)
Permeabilidad (matriz) [nd]	100 to 1,000	Chhatre <i>et al.</i> (2014), Rohmer <i>et al.</i> (2015)
Conductividad (no apuntalada) [md.ft]	10 to 1,000	Tripathi and Pourmik (2014), RPSEA (2009)
Conductividad (apuntalada) [md.ft]	100s to 1,000s	Stim-Lab Consortium (2014)
Degradación de la conductividad (matriz) [10^{-4} 1/psi]	2 to 6	Chhatre <i>et al.</i> (2014)
Degradación de la conductividad (no apuntalada) [10^{-4} 1/psi]	10	Tripathi and Pourmik (2014)
Degradación de la conductividad (apuntalada)	--	Stim-Lab Consortium (2014)
Densidad petróleo [°API]	35 to 55	Rimedio <i>et al.</i> (2015), Martinez <i>et al.</i> (2015), Licitra <i>et al.</i> (2015)
Presión de burbuja del petróleo [psi]	2,500 to 4,500	Martinez <i>et al.</i> (2015)
Relación gas-petróleo [m^3/m^3]	90 to 2,000	Rimedio <i>et al.</i> (2015), Martinez <i>et al.</i> (2015), Licitra <i>et al.</i> (2015)
Datos de producción	--	Collins <i>et al.</i> (2015), Martinez <i>et al.</i> (2015), Licitra <i>et al.</i> (2015)

Tabla 2. Resumen de los datos dinámicos de la Fm. Vaca Muerta de la literatura (varios autores, modificados de Pichon *et al.* 2017).

Geometría de Fractura

La geometría de la fractura hidráulica juega un papel crítico en la evaluación del área de drenaje en formaciones de baja permeabilidad. Además, dado que uno de los objetivos de este trabajo es evaluar la superposición parcial de las áreas de drenaje de diferentes pozos, las dimensiones de la fractura deben evaluarse con cuidado y compararse con el espacio entre los

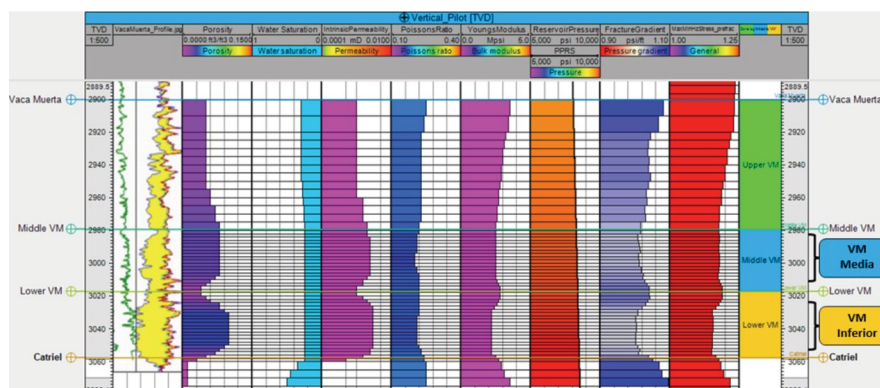


Figura 3. Perfiles genéricos de la Fm. Vaca Muerta (de izquierda a derecha: Track#1 GR; #2 Passey *cross-over*; #3 Porosidad; #4 Saturación de agua; #5 Permeabilidad; #6 Módulo de Poisson; #7 Módulo de Young; #8 Presión de reservorio; #9 Coeficiente de Biot; #10 Gradiente de esfuerzo horizontal mínimo; #11 Anisotropía de esfuerzos).

pozos. El modelo de fracturamiento no convencional (UFM), introducido por Kresse *et al.* (2011) y Weng *et al.* (2011), fue implementado en este trabajo. Las principales características del UFM son las siguientes:

- Modelo basado en la física que respeta la deformación elástica y el balance de materiales.
- Evalúa el inicio de la fractura y la distribución dinámica del fluido y el apuntalante entre los diferentes clusters de una sola etapa.
- Modela el transporte de apuntalante a lo largo de las fracturas.
- Incluye la interacción de las fracturas naturales para crear geometrías de fracturas hidráulicas no planas.
- Incluye el efecto del “*shadow stress*” generado dentro y entre las etapas de fractura.

Debe observarse que, debido a la combinación de la distribución dinámica de fluidos entre las perforaciones, la variación local de la red de fracturas naturales cerca de una etapa de fractura y el esfuerzo alrededor de la fractura (*shadow stress*) que actúa entre las diferentes fracturas creadas durante una sola etapa, la geometría real de cada fractura creada en cada etapa varía a lo largo del lateral. En consecuencia, el concepto de longitud de fractura única, generalmente comparado con el espacio entre pozos, debería sustituirse por una evaluación estadística de las dimensiones de fractura a lo largo del pozo lateral para evaluar el rango de longitudes de fractura alcanzables y su respectiva relevancia estadística.

Usando el modelo genérico de Vaca Muerta descrito anteriormente, las simulaciones de fractura hidráulica se realizan asumiendo un diseño de terminación estándar como se detalla en la tabla 3. Los resultados de la simulación de fractura para el caso de un pozo aterrizado en la sección media de la Fm. Vaca Muerta se proporcionan en la figura 4.

Parámetro de Completación	Valor
Longitud de etapa [m]	80
Número de disparos por <i>cluster</i> [#]	4
Caudal de bombeo [bpm]	60
Intensidad de apuntalante [lbs/ft]	2,000
Intensidad de fluido [bbls/ft]	29
Concentración promedio de apuntalante [PPA]	1.5
Sistema de fluido de fractura	Híbrido

Tabla 3. Completación del caso base del estudio

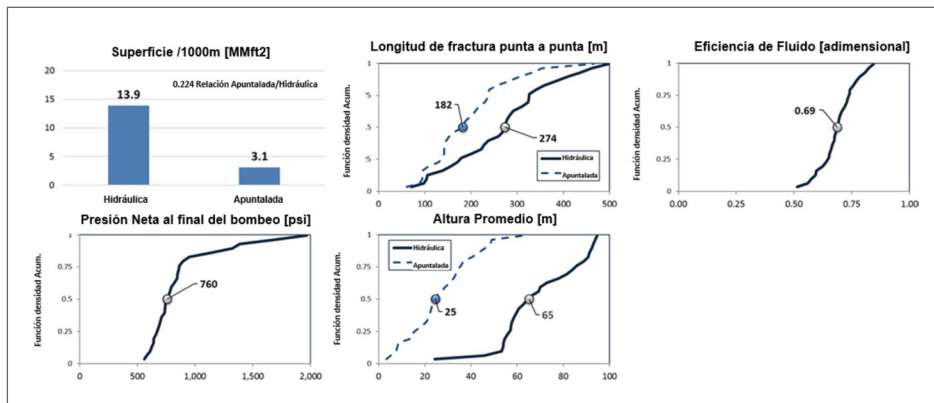


Figura 4. Distribución estadística de geometría de fractura hidráulica (sección media de la Fm. Vaca Muerta) Superficie hidráulica y apuntalada; Longitud de fractura punta a punta; Eficiencia de fluido; Presión neta al final del bombeo y Altura de fractura promedio.

