

WORKFLOW MULTIDISCIPLINARIO INTEGRADO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL DESARROLLO EN PERMIAN A TRAVÉS DE MODELADO DE FACIES

Mauricio Vinassa¹, Dave Handwerger¹, Santhosh Narasimhan¹, Olubiyi Olaoye¹,
Yulia Faulkner¹, Katy McGuire¹, Rudhra Anandan¹, Javed Iqbal¹, Iván Tellez¹

1: Premier Oilfield Group. mauricio.vinassa@pofg.com, dave.handwerger@pofg.com,
santhosh.narasimhan@pofg.com, olubiyi.olaoye@pofg.com, yulia.faulkner@pofg.com, katy.mcguire@pofg.com,
rudhra.anandan@pofg.com, javed.iqbal@pofg.com, ivan.tellez@pofg.com

Keywords: facies, caracterización, workflow, Permian, multidisciplinario

ABSTRACT

The Permian Basin is currently the most active unconventional resource play in North America. The combination of high quality Petrophysical and Geomechanical characteristics together with advances in horizontal drilling and completion innovations in hydraulic fracturing has allowed the successful development of several stacked reservoir targets within this basin. This paper presents an integrated multidomain workflow to better understand reservoir development. A key technical aspect of the workflow was the construction of a multi-domain machine learning based facies model. Geological and petrophysical facies were initially defined using several dozens of NMR, Sonic and Minerology logs from training wells with core-calibrated petrophysical and geomechanical models. Rock mechanical facies were defined from sonic data and geological data integrated with the ISIP closure gradients and pressure matching for hundreds of stages. Finally, flow facies were defined based on the guidance of the geological facies and integration of core data. A 3D geo-model was constructed, and sector models were cut across multi areas of interest where high tier engineering datasets (micro-seismic, dfits, core, high-tier logs, tracers, PVT, BHP, etc.) existed. Fracture modeling and production modeling was performed in multiple areas in parallel to validate the properties. Using the presented workflow, different landing targets, spacing configurations, parent-child relationships and operational timing/ sequencing were evaluated to understand the optimal development strategy.

INTRODUCCIÓN

El Permian Basin ha producido hidrocarburos por más de 100 años, y a partir de la implementación de fracturas hidráulicas masivas, perforación horizontal y avances en la tecnología de completación, se logró durante las décadas pasadas revertir la declinación natural y exceder el pico de producción logrado durante la década de los 70.

El Permian es uno de los mayores y estructuralmente más complejos sistemas productivos

en Estados Unidos y está compuesta por diversas sub-cuencas y plataformas, cubriendo un área total de 195000 km², distribuyéndose en parte de los estados de Texas y Nuevo Mexico. Las tres sub-cuencas principales son *Midland*, *Central* y *Delaware*. La primera y la tercera se vieron mayormente afectadas por el levantamiento de la zona central debido al colisionamiento continental. Ambas sub-cuencas comparten algunas características similares, como edad y litología, pero no así profundidades o nomenclaturas.

El foco principal del siguiente trabajo consiste en presentar un workflow multidisciplinario aplicado al estudio y entendimiento del desarrollo del Permian. El objetivo es lograr una completa comprensión del estado actual para una correcta evaluación y optimización del desarrollo de este, debido a que su estado avanzado de desarrollo, que presentan nuevos desafíos.

METODOLOGÍA

Modelo Petrofísico

Para generar el modelo petrofísico inicial, se utilizaron pozos de diferentes áreas de estudio que contenían tanto datos de corona como perfiles avanzados. A partir de estos pozos de control se definieron las fracciones de peso elementales a partir de mediciones de captura espectroscópica, las que posteriormente fueron utilizadas junto con densidad *bulk* y porosidad de neutrón para definir la mineralogía y la fracción de porosidad total. A partir del modelo mineralógico y parámetros de matriz, tal como densidad de grano, se correlacionaron con mediciones XRD de corona, cuyos datos fueron previamente normalizados, y se utilizaron eventualmente para la determinación de la porosidad. Para obtener la mineralogía de la matriz se utilizó mediciones de NMR. El valor de porosidad total obtenido se contrastó con los valores obtenidos de las coronas.

En cuanto a la determinación de la saturación de agua a lo largo de la cuenca se tomaron aquellos pocos pozos de los mencionados anteriormente que contaban con un *scanner* dieléctrico de saturación. Algunos pozos contaban con NMR T1T2 Sw disponible junto con corona. Para obtener el modelo petrofísico avanzado se tuvo que separar en varios modelos parciales y calcular la saturación independientemente para cada zona utilizando el modelo de Simandoux. Se determinaron los puntos extremos para los exponentes *m* y *n* para cada zona y posteriormente los valores de Sw se comparan con los datos de corona.

Advanced Mineral Analysis	Minimal Log Mineral Analysis
Illite	Clay
Chlorite	
Kaolinite	
Smectite	
Quartz	Quartz
K-Feldspar	
Plagioclase	
Muscovite	
Calcite	Calcite
Dolomite	Dolomite
Ankerite	
Anhydrite	
Pyrite	Pyrite
Kerogen	Kerogen

Figura 1. Modelo mineralógico.

Para lograr un modelo petrofísico robusto aplicable a todo el Permian, necesitábamos que el mismo requiriese de la menor cantidad de perfiles posibles, como los perfiles triple combo, siempre que fueran comparables a los resultados obtenidos de la evaluación avanzada, realizada sobre los datos de los primeros pozos. Debido a la complejidad del Permian, desarrollar un modelo petrofísico aplicable en toda su extensión, requiere calibración y escalado para obtener una aproximación confiable al modelo petrofísico avanzado. El modelo mineralógico fue reducido de los catorce elementos iniciales a no más de seis, debido a la falta de medición. El siguiente cuadro (Fig. 1) muestra el modelo usado.

Para lograr un cálculo representativo de la porosidad, necesitamos un valor de densidad de matriz lo más exacto posible. Se utilizaron valores promedios de mediciones en corona y perfiles avanzados para calibrar la porosidad en el modelo. A continuación (Fig. 2) compara el modelo petrofísico utilizando solo perfiles.

Advanced Petrophysical Model	Advanced Logs	Calibrated Petrophysical Model	Minimal Logs
Probabilistic Multi-Mineral Analysis-14	Induce Elemental Capture Spectroscopy Spectral Gamma Ray Density/Neutron/Pe	Probabilistic Mineral-6	Density /Neutron/Pe Gamma Ray
Saturation Analysis	High Frequency Dielectric	Standard Saturation Analysis	Deep Resistivity
Porosity	Density/Neutron NMR Total Porosity High Frequency Dielectric Multi-Mineral Analysis Grain Density	Porosity	Density (Using Core & Advanced Petrophysics Model Grain Densities)
TOC	Induced Elemental Capture Spectroscopy	TOC	Density

Figura 2. Comparación modelo petrofísico vs perfiles.

Debido a la diversidad en herramientas de y compañías de perfilaje, la normalización de los perfiles es inevitable previo a la utilización de estos datos en el modelo. Inicialmente se utilizaron los “Data Wells” para el entrenamiento de las redes neuronales generadas a partir de la necesidad de normalización mencionada. A medida que se avanzó en el modelado, nuevos “Key Wells” fueron incluidos para representar las variaciones en la estructura a lo largo de la cuenca. Una de

las limitantes en la comparación de perfiles, es cada uno de ellos tiene distintos valores al nivel de referencia, y esta dependencia se elimina ordenando los pozos de menor a mayor. Una vez ordenados los datos, se comparan matemáticamente a través de una regresión lineal de mínimos cuadrado entre los valores de medición de los “Key Wells” y los “Target Wells” (aquel pozo que debe ser normalizado), para determinar la ganancia y la desviación. Posteriormente esta ganancia y desviación se aplican a los datos en todo el pozo. Luego de realizar varios testeos se definió que utilizando los 4 pozos llave más cercanos se obtenía la mejor normalización (Fig. 3).

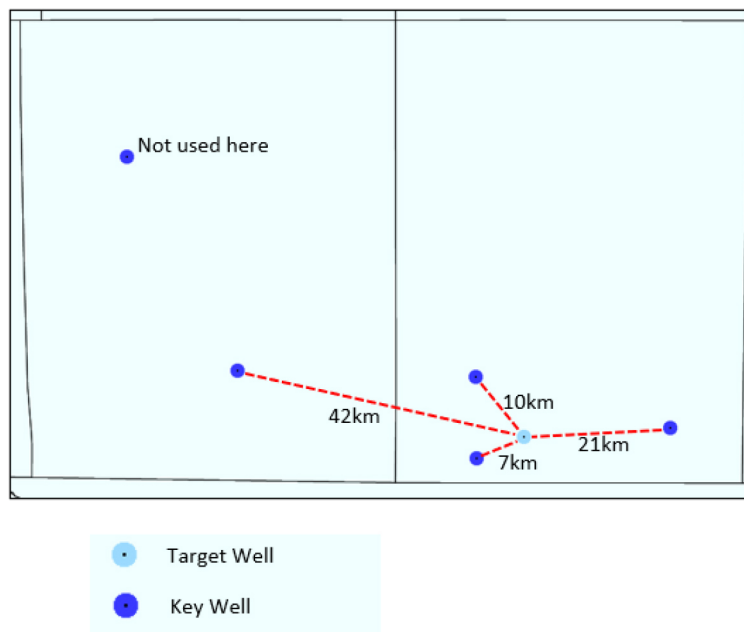


Figura 3. Selección de pozos para normalización de pozos objetivos.