Flujo de Trabajo Integrado *Parent/Child*

Utilizando un modelo poroelástico, los esfuerzos que controlan el crecimiento de las fracturas hidráulicas son la combinación de las propiedades elásticas de la roca, la presión del reservorio y el esfuerzo tectónico. Por lo tanto, la producción de un pozo y la posterior depletación de la presión tienen un impacto dependiente del tiempo en los esfuerzos en su vecindad. Esta variación de esfuerzo inducida por la depletación podría convertirse en un problema cuando un pozo *Child* se fracture hidráulicamente relativamente cerca del pozo principal o *Parent*, en particular en un reservorio de muy baja permeabilidad donde el nivel de depletación (“*drawdown*”) aplicado puede exceder de varios miles de libras por pie cuadrado.

La evaluación de esta variación de esfuerzos dependiente de la depletación alrededor de una fractura hidráulica es compleja y responde a la combinación de varios mecanismos, pero Marongiu-Porcu *et al.* (2015) propusieron una solución combinando el flujo de trabajo de Fracturación-a-Producción centrado en el reservorio con un simulador de geomecánica tridimensional. El simulador geomecánico tridimensional considera dinámicamente la depletación y a través de esto es posible recalculer cuantitativamente el cambio de esfuerzos en intensidad y dirección proporcionando un campo de esfuerzo actualizado. Este será el

nuevo campo de esfuerzos que se considerará para proceder con la simulación de fractura hidráulica del pozo *Child*.

El enfoque Marongiu-Porcu *et al.* (2015) se ha implementado en varios trabajos de *shale* (Pankaj *et al.* 2016, Ajisafe *et al.* 2017, Rodionov *et al.* 2017) pero se aplica a la Fm. Vaca Muerta por primera vez en esta contribución bajo el flujo de trabajo ilustrado en la figura 5:

1. El estado inicial de los esfuerzos proviene de un equilibrio utilizando un simulador geomecánico tridimensional que da cuenta de las propiedades elásticas de la roca, una presión de yacimiento homogénea y una tensión tectónica.
2. Este estado inicial de esfuerzos equilibrados se usa para evaluar la geometría de la fractura hidráulica del pozo principal o *Parent*, su producción (modelo de pozo único) y la depletación a su alrededor en cualquier fecha dada.
3. La depletación tridimensional para una fecha dada se devuelve al simulador de geomecánica para calcular el campo de esfuerzo actualizado después de la producción del pozo *Parent*.
4. El campo de esfuerzo actualizado se usa para evaluar la geometría de fractura hidráulica del pozo *Child* y construir la grilla de producción para los pozos *Parent* y *Child* (modelo de 2 pozos) para estimar el nivel de producción de ambos pozos considerando el posible deterioro de la superficie de las fracturas del pozo *Child* y la reducción de la producción debido a la depletación del pozo *Parent*.

La fortaleza de esta metodología radica en su amplia aplicabilidad ya que sus inputs son una combinación de datos estáticos potencialmente disponibles (caracterización de yacimientos y datos de completación similares a los inputs para el flujo de trabajo de Fracturación a Producción) y el historial de producción del pozo *Parent*. Además, la descripción explícita de las geometrías de las fracturas hidráulicas del *Parent* y *Child* podría compararse con otras fuentes de observaciones como el monitoreo microsísmico para fortalecer la solidez de las simulaciones.

Una de las limitaciones de este enfoque es que no considera ninguna variación de la geometría de la fractura hidráulica del pozo *Parent* (como podría ser si el apuntalante es arrastrado en algún momento desde las fracturas hacia el pozo) mientras se ejecutan los tratamientos de fractura en el pozo *Child*. Sin embargo, esta suposición sigue siendo razonable si el pozo *Parent* se cierra durante la operación de fractura del pozo *Child*, que se ha convertido en una práctica estándar en la industria, para evitar cualquier movimiento de fluidos.

Un mecanismo adicional que no se considera aquí es la posible sobrecarga de agua del pozo *Parent* con fluido de fractura. Las simulaciones actuales se ejecutan en el nivel de fondo de pozo y no incluye consideraciones de control de flujo (*flow assurance*) dentro de la sección desviada o vertical de los pozos.

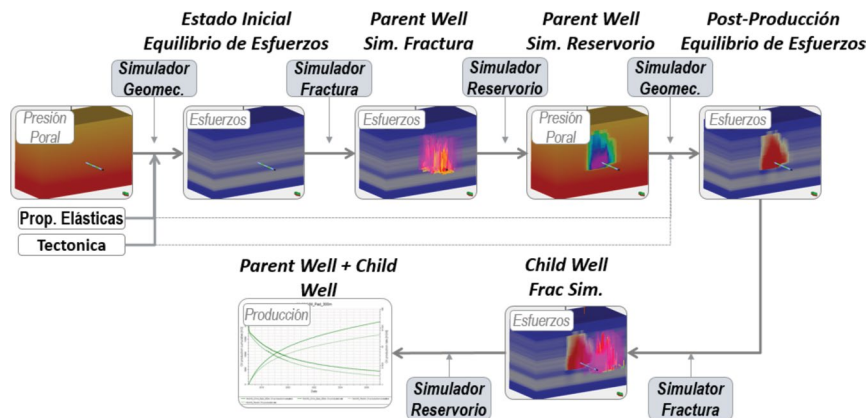


Figura 5. Flujo de trabajo Integrado: cómputo de campo de esfuerzos – Simulación de fracturamiento hidráulico y producción del pozo *Parent* - Estimado de depletación y re-cómputo de campo de esfuerzos – Simulación de fracturas y producción del pozo *Child*.

DISCUSIÓN

Pérdida de Producción Inducida por la Depletación y Configuración de Pozo de *Parent-Child*.

Impacto de la Depletación sobre el Campo de Esfuerzos.

En este trabajo, las simulaciones de reservorio están controladas por la presión fluyente de fondo cuyo perfil se muestra en la figura 6. Junto con las simulaciones de producción, se puede extraer una depletación de presión tridimensional en cualquier tiempo definido y retroalimentarlo al simulador de geomecánica tridimensional para evaluar el cambio correspondiente en el campo de esfuerzos. La figura 7 muestra cómo varía la presión del reservorio y el esfuerzo horizontal mínimo correspondiente alrededor del pozo para diferentes tiempos durante la producción del pozo *Parent*.

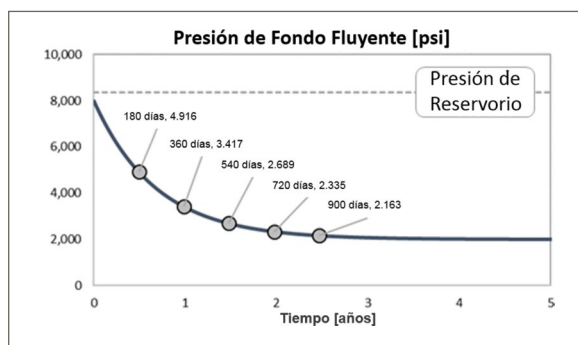


Figura 6. Perfil de presión de fondo fluyente utilizado como control en la simulación de producción a diferentes tiempos (180, 360, 540, 720 y 900 días)

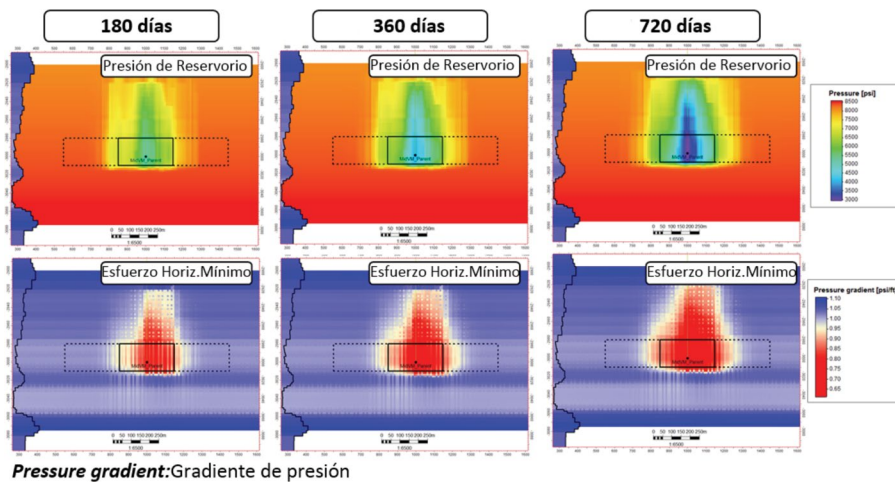


Figura 7. Presión del reservorio (hilera superior) y esfuerzo horizontal mínimo (hilera inferior). Vistas frontales a diferentes tiempos (180, 360 y 720 días) durante la producción del pozo *Parent*.

Es importante tener en cuenta que debido a la muy baja permeabilidad (asumida en el rango de 100 a 1.000 nanodarcis) y la alta presión de la formación, se debe aplicar un *drawdown* de más de varios miles de libras por pie cuadrado en Vaca Muerta (Suárez y Pichon 2016). Inclusive si la reducción del esfuerzo mínimo no es igual al *drawdown*, se puede observar en la figura 8 (izquierda) que permanece en una relación lineal o proporcional y puede alcanzar algunos miles de libras por pie cuadrado a medida que se reduce la presión del reservorio.

El valor agregado del simulador de geomecánica de elementos finitos (3D MEM) es la capacidad, no solo para estimar el esfuerzo horizontal mínimo, sino para equilibrar las tensiones en todas las direcciones y actualizar la anisotropía de esfuerzo horizontal. Se puede observar que, dada la anisotropía horizontal tectónica y la heterogeneidad tridimensional de la depletación, la reducción de ambos esfuerzos horizontales no es constante. De hecho, la relación de anisotropía

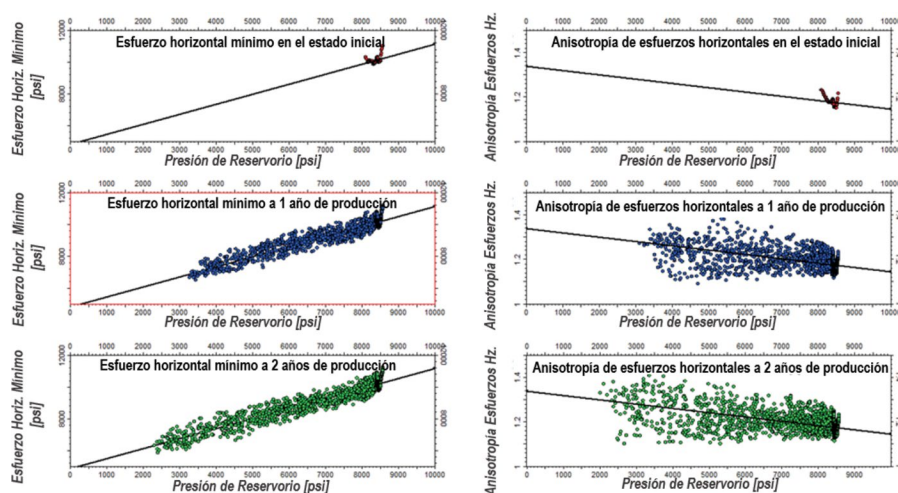


Figura 8. *Cross-charts* mostrando el esfuerzo horizontal mínimo (izquierda) y la anisotropía de esfuerzos horizontales (derecha) como función de la presión de reservorio, en el estado inicial, y a 1 y 2 años de producción del pozo *Parent*, respectivamente.

de esfuerzo horizontal en la figura 8 (derecha) muestra una gran dispersión a medida que se reduce la presión del reservorio y sugiere que pueden ocurrir variaciones locales de esfuerzos horizontales alrededor del pozo *Parent*.

Impacto de la Depletación sobre la Geometría de Fractura del Pozo *Child*

Cuando se trata de completar un pozo *Child* cerca de un pozo *Parent* producido y depletado, el crecimiento de las fracturas hidráulicas del pozo *Child* debería verse afectado por la variación del campo de esfuerzos inducido por la depletación del pozo *Parent* como se discutió anteriormente. De hecho, la disminución de presión y esfuerzo creado por el *Parent* tiende a “atraer” las fracturas hidráulicas del *Child*. Una ilustración de este fenómeno se propone en la figura 9, donde se muestra la geometría simulada de fractura del pozo *Child* con un campo de esfuerzo horizontal mínimo en el fondo a diferentes tiempos durante la producción del pozo *Parent*. Se puede observar que algunas de las fracturas hidráulicas están creciendo en el área depletada y pueden entrar en contacto con las fracturas hidráulicas existentes del pozo *Parent*, y producir superposición de las fracturas que se detectan como *frac hits*.

Cuantitativamente, la longitud hidráulica de las fracturas del pozo *Child* tiene una tendencia ascendente si se lo fractura más adelante en la vida útil del pozo *Parent*, como se muestra en la figura 10 (izquierda). A su vez, la depletación crea un efecto “sumidero” que promueve el crecimiento asimétrico de las fracturas del *Child* hacia el pozo *Parent*. Una consecuencia adicional de la variación de esfuerzo inducido por la depletación que podría esperarse es la reducción de la presión neta al final del trabajo a medida que aumenta la depletación, como se muestra en la figura 10 (centro). La menor presión del yacimiento cerca del pozo *Parent* también podría afectar