El siguiente (Fig. 4) es un ejemplo de la normalización del perfil *gamma*. La misma metodología se aplicó para la normalización de Neutrón, PE y densidad donde fuese necesario, y dependiendo de la compañía de perfilaje.

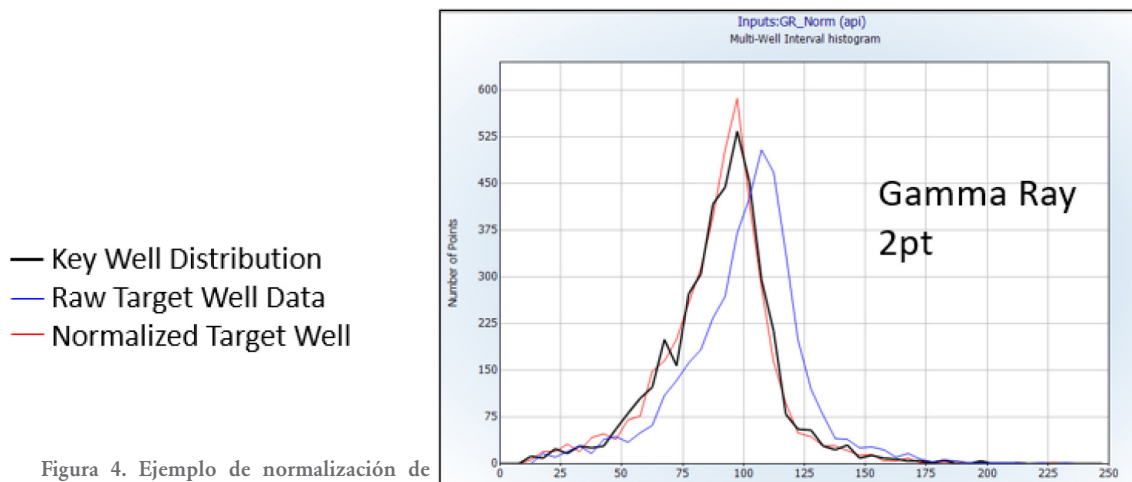


Figura 4. Ejemplo de normalización de GR.

Como salida se obtuvieron propiedades petrofísicas tales como porosidad, saturación, volúmenes mineralógicos que influyen en el modelado geomecánico y facies. Los valores de saturación de agua que fueron calibrados con corona posteriormente fueron testeados por ingeniería de reservorios a través del ajuste histórico de producción de diferentes horizontes a través de toda la cuenca.

Geomodelado

La base en el modelado de subsuelo consiste en la integración de datos provenientes de distintas escalas en una interpretación consistente. Esta interpretación incluye propiedades de roca y fluidos, fallas, interacción de fluidos en el reservorio, geomecánica y la correlación entre distintos intervalos estratigráficos. El modelo en el Permian se desarrolló a partir de siete procesos multidisciplinarios que pueden no ser correlativos: recolección y control de calidad de los datos, modelado estratigráfico y estructural, modelado petrofísico, modelado de facies, modelo estructural 3D y distribución de propiedades.

Tanto Midland como Delaware contiene once horizontes productivos. El ambiente deposicional del Permian está altamente influenciado por el levantamiento de la plataforma central, produciendo variaciones cíclicas en los niveles del mar y tipos de sedimentos de la cuenca. Debido a la larga historia existe una vasta variabilidad en la calidad del dato, desde perfiles con distinta tecnología, cavernas, perfiles con secciones faltantes, etc. Para el modelado utilizamos *high tier logs* (triple combo, sónico, perfiles de imágenes y corona) en la caracterización de roca, mientras que para el control estructural se utilizan además *low-tier logs*.

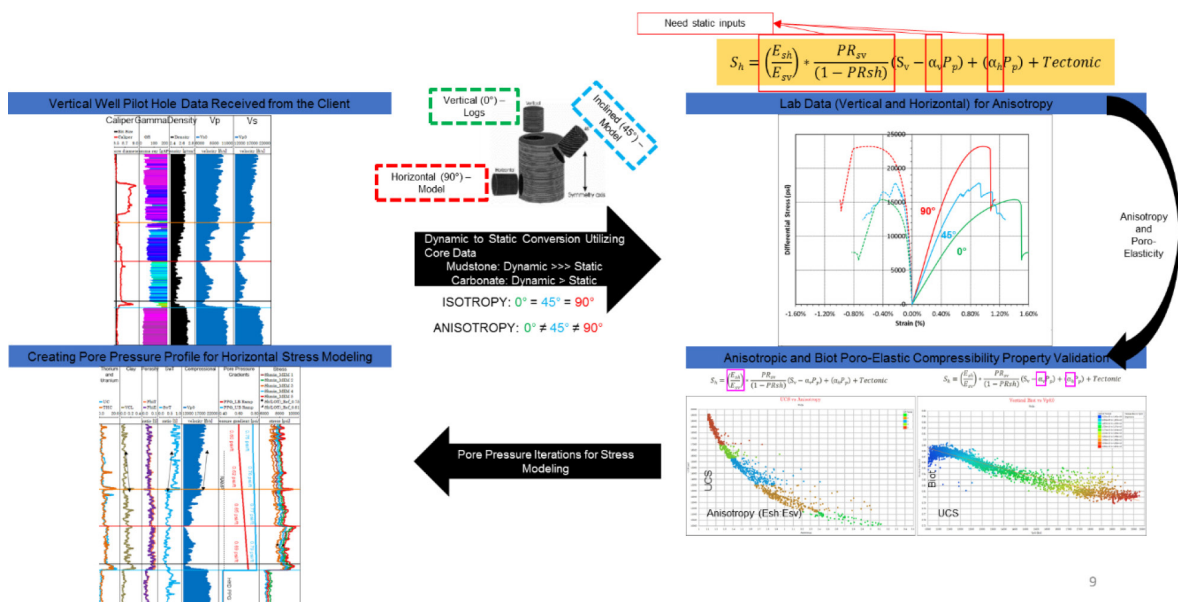


Figura 5. Workflow en la determinación del MEM.

Geomecánica

Para la generación del modelo 1D *Mechanical Earth Model* (MEM), las propiedades mecánicas basadas en la velocidad sísmica dinámica se convierten a su equivalente estático a partir de la calibración con los datos mecánicos en corona (Fig. 5) ya que, a partir de esta equivalencia, se puede reducir entre un 20% y 40% el error en el cálculo de stress. Debido a la alta heterogeneidad presente en el Permian, principalmente debido a laminaciones y fracturas, la aproximación