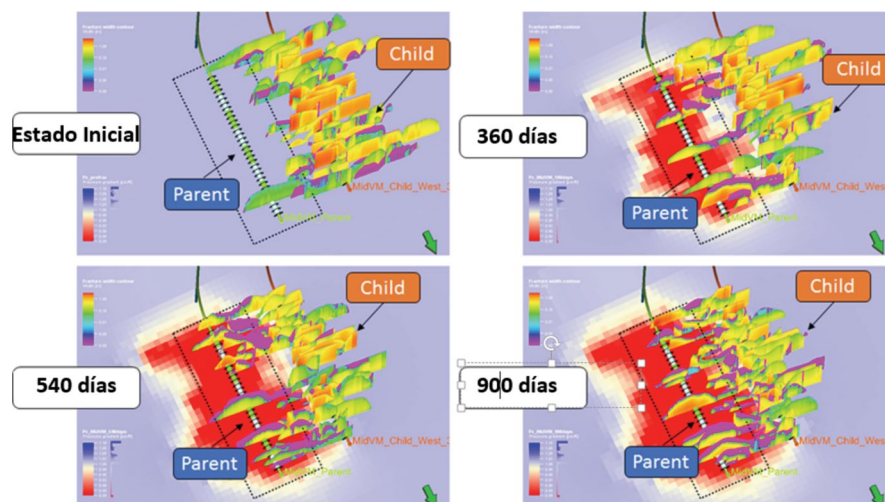


Figura 9. Geometría de fractura del pozo *Child* si se completa en tiempos diferentes (estado inicial; 180 días; 540 días y 900 días) durante la producción del pozo *Parent* (fondo: esfuerzo horizontal mínimo cerca del *Parent*).

la pérdida de fluido, y la eficiencia final del fluido de fractura podría disminuir con la producción del *Parent* en el tiempo como se muestra en la figura 10 (derecha). Aún así, la eficiencia simulada del fluido permanece por encima del 50% ya que la baja permeabilidad de la matriz controla la pérdida de fluido o *leak off* cuando la presión del reservorio se reduce y no sería un inconveniente significativo para la ejecución de la fractura.

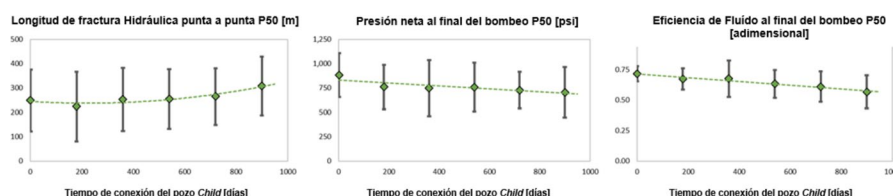


Figura 10. Geometría de fractura del pozo *Child* vs. tiempo de conexión (izquierda: longitud hidráulica de punta a punta P50, centro: presión neta al final de la fractura P50, derecha: eficiencia de fluido al final de la fractura P50)

Efecto del tiempo transcurrido entre la completación del pozo *Parent* y el *Child*

Uno de los objetivos de este trabajo es investigar cómo la demora en la terminación del pozo *Child* afecta su producción, cuando se compara con la fecha de inicio de producción del pozo *Parent*, y cómo esta restricción de tiempo adicional debe tenerse en cuenta en el desarrollo del campo. Para hacerlo, las sensibilidades se realizan teniendo en cuenta varios momentos para completar y conectar el pozo *Child* durante la vida productiva del pozo *Parent*.

Las simulaciones conjuntas de *Parent* y *Child*, que se muestran en la figura 11 (izquierda), estiman que el pozo *Child* podría sufrir una reducción de producción de 35% a 45% durante su primer año en comparación con un escenario en el que este mismo *Child* sería completado al mismo tiempo que el *Parent*. Este nivel de degradación de la producción está alineado con el estudio realizado por Lindsay *et al.* (2018), cuyos resultados se resumen en la figura 1, para los principales *shales* en desarrollo. A largo plazo, como se muestra en la figura 11 (derecha), el deterioro de la producción tiende a reducirse en comparación con el primer año, pero permanece en el rango del 25% al 35% de una completación simultánea de *Parent-Child*.

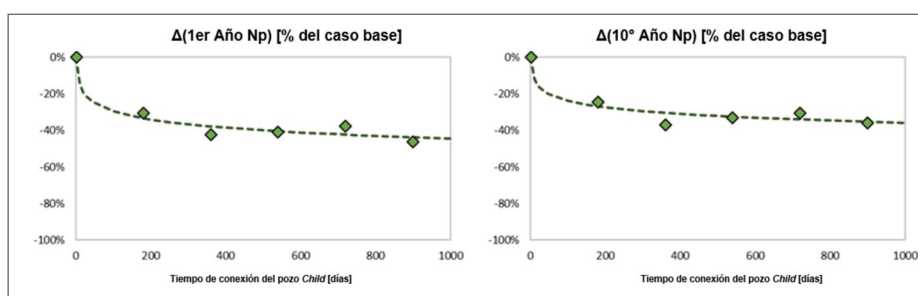


Figura 11. Producción acumulada del pozo *Child* (expresada como fracción de la producción del caso base) en el primer año y a 10 años respectivamente, en función del tiempo de depletación en el *Parent*.

Otra observación que las simulaciones muestran en la figura 11, es que el nivel de deterioro de la producción podría ser importante incluso en el caso de una breve demora en la terminación del pozo *Child* (menos de 1 año). De hecho, la reducción de la producción del pozo *Child* vs. la demora de terminación entre el *Parent* y el *Child* presenta una caída inicial y luego una disminución menor después de 1 año. Para comprender la razón de este comportamiento, la fracción de la fractura del *Child* dentro del área depletada se informa a diferentes tiempos en la figura 12. Se puede observar que la fracción de la superficie apuntalada dentro del área depletada sigue siendo pequeña (menos del 15%) y relativamente constante con el tiempo. Con respecto a la fracción total de la fractura (apuntalada y no apuntalada), la forma de la curva es similar a la curva de reducción de producción presentada en la figura 11 con una caída inicial y luego una estabilización relativa en un momento posterior. Entonces, sugeriría que la fracción de la fractura afectada por la depletación es principalmente hidráulica (no apuntalada) y afectaría la producción inicial del pozo *Child* a medida que la menor presión del reservorio en el área depletada tenga un impacto negativo en la conductividad no apuntalada.

Todavía quedan algunas incertidumbres con respecto al comportamiento de los primeros meses de producción. Se deberían realizar investigaciones adicionales para evaluar mejor cómo el esfuerzo efectivo en realidad varía, ya que tanto la presión como el esfuerzo mínimo se reducen y cómo se ve afectada la conductividad no apuntalada de las fracturas.

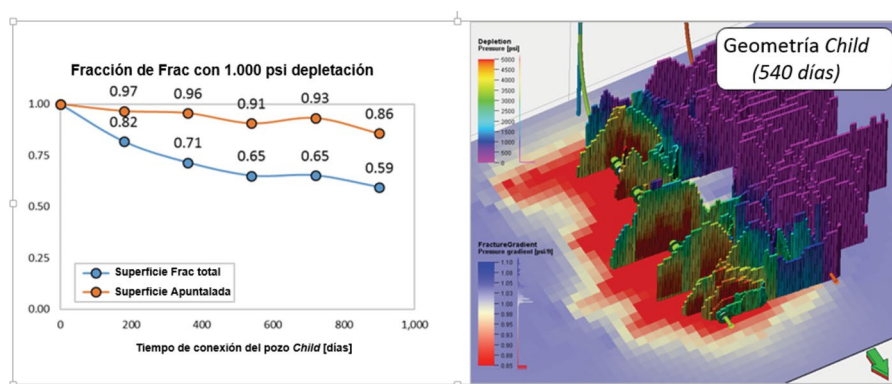


Figura 12. Fracción de las fracturas del pozo *Child* que invaden la zona del pozo *Parent* con una depletación de hasta 1,000 psi; como función del tiempo transcurrido entre la completación de ambos pozos (izquierda). Geometría de las fracturas del pozo *Child* coloreada por la depletación bajo el campo de esfuerzo si se fractura 540 días después del inicio de producción del pozo del *Parent* (derecha).

Para intentar comprender mejor los mecanismos detrás de la variación del esfuerzo inducido por la depletación y su impacto sobre las fracturas hidráulicas, la distribución de la reducción del esfuerzo mínimo dentro del área depletada se representa en la figura 13a diferentes momentos durante la producción del pozo *Parent*. La primera observación es que la distribución de la reducción del esfuerzo mínimo varía significativamente con el tiempo ya que la mayoría de las

curvas de distribución casi colapsan una sobre la otra. Se debe recordar el nivel de *drawdown* de varios miles de libras por pie cuadrado considerado en este estudio (que se muestra en la figura 6). La reducción de esfuerzo mínimo correspondiente puede alcanzar el orden de pocos miles de libras por pie cuadrado. Esta variación de esfuerzo debe ponerse en perspectiva y compararse con un contraste de esfuerzo “original” que impulsa el crecimiento de la fractura hidráulica por una presión neta de fractura esperada de cientos de libras por pie cuadrado. Esta comparación sugiere que el nivel de depletación exacto se vuelve secundario ya que la variación de esfuerzo inducida por la depletación es un orden de magnitud mayor que el contraste de esfuerzo que controla el crecimiento de la fractura en todos los casos.

Sin embargo, debe destacarse que la dinámica de la producción inicial es compleja y se requieren algunas simplificaciones para que el modelado sea realizable en un plazo aceptable. Es común que los pozos comiencen a producir con una presión de flujo en el fondo del pozo por encima de la presión esperada de reservorio debido a la sobrepresión que dejan los tratamientos de fractura hidráulica. En general, esto debería tener un impacto en el campo del esfuerzo real y podría, en la práctica, al menos en un primer momento, retrasar la depletación y reducir el efecto negativo de la variación del esfuerzo inducido por la depletación sobre las fracturas hidráulicas del pozo *Child*.

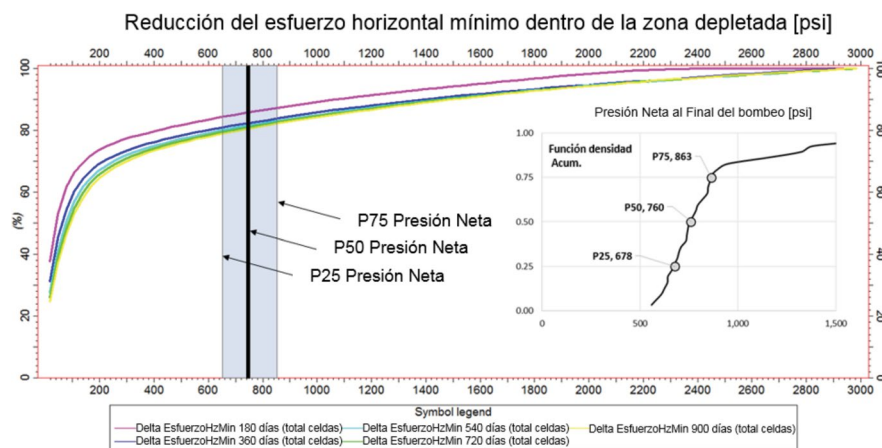


Figura 13. Comparación de la reducción del esfuerzo horizontal mínimo dentro de la zona depletada en función del tiempo y la presión neta de fractura al final del trabajo.

Espaciamiento *Parent-Child* vs. Producción del Pozo *Child*

Se ha demostrado anteriormente que el deterioro de la producción del pozo *Child* se debería a la superposición de las fracturas hidráulicas del *Child* sobre el área ya depletada del pozo *Parent*. Una posible solución es entonces aumentar la distancia entre *Parent* y *Child* para reducir la probabilidad de que las fracturas hidráulicas del *Child* lleguen al área depletada. Usando un

espaciamento de 300 m como caso base, se simulan escenarios adicionales para una distancia menor (200 m) y mayor (400 m). Los resultados presentados en la figura 14 muestran que, de hecho, para un diseño de terminación constante, un espaciamento mayor entre *Parent* y *Child* podría ser beneficioso para reducir el deterioro de la producción del *Child*. Estas recomendaciones sobre aumentar la distancia *Parent-Child* en el contexto del *play* Vaca Muerta concuerdan con la propuesta de Ajisafe *et al.* (2017) de un espaciamento mayor entre pozos para reducir el deterioro de producción del pozo *Child* en el *shale* Avalon.

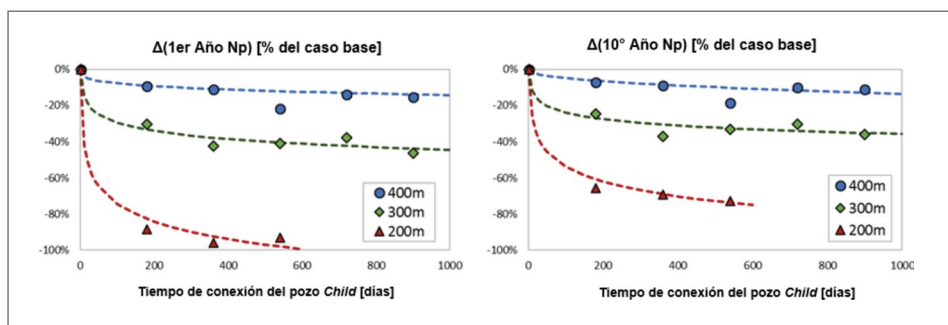


Figura 14. Producción acumulada del pozo *Child*, expresada como fracción de la producción del caso base, en el primer año (izquierda) y a 10 años (derecha), en función del tiempo de depletación en el *Parent*. Se muestra en ambos casos las acumuladas para varios casos de espaciamento.

Efecto de la geometría de fractura del pozo *Parent* sobre la producción del pozo *Child*

Después de revisar el caso de un espaciamento variable para una terminación constante en el párrafo anterior, se considera el efecto de la geometría de fractura hidráulica, generado por diferentes diseños de terminación, para un espaciamento fijo. Además de la terminación de base hasta ahora (figura 15), se realiza un escenario alternativo que reduce el espaciamento de los clusters y mantiene la cantidad de arena y fluido de la terminación a nivel lateral (figura 15).