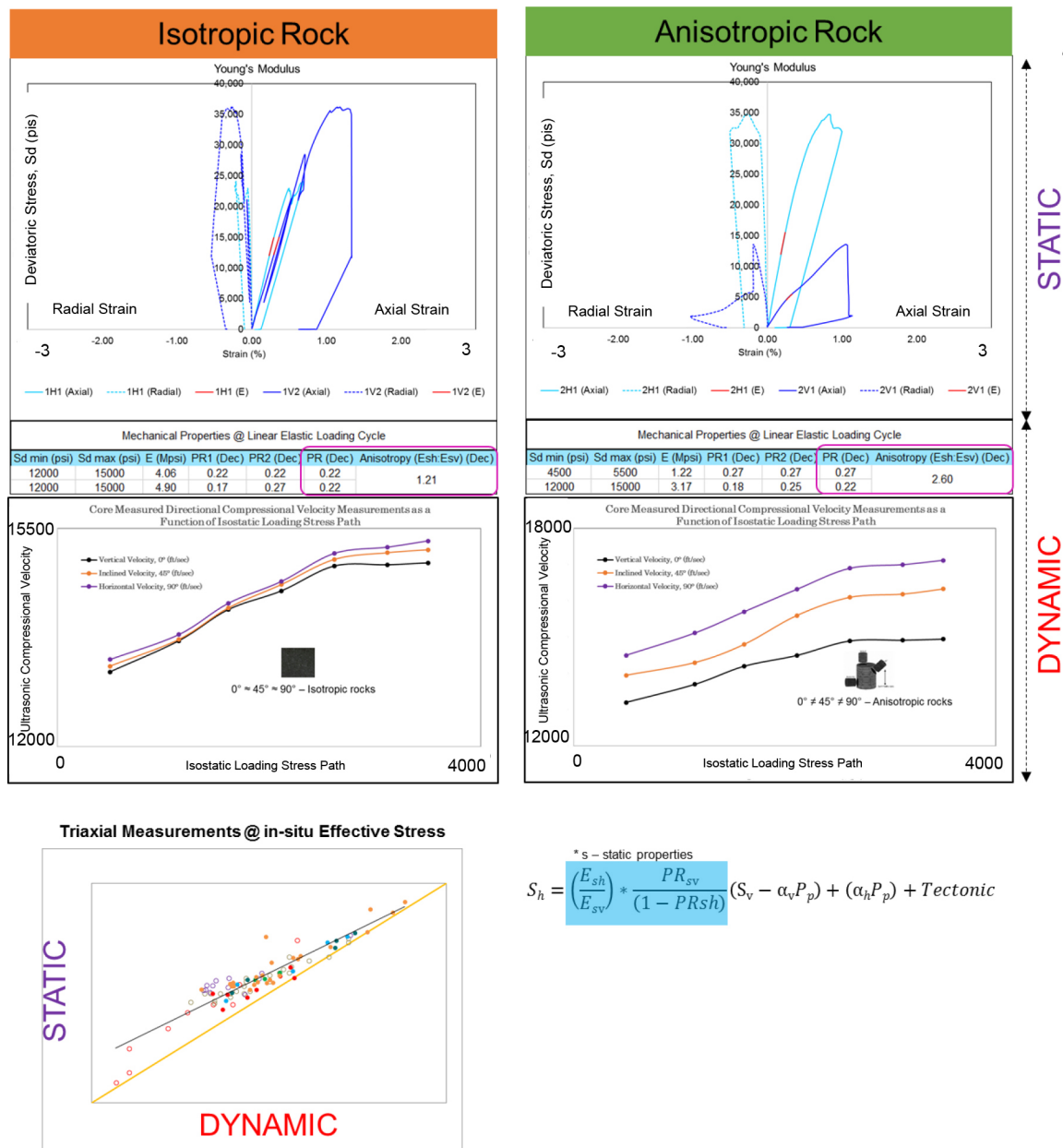


Figura 6. Conversión velocidad y propiedades mecánicas dinámicas a estáticas.

isotrópica conlleva un alto grado de incertidumbre en las unidades geomecánicas. Para evitar esta incertidumbre, se crearon modelos de velocidad azimuthal a través de la integración de propiedades de roca verticales y horizontales obtenidos de ensayos en condiciones de stress efectivo *in situ*.

A continuación (Fig. 6 y Fig. 7) se muestra el modelo para la creación de pseudo velocidades a partir de las velocidades de corte y compresionales interpretadas a partir de mediciones en corona.

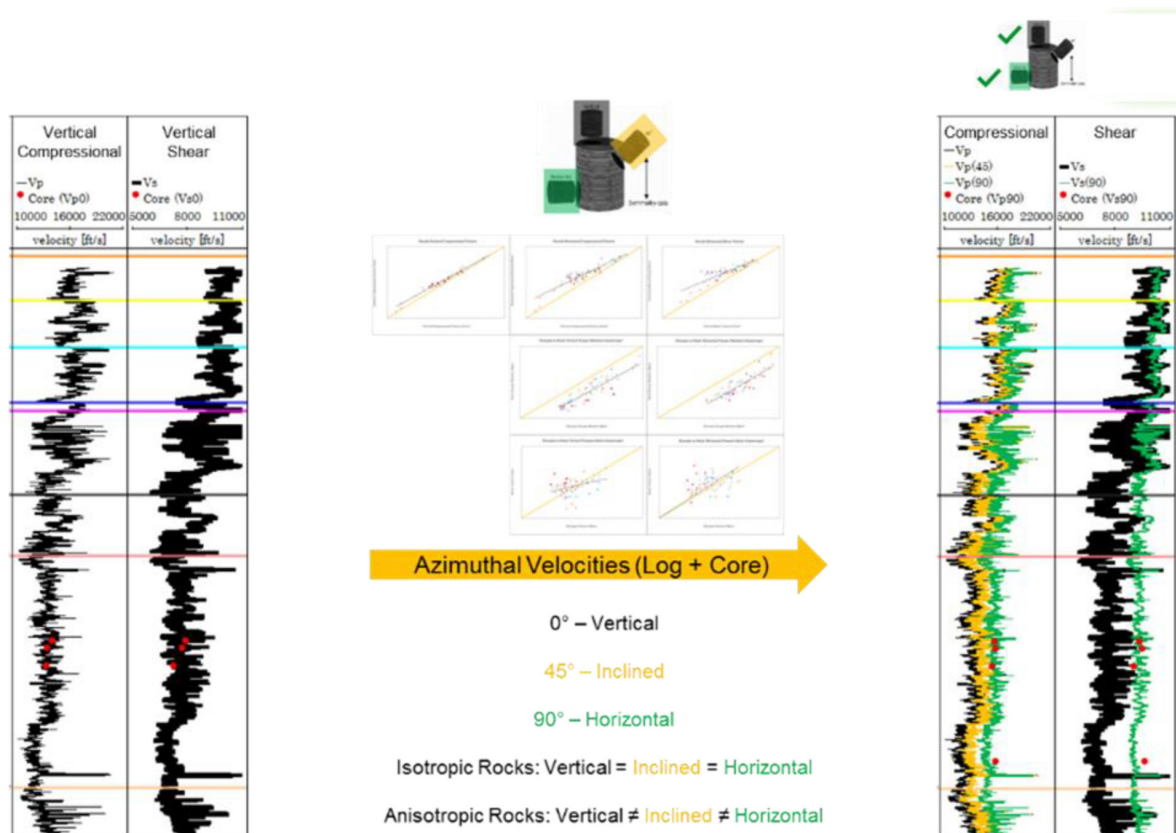


Figura 7. Onda sónica y compresional convertidas a velocidades horizontales e inclinadas utilizando mediciones de corona.

Para el cálculo de la presión poral, se modificó el modelo de Eaton utilizando el perfil de velocidad continuo a partir de puntos calibrados en la corona. Se desarrolló un nuevo modelo conceptual de compactación normal (NCT-normal compaction trend) donde se utiliza la velocidad de compactación en la porción elástica lineal de la roca en estado *in situ* para la calibración de las velocidades (compresional y de corte, Fig. 8).

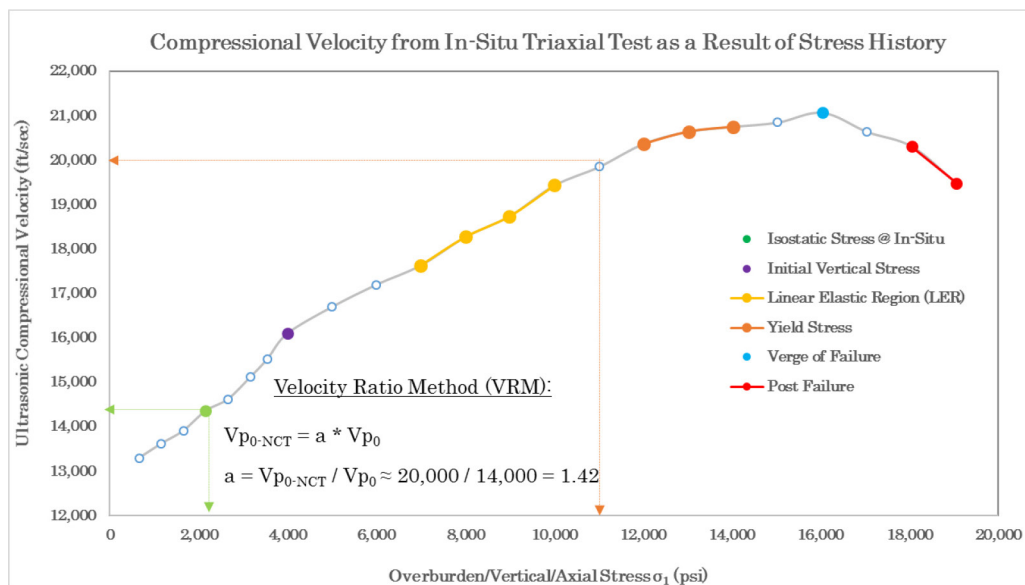


Figura 8. La velocidad antes de la plasticidad es tomada como velocidad de compactación donde velocidades en estado *in-situ* se utilizan en la calibración de perfiles. Los datos mostrados corresponden a un solo testeo sobre un solo tipo de roca. Múltiples experimentos en múltiples rocas en el área de interés o en perfiles, generan múltiples puntos para la construcción de la curva NCT completa.

A través del uso de mini frac y el ajuste de producción, calibramos los modelos de presión poral y de stress. Se logra la validación del MEM a partir del ajuste de presiones y el ajuste histórico de producción (Fig. 9).