La longitud inicial de la fractura presentada en la figura 15 (centro) sigue la tendencia del volumen por cluster, y también lo hace la distancia desde el pozo afectada por la depletación del pozo *Parent*. Luego, el deterioro de la producción del *Child* se muestra en la figura 15 (derecha) inferior para una longitud de fractura más corta del diseño de terminación “Alternativa” que “Base”.

En general, destaca la necesidad de evaluar correctamente la geometría de la fractura original (del *Parent*) para garantizar la capacidad de estimar las dimensiones del área depletada y, finalmente, considerar medidas correctivas para el deterioro de la producción del *Child*.

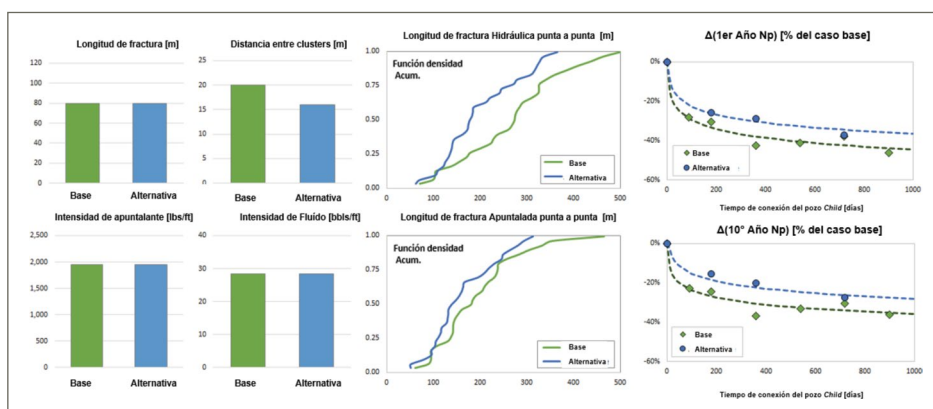


Figura 15. Comparación del diseño de terminación, la longitud de la fractura hidráulica y la variación de producción del pozo *Child* vs. tiempo de conexión para los diferentes escenarios.

Efecto de realizar un *Build Up* antes de fracturar el pozo *Child*

Dado que la depletación del pozo *Parent* es la causa raíz del deterioro de la producción en el pozo *Child*, se evalúa la posibilidad de realizar un *Build Up* (PBU) antes de completar el pozo *Child* para intentar reducir la variación del esfuerzo en el área depletada. Se incluye un cierre de 15 días en el *Parent* en la simulación para permitir que aumente la presión. El campo de presión resultante después del *Build Up* se extrae y se alimenta al simulador de geomecánica 3D y 4D para evaluar el nivel correspondiente de variación de esfuerzo y compararlo con el caso sin *Build Up* como se ilustra en la figura 16.

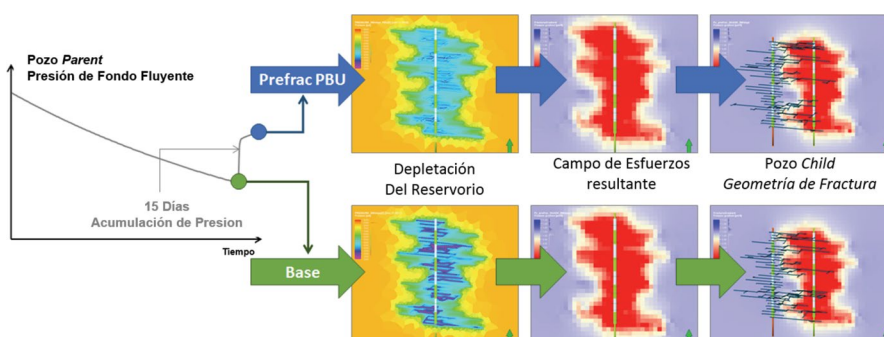


Figura 16. Impacto de un *Build Up prefrac* (PBU) en la depletación del yacimiento, el campo de esfuerzos y la geometría de la fractura del pozo *Child*.

La acumulación de presión se considera a varios tiempos diferentes a lo largo de la producción del pozo *Parent* y el nivel simulado de acumulación de presión se presenta en la figura 17 (izquierda). La producción del *Child*, que se muestra en la figura 17 (centro y derecha), muestra muy poca diferencia con y sin *Build Up* antes de la operación de terminación del *Child*. Como se discutió anteriormente, parece que la diferencia muy grande entre la variación del esfuerzo generado por la

depletación y el contraste de esfuerzos requerido para controlar las fracturas hidráulicas hace que el nivel real de depletación sea secundario (siendo mucho más alto en todos los casos).

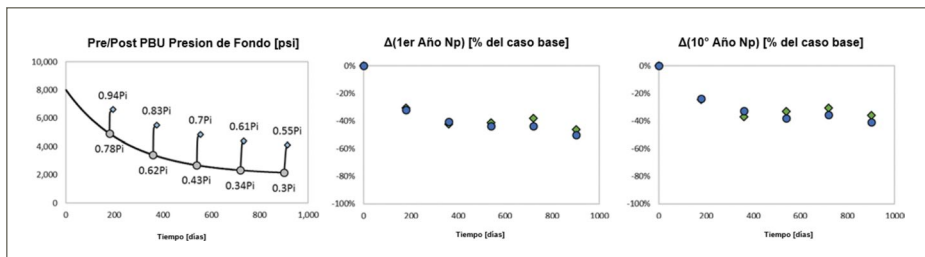


Figura 17. Presión de Fondo Pre y Post *Build Up* (derecha) y producción acumulada del pozo *Child* con y sin *BuildUp* previo, expresada como fracción de la producción del caso base, en el primer año (centro) y a 10 años (derecha).

Impacto de la completación del *Child* sobre la producción del *Parent*

El alcance de este trabajo se centra en el comportamiento del pozo *Child*, pero es interesante comprobar si la terminación del *Child* también tiene algún impacto en el *Parent*. Como todas las simulaciones realizadas siempre tienen en cuenta ambos pozos, los resultados para el pozo *Parent* se extraen para diferentes fechas de entrada del *Child* y se comparan con el caso base donde el *Parent* y el *Child* comienzan a producir simultáneamente.

La figura 18 presenta los resultados de la terminación del pozo *Child* sobre la producción del *Parent* para diferentes tiempos de entrada del *Child*. Se puede observar que se podría esperar un ligero aumento en la producción del pozo *Parent*. El *Parent* parece obtener algún beneficio de las fracturas hidráulicas creadas durante la terminación del pozo *Child* que crecen en el área depletada del *Parent*, y luego, mantienen la dirección del flujo hacia el pozo *Parent* debido a un gradiente de presión ya establecido.

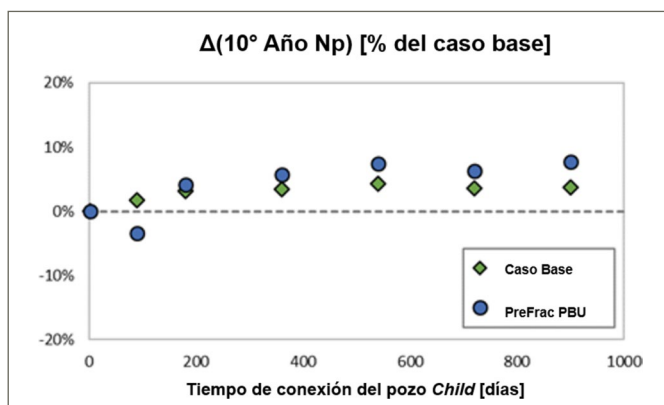


Figura 18. Efecto de la terminación del pozo *Child* sobre la producción del *Parent* para diferentes tiempos de entrada en producción del *Child*.