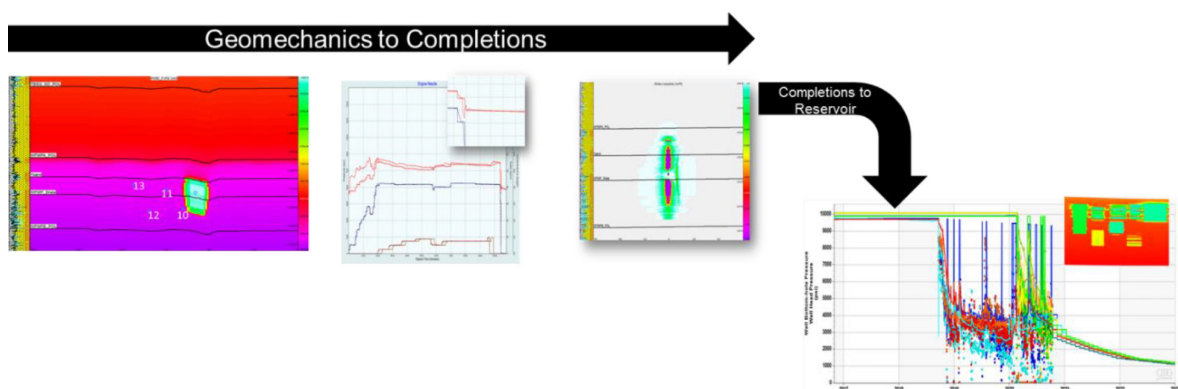


Figura 9. *Workflow* para el cálculo y modelado de stress validados a partir del ajuste de presión de tratamiento de fractura y el ajuste de la historia de producción.

Se identificaron cinco facies geomecánicas a partir de propiedades de rocas obtenidas de perfiles sínicos y datos de corona. Estas facies se clasificaron en función de su ductilidad. Cambios de facies entre pozos, combinado con datos geológicos y diseños de fractura, ayuda a decidir el número óptimo de objetivos y distribución de pozos.

Data Analytics

Se generaron modelos de facies a partir de técnicas de machine learning utilizando datos de perfiles distribuidos a lo largo de todo el Permian, desde *Upper Spraberry* hasta *Wolfcamp D*. El modelo se sustenta en datos de perfiles e interacciona entre diversas disciplinas a través de facies definidas por cada especialidad. Primero se determina la facies de calidad de reservorios (RQF), la que discrimina las propiedades o valores de porosidad, saturación y kerógeno independientemente de las características geológicas. Posteriormente se obtienen los valores de Geofacies (GF). En este caso es el inverso, discrimina las propiedades mineralógicas de la formación independientemente del sistema poroso, y finalmente, las facies geomecánicas (GMF), que son determinadas independientemente de cualquier otra influencia. Cada una de estas facies permite un análisis independiente, sin embargo, al combinarlas se logra producir un set de facies adicionales utilizadas para el modelado 3D. Combinando RQF y GF se calcula la *Production Quality Facies* (PQF), que logra correlacionar la mineralogía, independientemente del sistema poral, junto con la porosidad y saturación, independientemente de la mineralogía, y es la combinación de estas dos propiedades fundamentales la que describe el comportamiento esperado de fluidos en el reservorio.

Para obtener el máximo de flexibilidad y aplicabilidad, los modelos de facies se soportan en los perfiles de pozo únicamente cuando los modelos ya fueron entrenados previamente con los datos geomecánicos y petrofísicos en los pozos de entrenamiento, a partir de este punto solo perfiles son requeridos. La primera etapa consiste en el entrenamiento y clasificación no supervisada de los datos de perfiles high tier (triple combo + litológicos + sónicos). Elegimos un mapa autoorganizado (SOM) conectado hexagonalmente con semillas iniciales y número de semillas (es decir, número de *clusters*) ideados para mapear la nube de datos de entrenamiento luego de haber sido transformado a componentes principales (usando análisis de componentes principales), Handwerger (2014). El uso de análisis de componente principales tiene varias ventajas, entre ellas, la normalización de perfiles, rechazo de ruido y permite un análisis rápido de resultados a partir de tener un gran numero de datos de entrada (Fig. 10).

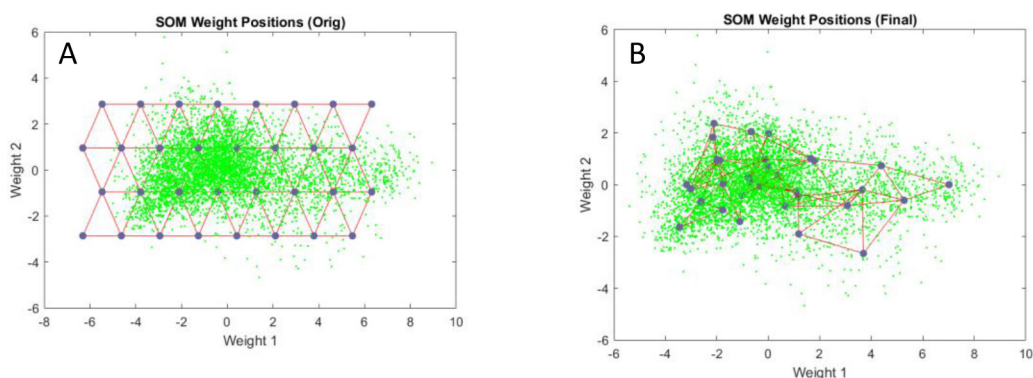


Figura 10. A) Posición inicial de semillas que crea la clasificación no supervisada a partir de datos de perfiles, B) Posición final de semillas luego de correr el SOM.

Esta clasificación no tiene como salida una capacidad de diagnóstico, sino que se utiliza con un catalizador en la obtención de las mencionadas propiedades, y es lo que definimos como “*Hidden Layer*” (HL).

Cada facies en si corresponde al agrupamiento de 32HL en un número menor de clases representativo de ellas. El proceso de aglomeración de HL se basa en la similitud que tienen entre ellas en función de las propiedades relevantes para cada facies, en lugar del dato de perfil utilizado para determinar el HL. Esto se logra a partir de *hierarchical clustering algorithm*. Este algoritmo de agrupamiento jerárquico, donde las clases de entrada son el HL y la métrica de similitud se basa en los vectores de propiedades relevantes para cada conjunto de facies. Por ejemplo, para determinar el GF, si hay 32 clases HL definidas por los perfiles del pozo de entrenamiento, esas 32 clases HL se comparan entre sí y la similitud entre ellas se calcula intercambiando los registros que las definen como propiedades relevantes para la GF (VQuartz, VLime, Villite y VPyrite) y posteriormente analizando el dendrograma jerárquico resultante para determinar cuantas GF deben quedar de las 32 HL (Fig. 11).

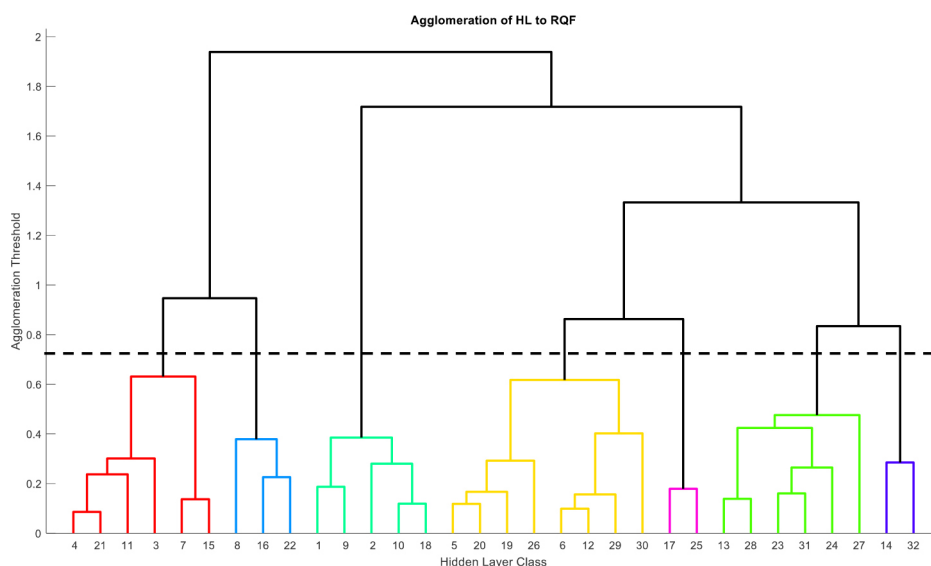


Figura 11. Representación de la agrupación de las 32HL en 7RQF resultante para 1 de los 6 modelos petrofísicos utilizados.

Una vez que se determina que HL se traduce a que facies en particular RQF, GF or GMF, simplemente se aplica el modelo supervisado a los perfiles para determinar el HL. Cada HL es posteriormente estadísticamente transformado a la facies correspondiente según la necesidad.

Modelado de fracturas

Una vez finalizado el modelado petrofísico y geomecánico en el área de interés, el equipo de completación testea y valida dichos modelos a partir del análisis de las terminaciones y el ajuste

de datos de presión. Para esto, se evalúan los parámetros en la secuencia operativa, tales como caudales de inyección, presión de tratamiento, ISIP, cantidad y tipo de propante, etc. Otros datos como espaciamiento entre clusters, números de etapas y diámetro de punzado son importantes también a la hora de determinar la geometría de fractura. Desde un punto de vista de balance de materiales, se compara la distribución del agente de sostén, fluido y espaciamiento por cluster, así como gradiente de fracturas, entre diversos pozos para evaluar diseños de completación y el impacto del landing.

Los modelos de fractura se construyen a partir de las propiedades del MEM provista por geomecánica, tal como mínimo stress horizontal, módulo de Young, Poisson, variable de Biot y presión poral. Las propiedades petrofísicas que afectan el modelo son porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, saturación de agua y facies litológicas. Se construye una grilla de 5 ft para el ajuste de presiones. Se utiliza la estructura a partir del geo modelo y se corrige la profundidad de los pozos. Se importan las propiedades petrofísicas para tener una mejor representación de *leak-off*. Tanto la interferencia y ventana de stress entre cluster al momento de la estimulación, también se toma en consideración a partir de las propiedades del MEM. Finalmente se modelan diversas etapas de fractura en un mismo pozo y se calibran contra microsísmica o tracers (Fig. 12). Una vez el modelo está definido se obtiene altura y longitud para cada cluster a lo largo de varias etapas, y se le provee a ingeniería de reservorios para el ajuste histórico de producción. Este proceso es iterativo entre geomecánica, completación y reservorios, logrando de esta manera disminuir las incertidumbres al máximo posible.

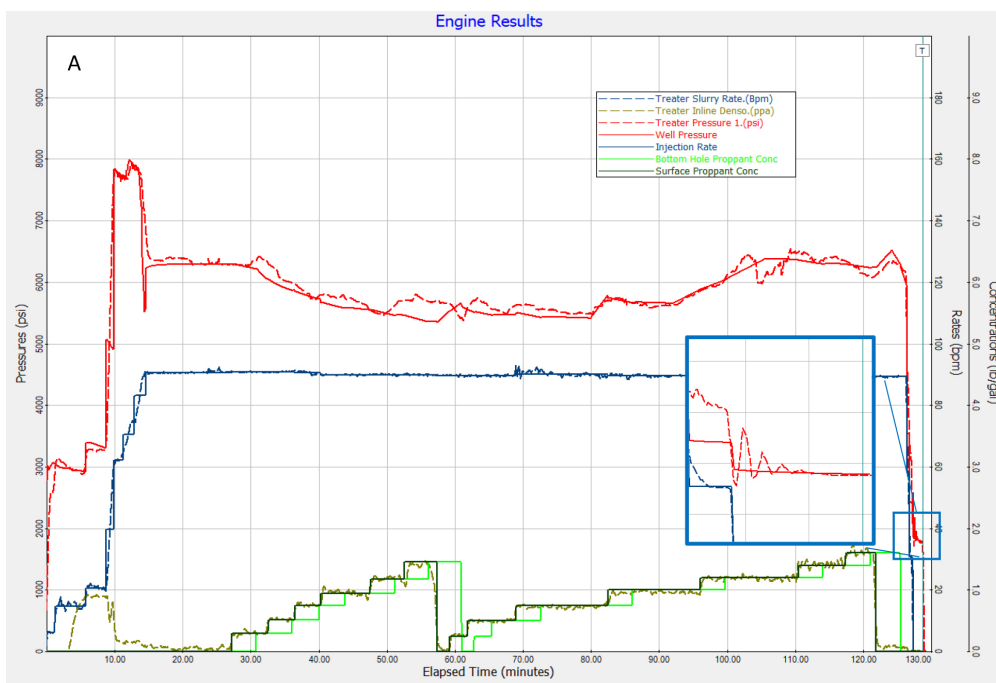


Figura 12. A) Ajuste de presión, B) Dimensiones de las fracturas hidráulicas a partir del MEM, C) Geometrias de fracturas conductivas. La escala en figuras B y C es la misma e indica conductividad de fractura, mD*ft.

Validación de Modelos

Cada uno de los modelos mencionados anteriores requieren ser continuamente testeados y validados, para de esta manera reajustar las posibles soluciones y llegar así a una única solución que sea consistente a través de todos los dominios participantes.

Para el ajuste de los datos históricos de producción, se generaron distintos modelos de fluido a partir de análisis de petróleo y gas en superficie, con valores de PB entre 1700 y 2200psi. A partir de análisis de rutina en laboratorio se definieron las curvas de permeabilidad relativa y curvas de compactación para distintas facies en el reservorio. Los exponentes de Corey varían entre 4-6 y los puntos extremos entre 0.2-0.35 para lo que se divide como roca buena y roca mala respectivamente. Por otro lado, para el caso de las fracturas hidráulicas se utilizan un conjunto de curvas lineales modelado a través de LGR que capturan la producción en cada cluster a partir de las geometrías de fractura obtenidas en el modelado. El ajuste de producción honra los cambios en la geometría en cada etapa y cada cluster, lo que toma más notoriedad en casos de entrada limitada o variaciones en la ventana de stress generadas durante la secuencia de terminación.

Datos en perfiles y coronas muestran que existe variabilidad vertical. Esto resalta la importancia de minimizar el tamaño de la grilla utilizada en el simulador de fracturas para poder captar esta variabilidad. La robustez del MEM es validada a través del ajuste de presión en distintas etapas de fractura, utilizando el modelo de facies geomecánicas. A través del ajuste de presión obtenemos las geometrías de fractura, las que posteriormente son testeadas junto con el modelo petrofísico y el geomodelo, a partir del ajuste de datos históricos de producción.

CASOS DE ESTUDIO

Optimización de Navegación

Para lograr una robusta clasificación de facies geomecánicas, se identificaron cinco facies ordenadas en función de su ductilidad. Se muestra (Fig. 13) una sección transversal para *Wolfcamp* A (WCA) y *Wolfcamp* B (WCB) en el área de interés, donde se evidencia la heterogeneidad vertical y horizontal.

La integración del modelo geomecánico junto con el geomodelo y la evaluación de espesores, combinado con el diseño de las geometrías de fractura ayuda en la toma de decisiones respecto el landing de los pozos y distanciamiento entre ellos, debido a la variación de stress, presencia de barreras, etc. Puede observarse un incremento en la ductilidad de norte a sur para *Wolfcamp* A (WCA) y *Wolfcamp* B (WCB), lo que provoca un impacto tanto en la perforación de la sección vertical como la horizontal, así como en la iniciación y propagación de las fracturas hidráulicas.

La perforación de pozos horizontales en rocas dúctiles o frágiles no solo está influenciada por la iniciación y propagación de fracturas, sino también con la integridad del pozo. Varios estudios de laboratorio en el Permian muestran que más allá de una depletación de 8000 psi (stress efectivo) hay un daño de la fractura que puede conducir a la pérdida de producción, Shoemaker (2018). Se requieren prácticas de refracturación o técnicas de terminación costosas para estimular de manera eficiente tales rocas. Para evitar este tipo de problemas, se analiza dentro del *workflow* multidominio la optimización del *landing* de los pozos.

Una vez determinado las facies GM y generado el MEM a partir de estas, se testearon 3 diferentes objetivos para WCB, siendo los primero dos los mejores desde el punto de vista petrofísico y que, debido a la distribución de stress, generan grandes fracturas. Abajo se muestra el perfil petrofísico junto con los valores de stress mínimo (Fig. 14).