Se puede observar que realizar un *build up* antes de la completación del *Parent* mejoraría ligeramente la producción extra aprovechando una mayor presión de reservorio al completar el *Child*. Aun así, el incremento de la producción del *Parent* sigue siendo marginal (menos del 10% del caso de inicio simultáneo entre *Parent* y *Child*) y no compensaría la pérdida de producción del *Child*, haciendo que el saldo total del padsea negativo.

Depletación y régimen de esfuerzos

Una de las especificidades de la Formación Vaca Muerta es que la combinación de la presión poral muy alta y el tectonismo, empujan el máximo esfuerzo horizontal por encima del nivel de sobrecarga u overburden (que es la definición de un régimen tipo *strike slip*) en la mayoría de la cuenca (Frydman *et al.* 2016, Varela *et al.* 2016, Pichon *et al.* 2018). Los regímenes de esfuerzo tienen fuertes consecuencias en el inicio y crecimiento de las fracturas hidráulicas. La consecuencia de la depletación sobre un posible cambio de régimen de esfuerzo local genera incertidumbres adicionales.

Utilizando simulaciones geomecánicas por elementos finitos, se verifica en la figura 19 si la depletación induce una variación del régimen de esfuerzo local. Los esfuerzos principales se comparan para cada celda de la grilla a diferentes momentos, el esfuerzo horizontal mínimo vs. la sobrecarga y el esfuerzo horizontal máximo vs. la sobrecarga para identificar los cambios hacia regímenes de esfuerzos inversos y normales, respectivamente. En general, parece que, si se produce un cambio en el régimen de esfuerzos, se trataría principalmente de una transición desde el régimen de cizalla a régimen normal a medida que aumente la depletación.

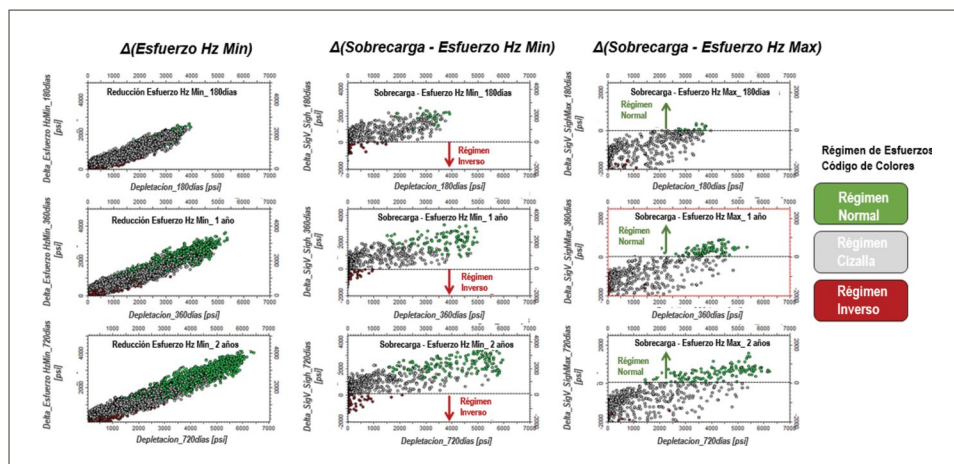


Figura 19. Impacto de la depletación sobre el Esfuerzo horizontal mínimo (izquierda); relación Sobrecarga-Esfuerzo horizontal mínimo (centro) y relación Sobrecarga-Esfuerzo horizontal máximo con el tiempo (180 días, 1 año y 2 años). Código de colores: Régimen normal (verde), Régimen de Cizalla (gris) y Régimen inverso (rojo).

CONCLUSIONES

- A través de integración de datos estáticos, geometría de fractura y evaluación de la depletación debido a la producción de un pozo *Parent*, el trabajo aplica una metodología para estimar de manera cuantitativa como estaría afectado el campo de esfuerzos que controla el crecimiento de las fracturas hidráulicas de un pozo *Child*. Esta metodología está basada en la simulación de fractura, de reservorio y de un equilibrio 3D de los esfuerzos. También permite evaluar el tamaño del área afectada por la depletación y cambio de esfuerzos, y el impacto sobre la producción del pozo *Child* e investigar diferentes escenarios, tanto distancia como variación en los tiempos de completación entre pozos *Parent* y *Child* para evaluar diferentes estrategias de desarrollo.
- La depletación durante la producción afecta notablemente al campo de esfuerzos alrededor del pozo, en particular en el caso del alto nivel de *drawdown* observado en el *play* Vaca Muerta, altamente presurizado. Esta reducción del esfuerzo inducida por la depletación crea una caída de presión y esfuerzo alrededor del pozo *Parent*, afectando negativamente las fracturas hidráulicas creadas por la terminación de un *Child* perforado en su vecindad más adelante en su vida. El deterioro de la producción del pozo *Child*, debido a su proximidad con un pozo *Parent*, podría superar respectivamente el 40% y el 30% de la producción del pozo *Parent* después de 1 y 10 años. El modelado realizado del *play* Vaca Muerta se encuentra en concordancia con los estudios disponibles en la literatura realizada en los principales trabajos en otros reservorios tipo *shale* del mundo.
- El alto nivel de *drawdown* y variación relativa de esfuerzo se encuentra en el rango de miles de libras por pie cuadrado, que es un orden de magnitud mayor que el contraste de esfuerzo de cientos de libras por pie cuadrado que “normalmente” controla el crecimiento de fracturas hidráulicas. Esto hace que el nivel real de depletación sea secundario, siendo alto en cualquier caso. Por lo tanto, el impacto negativo de la depletación del pozo *Parent* sobre la producción del *Child* podría ser notable, incluso si la demora entre el arranque del pozo *Parent* y la completación del *Child* es corta (en el orden de 1 año). Sin embargo, debe destacarse que la producción temprana de pozos horizontales en *shales* es compleja y se suele observar una sobrepresión durante el flowback inicial, que no se considera en el modelado, y puede retrasar el efecto de la depletación del *Parent* sobre la terminación y producción del *Child*.
- Se observa que el nivel de deterioro de la producción del pozo *Child* está estrechamente relacionado con el área de drenaje y la geometría de la fractura hidráulica del pozo *Parent*. Una buena evaluación de la geometría de la fractura hidráulica del pozo *Parent* es una necesidad para estimar su área de drenaje, y las posibles medidas correctivas que podrían ser aplicables para la terminación del pozo *Child*. Intentar dejar que la presión se acumule

cerrando el *Parent* (hacer un *Build Up*) antes de completar el *Child* y reducir el contraste de esfuerzo inducido por la depletación parece tener poco efecto. Sin embargo, aumentar la distancia entre los pozos *Parent* y *Child* podría reducir eficazmente el nivel de deterioro de la producción del *Child*.