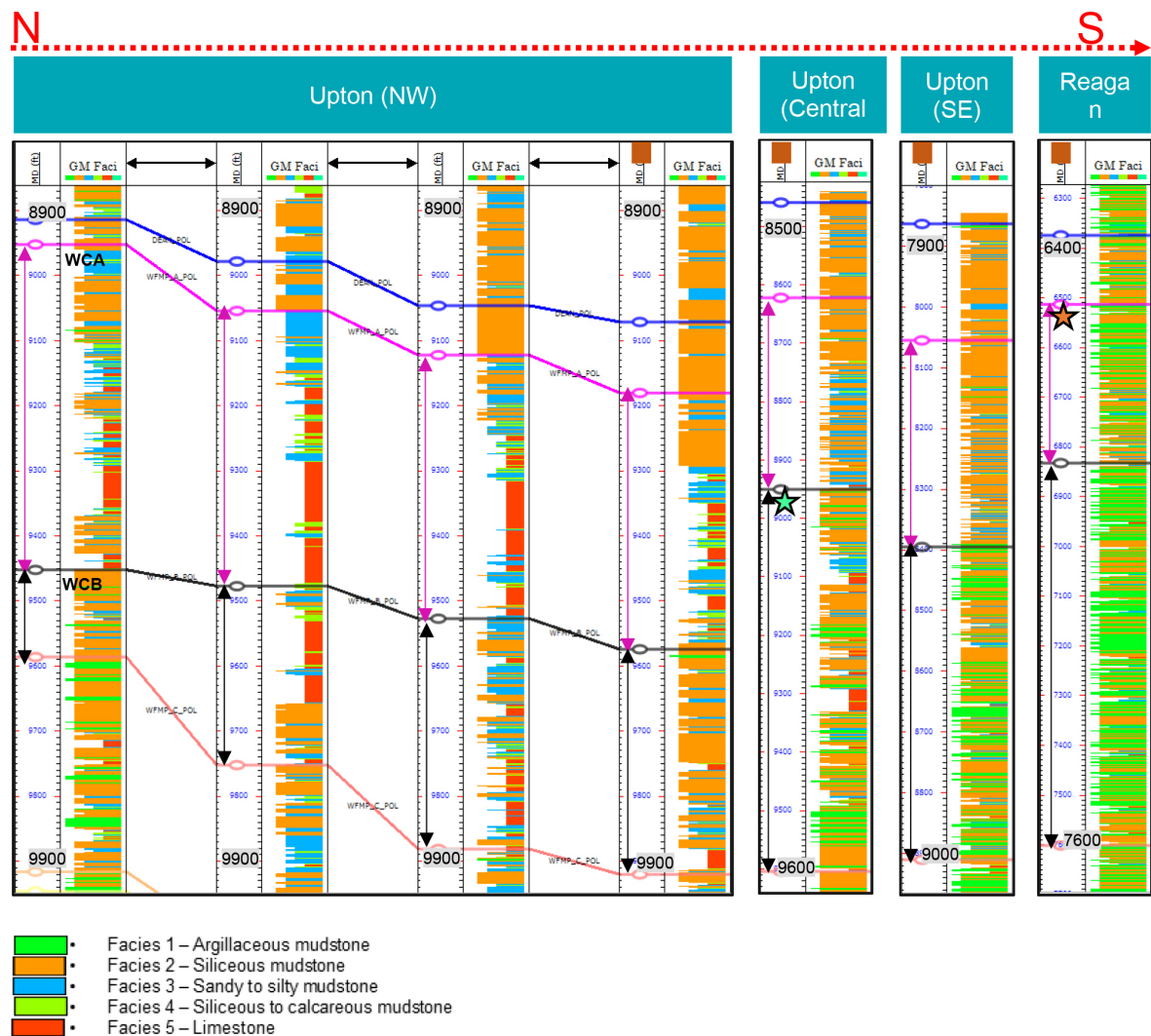


Figura 13. Distribución y definición de facies geomecánicas entre pozos, lo que afecta la perforación y terminación de los pozos.

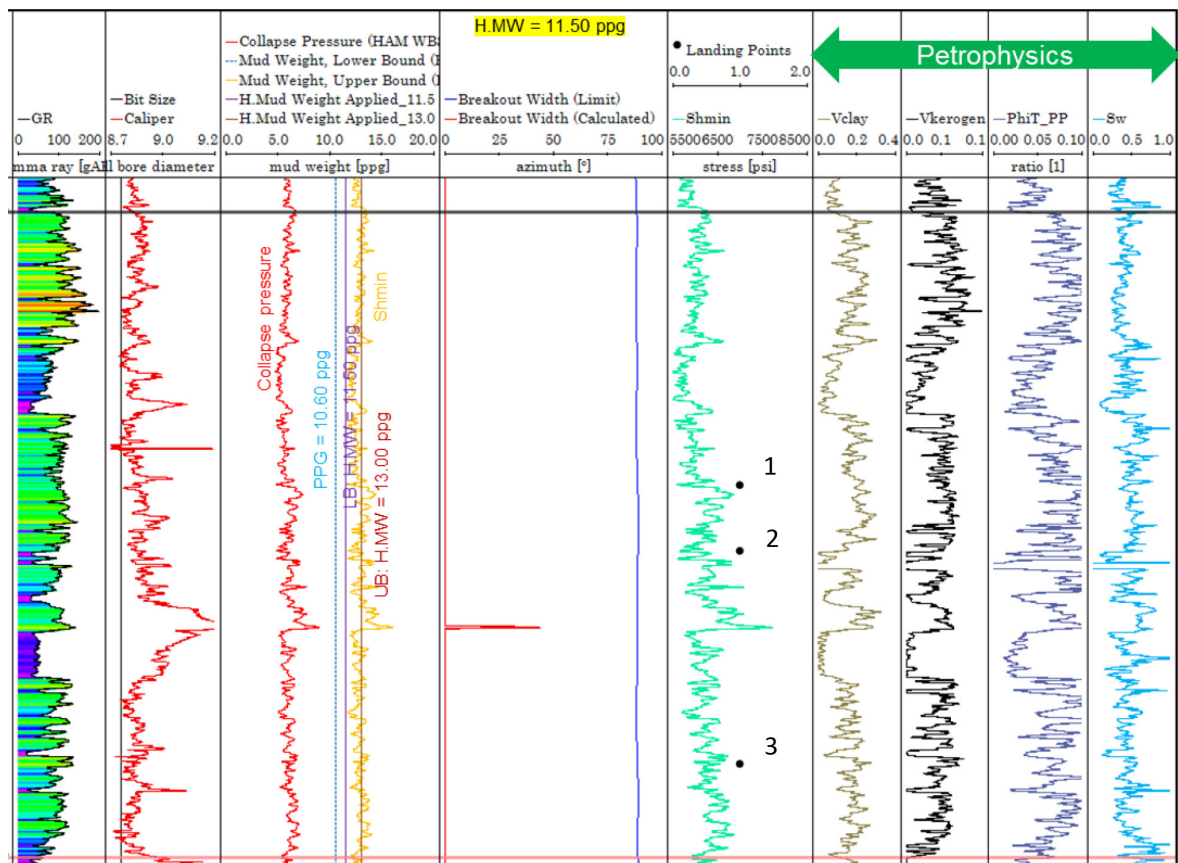


Figura 14. Perfil de pozo para la evaluación de distintas profundidades objetivo.

Al evaluar el primer landing contra la saturación de agua, la mayoría de estas fracturas crecen en la dirección de alta saturación, a pesar de que el pozo está perforado en la mejor zona desde el punto de vista de calidad de reservorio. En el tercer caso, el pozo no navega por la zona orgánica más rica y tiene geometrías de fractura más pequeñas, el pozo produce con menor corte de agua desde el mismo horizonte. El entendimiento de esta situación se logra a través del modelado de las fracturas entre estos pozos teniendo en consideración las heterogeneidades geomecánicas (Fig. 15).

Estos escenarios se modelaron dinámicamente con un simulador 3D para evaluar el comportamiento de los pozos. Previamente, el modelo petrofísico y geomecánico fue validado a través del ajuste de datos históricos de producción. Una vez validados ambos modelos, se procedió con el modelo predictivo de forma tal que pudiese evaluarse el desenvolvimiento de estos pozos.

Para lograr capturar las heterogeneidades verticales y horizontales, el modelo geomecánico se trabajó con ANN en la transformación de todos los pozos sin perfil sónico. La velocidad de corte y compresionales en un modelo 3D (Fig. 16), no son solo función de facies, sino también vinculado al poblado de porosidad. Las velocidades como función de facies y porosidad se aplican para capturar todas las variaciones mineralógicas en cada facies que pueda generar variaciones sísmicas.

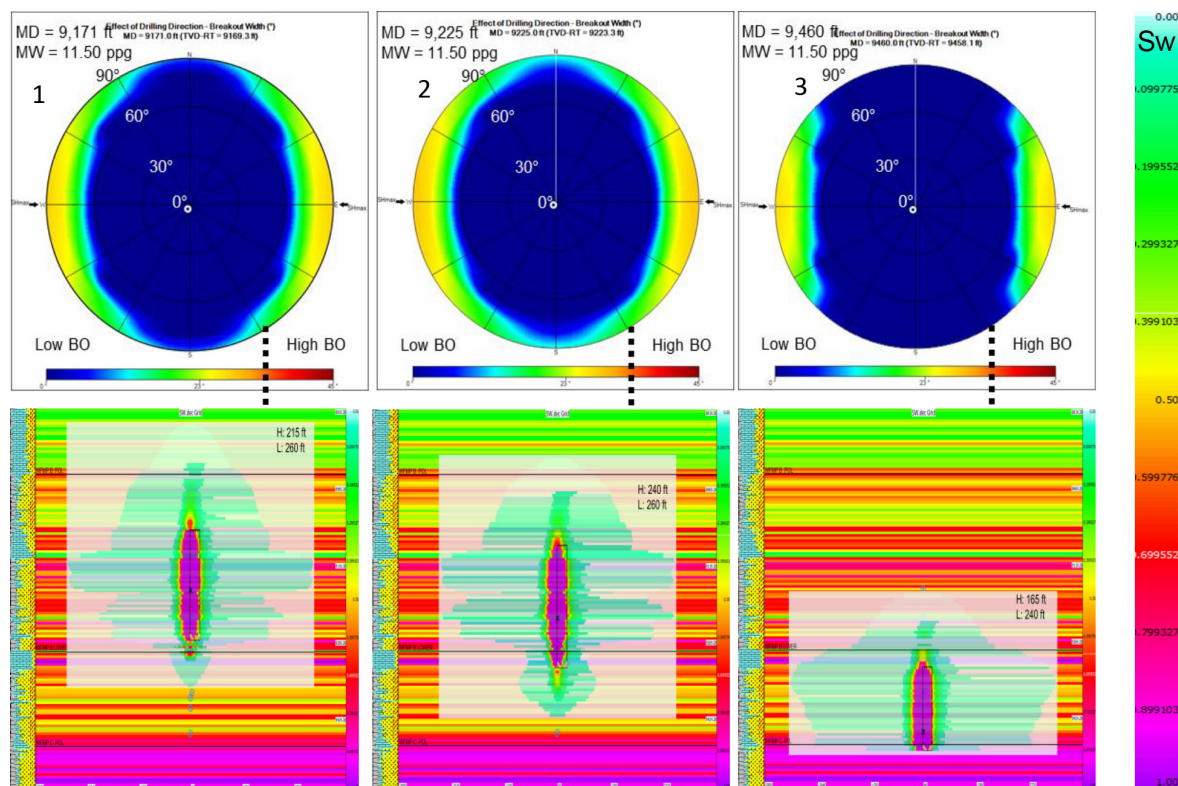


Figura 15. Modelado de fracturas para los tres posibles objetivos. En eje vertical saturación de agua desde 0 a 1.

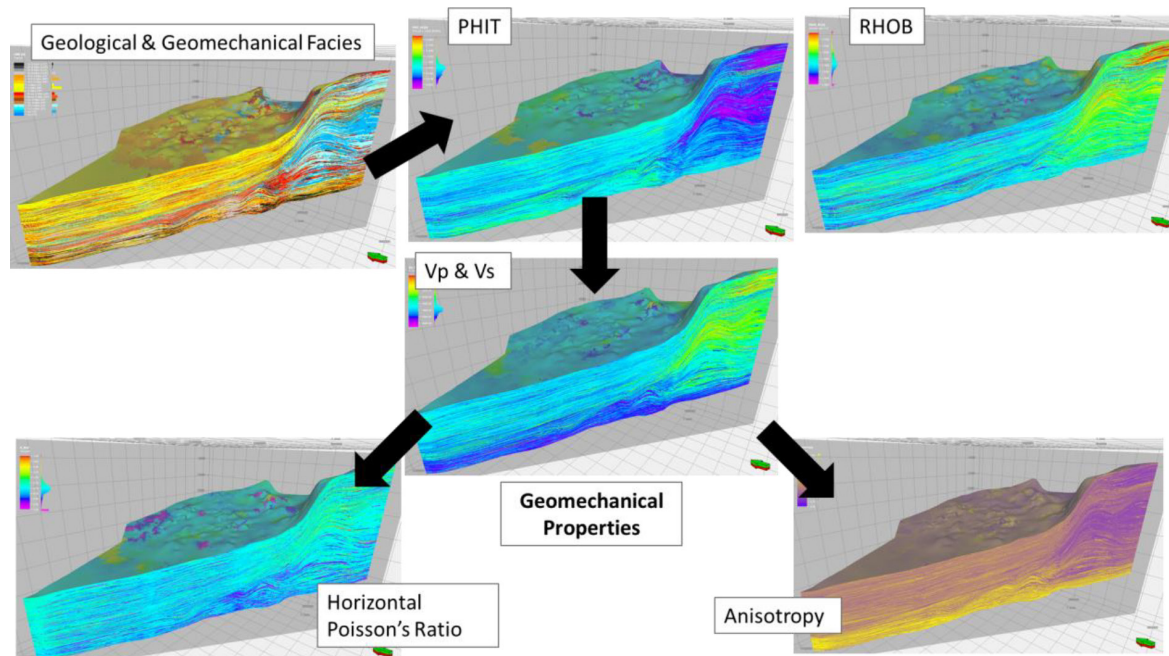


Figura 16. Geomodelado 3D de facies, porosidad, velocidad, propiedades mecánicas y distribución de stress mostrando heterogeneidad horizontal y vertical.

Perforación de Pozos Infill

El Permian ha llegado a un nivel de desarrollo que demanda nuevos desafíos permanentemente. Tal es el caso de la perforación de pozos *infill*. Esta etapa del desarrollo requiere un alto grado de interrelación entre todos los dominios mencionados para obtener un modelo robusto que sea representativo y predictivo.

Para poder comprender y predecir el comportamiento de los pozos, inicialmente se modelaron las fracturas de los pozos originales. Para esto se modelaron diversas etapas de fractura a lo largo de la rama horizontal, identificando la respuesta por cluster al tratamiento. Para el ajuste de presiones se utilizó un simulador planar de fractura con un grillado de 5 ft. De esta manera, y a partir de una retroalimentación entre ingeniería y geomecánica, se validó el MEM a partir del ajuste de presiones de tratamiento.

El pozo 1 (Fig. 18), es el pozo *parent*, el cual una vez que se modelaron las fracturas y las dimensiones conductivas se procedió a realizar el ajuste histórico de producción (Fig. 17). A través de la integración de datos de perfiles junto con las mediciones en corona se logró establecer una correlación de porosidad vs permeabilidad por facies, así como las curvas de permeabilidad relativa y compactación para matriz.

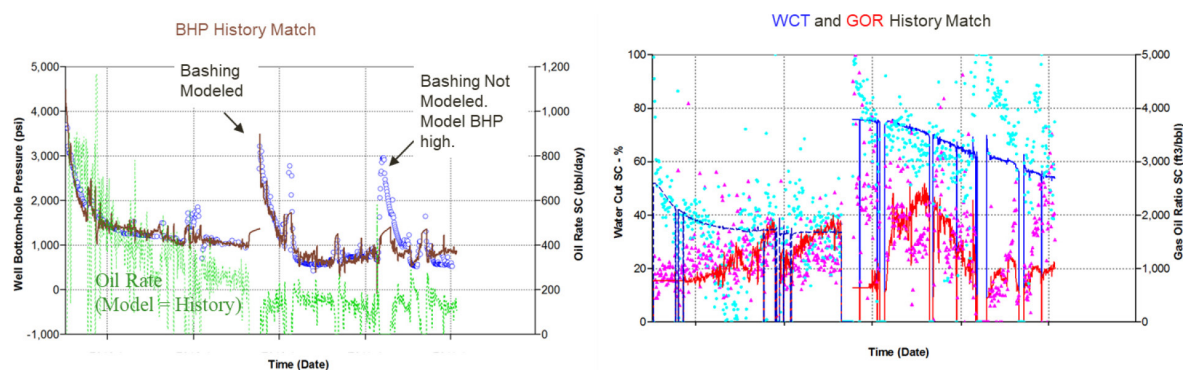


Figura 17. Ajuste de historia de producción.

Varios estudios, Cherian *et al.* (2016, 2017) han demostrado que el impacto de la interferencia en los pozos *infill* es función de la distribución de la presión, y de cómo la degradación de presión se extiende a través del reservorio. El stress y otras propiedades geomecánicas necesitan ser recalculadas y validadas para calcular la asimetría que sufrirán las nuevas fracturas hidráulicas en los pozos *infill*, Ajani y Kelkar (2012). El nuevo valor de presión poral en el MEM se calculan a partir del cálculo de depletación no lineal, Narasimhan *et al.* (2015), así como los atributos

geomecánicos en función de la depletación. A partir de esto se calcula el crecimiento asimétrico de las fracturas.

Una vez obtenido el ajuste y validación de los parámetros de fractura en el pozo original, se utilizaron los mismos parámetros en los pozos *infill* para evaluar la interferencia en las fracturas en estos, producto de la depletación en el pozo original. Estos últimos pozos se perforaron a los 800 días de haber comenzado la producción en el pozo *parent*. Debido a la producción de este, la zona sufre una caída de presión poral y compactación en las propiedades del reservorio. Con los parámetros de fractura definidos y validados en el primer pozo, junto al nuevo perfil de stress, se estiman la asimetría de las fracturas para los pozos *infill* 2, 3 y 4. El pozo 4, que se encuentra más lejos del *parent*, es el primero de los pozos *infill* en ser fracturado, posteriormente el pozo 3 y finalmente el 2.

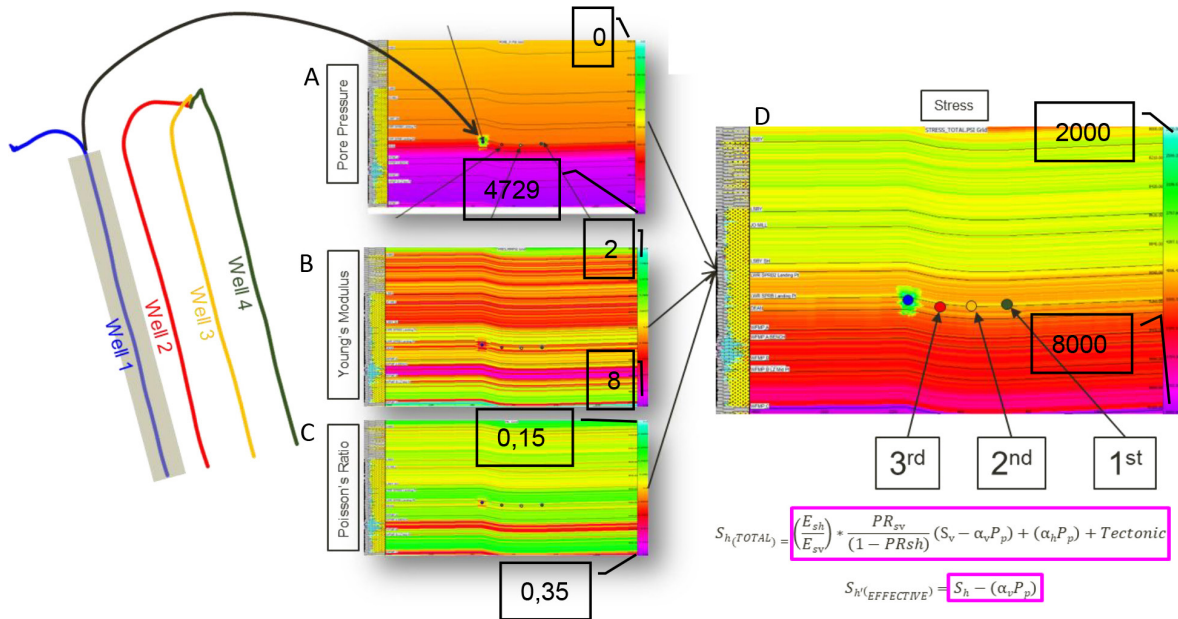


Figura 18. Distribución de pozos dentro del modelo. A) Perfil de presión poral con escala de colores de 0 a 4729 psi B) Modulo de Young, escala de 2 a 8 Mpsi C) Poisson's Ratio, escala de 0,15 a 0,35 D) Perfil de distribución de stress, en una escala de 2000 a 8000 psi.