- Durante la terminación del pozo *Child*, algunas de las fracturas hidráulicas crecen en el área de influencia del pozo *Parent*. Dado que ya se ha establecido un gradiente de presión hacia el pozo *Parent*, parte de la nueva superficie de fractura beneficia al *Parent* en lugar de al *Child* y puede mejorar la producción del *Parent*. Aún así, este aumento de la producción sigue siendo marginal y no compensa la pérdida de producción del *Child*, dejando el balance del pad negativo de todos modos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a la gerencia de Schlumberger por su soporte y permiso para publicar este trabajo.

NOMENCLATURA

Parent: Pozo productor existente.

Child: Pozo nuevo perforado y terminado en la cercanía de un pozo existente.

Cluster: Intervalo de punzado.

Np: Producción acumulada.

Cluster Spacing: Espaciamiento entre intervalos de punzado.

PBU:Build up: Acumulación de presión

Play: Activo *Shale*.

Shadow stress: Esfuerzo alrededor de la fractura que actúa entre las diferentes fracturas

REFERENCIAS CITADAS

- Ajisafe, F. O., Solovyeva, I., Morales, A., Ejofodomi, E., y Porcu, M. M., 2017, Impact of Well Spacing and Interference on Production Performance in Unconventional Reservoirs, Permian Basin. Unconventional Resources Technology Conference. doi:10.15530/URTEC-2017-2690466
- Cipolla, C., y Wallace, J., 2014, Stimulated Reservoir Volume: A Misapplied Concept? Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/168596-MS
- Cipolla, C., Gilbert, C., Sharma, A., y LeBas, J., 2018, Case History of Completion Optimization in the Utica. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/189838-MS
- Chhatre, S. S., Sinha, S., Braun, E. M., Esch, W. L., Determan, M. D., Passey, Q. R., y Kudva, R. A., 2014, Effect of Stress, Creep, and Fluid Type

- on Steady State Permeability Measurements in Tight Liquid Unconventional Reservoirs. Unconventional Resources Technology Conference. doi:10.15530/URTEC-2014-1922578
- Collins, P. W., Badessich, M. F., y Ilk, D., 2015, Addressing Forecasting Non-Uniqueness and Uncertainty in Unconventional Reservoir Systems Using Experimental Design. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/175139-MS
- Cuervo, S., y Lombardo, E., 2017, Pore Pressure and Elastic Moduli Estimation Considerations for a Simplified Geomechanical Model for Unconventional Plays: A Case Study in the Vaca Muerta Formation. Unconventional Resources Technology Conference. doi:10.15530/URTEC-2017-2688826
- Ejofodomi, E. A., Baihly, J. D., y Silva, F., 2015, Using a Calibrated 3D Fracturing Simulator to Optimize Completions of Future Wells in the Eagle Ford Shale. Unconventional Resources Technology Conference. doi:10.15530/URTEC-2015-2172668
- Frydman, M., Pacheco, F., Pastor, J., Canesin, F. C., Caniggia, J., y Davey, H., 2016, Comprehensive Determination of the Far-Field Earth Stresses for Rocks With Anisotropy in Tectonic Environment. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/180965-MS
- King, G. E., Rainbolt, M. F., y Swanson, C., 2017, Frac Hit Induced Production Losses: Evaluating Root Causes, Damage Location, Possible Prevention Methods and Success of Remedial Treatments. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/187192-MS
- Kresse, O., Cohen, C., Weng, X., Wu, R., y Gu, H., 2011, Numerical Modeling of Hydraulic Fracturing In Naturally Fractured Formations. American Rock Mechanics Association.
- Liang, B., Du, M., Goloway, C., Hammond, R., Yanez, P. P., y Tran, T., 2017, Subsurface Well Spacing Optimization in the Permian Basin. Unconventional Resources Technology Conference. doi:10.15530/URTEC-2017-2671346
- Licitra, D., Lovrinovich, E., Vittore, F., Quiroga, J., Oviedo, P., Montoya, V., Monti, L., 2015, Sweet Spots in Vaca Muerta: Integration of Subsurface and Production Data in Loma Campana *Shale* Development, Argentina. Unconventional Resources Technology Conference. doi:10.15530/URTEC-2015-2153944
- Lindsay, G., Miller, G., Xu, T., Shan, D., y Baihly, J., 2018, Production Performance of Infill Horizontal Wells vs. Pre-Existing Wells in the Major US Unconventional Basins. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/189875-MS
- Marongiu-Porcu, M., Lee, D., Shan, D., y Morales, A., 2015, Advanced Modeling of Interwell Fracturing Interference: an Eagle Ford *Shale* Oil Study. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/174902-MS
- Martínez*, J. F., Claramunt, J. I. A., Meriño, J. L., y Larsen, A. L., 2015, Vaca Muerta: Challenging the Paradigm of Producing From a *Shale* Formation. Unconventional Resources Technology Conference. doi:10.15530/URTEC-2015-2154000
- Ortiz, A. C., Hryb, D. E., Martínez, J. R. y Varela R., 2016, Hydraulic Fracture Height Estimation in an Unconventional Vertical Well in the Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina. Presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, 8–11 February. SPE-179145-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/179145-MS>.
- Pankaj, P., Geetan, S., MacDonald, R., Qiu, F., Porcu, M. M., Xu, J., ... Pope, T. L., 2015, Reservoir

- Modeling for Pad Optimization in the Context of Hydraulic Fracturing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/176865-MS
- Pankaj, P., Gakhar, K., y Lindsay, G. (2016, October 25). When to Refrac? Combination of Reservoir Geomechanics with Fracture Modeling and Reservoir Simulation Holds the Answer. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/182161-MS
- Pichon, S., Cafardi, F., Cavazzoli, G. D., Diaz, A., y Lederhos, M. R., 2017, Fracturing-to-Production Integrated Completion Sensitivities for Horizontal Well Design in the Vaca Muerta Shale. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/185499-MS
- Pichon, S., Varela, R., Manière, J., Hasbani, J., y d' Hueteau, E., 2018, Flowback-Based Minimum Stress Estimate in Low-Permeability Environment: Procedure, Interpretation, and Application in the Vaca Muerta Shale. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/189894-MS
- Prioul, R., Frydman, M., y Caniggia, J., 2016, Estimating Anisotropic Mechanical Properties and Stress Based on Measurements on Cuttings for Completion Quality: Methodology and Case Study in Vaca Muerta. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/180969-MS
- Rassenfoss, S., 2017, Rethinking Fracturing: The Problems With Bigger Fracs in Tighter Spaces. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/1217-0028-JPT
- Research Partnership to Secure Energy for America (RPSEA), Sustaining Fracture Area and Conductivity of Gas *Shale* Reservoirs for Enhancing Long-Term Production and Recovery, September 14, 2009. Accessed online at <https://rpsea.org/node/194> on May 10, 2018.



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

**Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018**