La siguiente figura (Fig. 19) muestra la asimetría en las fracturas hidráulicas de los pozos 2, 3 y 4. Se observa que a mayor cercanía con el pozo original (pozo 1) mayor asimetría en la geometría productiva y mayor presión neta en la zona depletada. Posteriormente (Fig. 20) se compara la zona contactada hidráulicamente y la fractura que se considera conductiva, aquella que supera el *cutoff* de conductividad para este caso de 0.5 mD*ft. De la misma se observa que la fractura conductiva es aproximadamente el 40% del total de la zona hidráulicamente contactada.

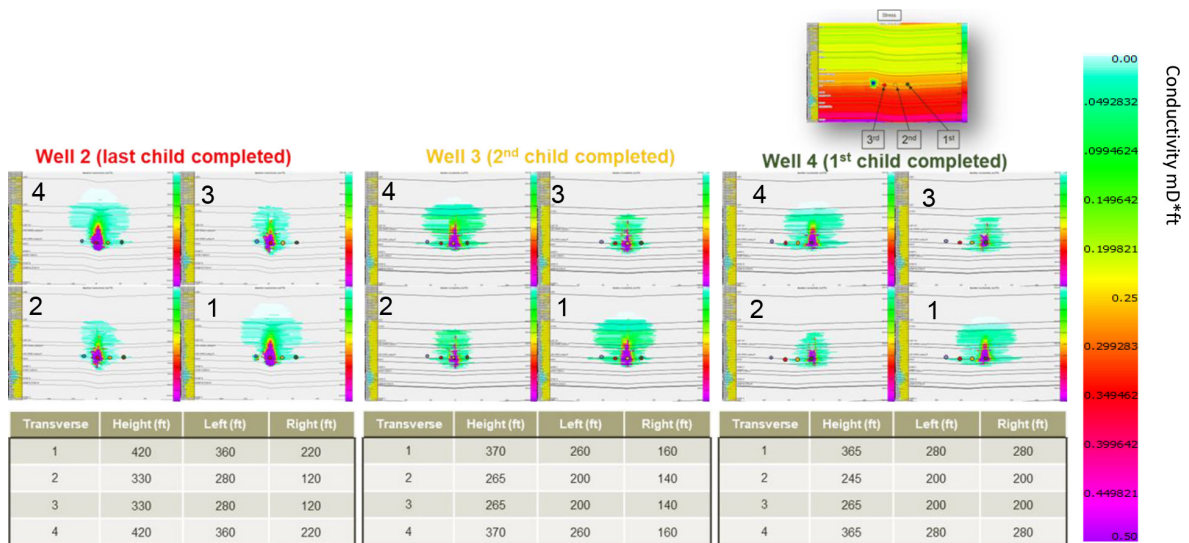


Figura 19. Fracturas de los pozos *infill*. Se observa crecimiento asimétrico hacia el pozo original debido a la depletación para cada cluster de la misma etapa de fractura (cada corte representa un cluster). Modelado a partir de la recalibración de las propiedades geomecánicas.

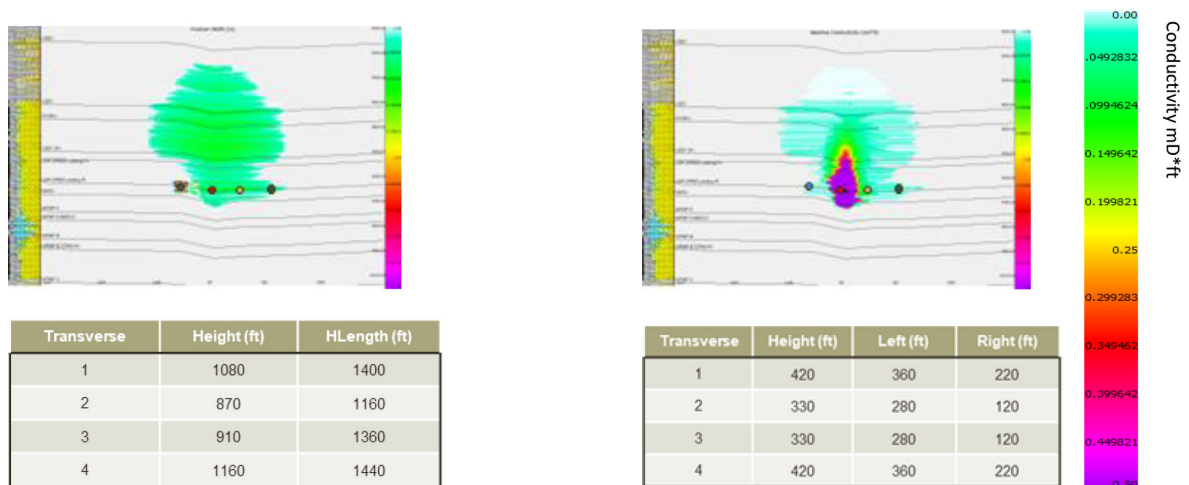


Figura 20. Comparación entre la zona hidráulicamente contactada y la fractura conductiva (violeta) para un cluster de la etapa. La escala de colores representa la conductividad desde 0 a 0.5 mD*ft.

Se realizó la simulación del *pad* para entender el impacto en la producción al retrasar en la secuencia de completación de los pozos. Este estudio mostro que la asimetría en las fracturas puede ocasionar una reducción de producción en el orden del 20%.

CONCLUSIONES

Un modelo de facies multi dominio nos permite capturar tanto propiedades petrofísicas como geomecánicas dentro del geomodelo. Esto nos permite validar al geomodelo como una plataforma de integración a través de las geociencias y la ingeniería.

Los parámetros operativos, secuencia y tiempo influyen en la actuación de los pozos *infill* pudiendo afectar la performance de los pozos en un 20%.

La importancia de la longitud hidráulica de la fractura (a partir de la interferencia entre pozos originales e *infill*) se observa a partir del análisis de estos últimos. La longitud productiva es aproximadamente el 40% de la longitud hidráulica y la asimetría es claramente influenciada por el distanciamiento entre pozos.

El modelado integrado a través de distintas áreas nos permite entender la variación de las propiedades y la aplicabilidad de las lecciones aprendidas en otras áreas para garantizar la economicidad de los proyectos.

REFERENCIAS CITADAS

- Ajani, A. y Kelkar, M., 2012, SPE 151045 Interference study in Shale Plays, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA.
- Cherian, B. V., Stacey, E. S., Bressler, S., Chisler, S., Rifia, R., Kublik, K., Narasimhan, S., Gray, J.K., Olaoye, O. A. y Atkinson, M., 2016. SPE 179986 The Impact of Changing Operational Activities on Unconventional Resource Extraction, SPE/IAEE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium held in Houston, Texas, USA.
- Cherian, B.V., Armentrout, L., Baruah, C., Ballmer, J., Malicse, A.E., Narasimhan, S. y Olaoye, O., 2017. SPE-187504-MS Characterizing the Post Stimulation Time-Dependent Connectivity Between Wells and Across Horizons to Develop a Robust In-Fill Drilling Program, SPE Liquids-Rich Basins Conference-North America held in Midland, TX, USA.
- Handwerger, D., Martínez, C., Castañeda-Aguilar, R., Vaaland Dahl, G., Borgos, H., Ekart, D., Raggio, M.F., Lanusse, I., Di Benedetto, M., y Suarez-Rivera, R., 2014. Improved Characterization of Vaca Muerta Formation Reservoir Quality in the Neuquen Basin, Argentina, by Integrating Core, Log and Seismic Data via Combination of Unsupervised and Supervised Multivariate Classification”, IAPG, IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mza, Argentina.
- Narasimhan, S., McCleary, M., Fluckiger, S., Gray, J., Cherian y B. ,Shaikh, H., 2015. Using the wrong method to estimate stresses from depletion causes significant errors in predicting wellbore integrity and fracture geometry, SPE 173310, SPE Eastern Regional Meeting held in Morgantown, West Virginia, USA.
- Shoemaker, M., Narasimhan, S., Peacock, J., Becher, J., Lacy, J., Ferguson, B., Zakhour, N. y Petkovsek, 2018. Development Optimization of Horizontal Wellbores Using Lamé Elastic Constants from 3D Seismic, AAPG ACE 2018.

