

DESARROLLO INTEGRAL DE RESERVORIO TIGHT POZO D-129 MEDIANTE EL EMPLEO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES

Sebastián Elías Martínez Hassar¹, Nelson Chirinos Peña², Nahuel Ignacio Raineri³, Lucía Ciancio⁴
Carlos Leopoldo Pérez⁵, Ángel Gustavo Lambas⁶, Francisco Manuel Márquez⁷, Luis Daniel Gigena⁸

1: YPF S.A. sebastian.e.martinez@ypf.com

2: YPF S.A. nelson.chirinos@ypf.com

3: YPF S.A. nahuel.raineri@ypf.com

4: YPF S.A. lucia.ciancio@ypf.com

5: YPF S.A. carlos.l.perez@ypf.com

6: YPF S.A. angel.g.lambas@ypf.com

7: YPF S.A. francisco.m.marquez@ypf.com

8: YPF S.A. luis.d.gigena@ypf.com

Palabras clave: Fracturas hidráulicas en pozos verticales, Pozo horizontal multifracturado, Reservorio tight Pozo D-129

ABSTRACT

The Cañadón Seco-León reserve area, at the southern flank of San Jorge Gulf Basin, has three productive objectives in the Chubut group: Cañadón Seco Fm, Mina del Carmen Fm and Pozo D-129 Fm, with the last one in an early stage of development.

The D-129 reservoir in the Cañadón Seco-León area has been developed through vertical wells until the drilling of the first pilot horizontal during 2021, currently under production evaluation.

Reservoir properties are variable with a porosity ranging from 8 to 26% and a matrix permeabilities from 0.001 to 1 md (with values up to 10 md). Due to its tight reservoir characteristic, hydraulic fracturing is required for commercial production.

The low stress contrast among vertical zones generates challenges for its development with vertical wells; the number of fracture stages and treatment size to avoid interference between fractures being one of them. It was the lack of barriers to vertical growth what suggested that migration to horizontal wells could be an adequate solution for development of the field.

During the planning phase of the pilot horizontal well the need arose to select a proper landing zone that optimizes contact of the entire thickness.

In the present work, we will show how dynamic/static modeling of the reservoir and the geomechanics of rocks were used to adjust both the geometry of the hydraulic fractures and the history match of production to optimize Vertical and Horizontal well completions. For that purpose, wells completed from 2017 to the present were analyzed.

CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO D-129

El proyecto se enmarca en el ámbito del reservorio Cañadón León de la Unidad de Negocios Santa Cruz Este (Fig. 1). El área es operada por YPF con un 100% de participación y cuya concesión expira en el año 2042.

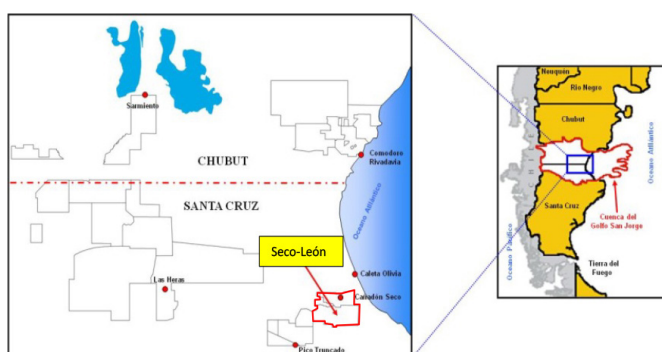


Figura 1. Mapa de ubicación del bloque de concesión Seco-León.

El yacimiento Cañadón León comprende tres principales horizontes petroleros, correspondientes al grupo Chubut del cretácico inferior; la formación de interés más somera, Fm. Cañadón Seco, actualmente objetivo principal de desarrollo secundario y terciario; la Fm. Mina del Carmen con objetivo primario en el área; y la sección superior de la Fm. Pozo D-129 de desarrollo primario con estimulación. La principal área de petróleo en D-129 es denominado Cañadón León Central con aproximadamente 10.5 kilómetros cuadrados y es representado por una estructura monoclin al con buzamiento NE, se encuentra a una profundidad de aproximadamente 2200 m. La zona de interés tiene un espesor total de aproximado de 120 m y un espesor neto promedio de 20 m (discontinuos), que abarca las secuencias productoras D-30, D-40 y D-80.

Las zonas reservorios de espesor útil están conformadas por arenisca tobáceas y toba, intercaladas entre las zonas de interés se encuentran tobas limolíticas y calizas (Fig. 2).

Las propiedades del yacimiento D-129 son variables con un rango de porosidad del 8 al 26 % y la permeabilidad matriz varía de 0.001 a 1 md, existiendo valores de hasta 10 md. Por su característica de reservorio de baja permeabilidad/*tight*, se requiere para su producción de realizar fracturamiento hidráulico.

La presión inicial del yacimiento es del orden 220 kg/cm². El crudo obtenido 35° API, con un gas disuelto inicial de 90 a 100 m³/m³. El corte de agua actual del campo es aproximadamente del 50%.

Hasta la fecha, el campo se ha desarrollado mediante la perforación de pozos verticales convencionales. En la mayoría de los pozos, por no fluir naturalmente, se requiere de levantamiento artificial para la extracción de los hidrocarburos.

Con la finalidad de optimizar el desarrollo del campo, se realizó un estudio para predecir el desempeño de un pozo horizontal en el yacimiento.

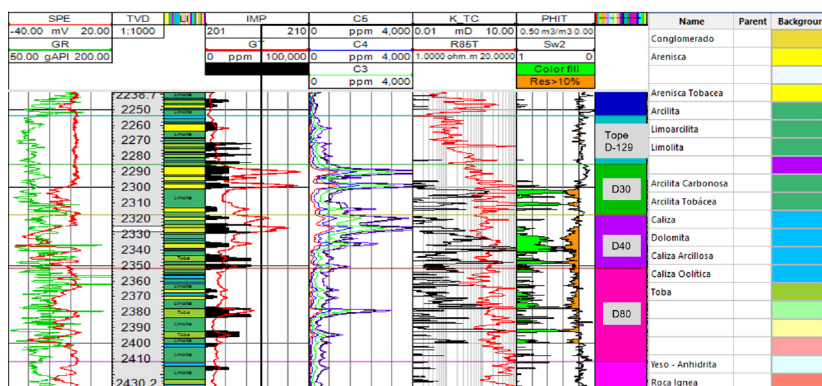


Figura 2. Registros de pozo abierto con columna litológica obtenida de control geológico.

HISTORIA DE COMPLETACIÓN MEDIANTE FRACTURAS HIDRÁULICAS EN POZO VERTICALES

Con el correr de los años el diseño de las fracturas fue variando, iniciando con fracturas de tamaños desde las 30000 lb a 250000 lb con porcentajes de PAD del 40 % a los últimos diseños de 90000-120000 lb por secuencia con porcentaje de PAD del 20 al 25 %.

Las mejoras en los diseños como veremos a lo largo de este documento se realizaron con base a la información obtenida de DFITs, toma de datos de corona, microsísmica, PVT y principalmente a simulaciones no solo de geometría de fractura sino además match de producción de reservorio.

EL DESAFÍO DE FRACTURAR POZOS VERTICALES

Si observamos el perfil de esfuerzo mínimo en un pozo tipo del área (Fig. 3), vemos que prácticamente no existen barreras importantes de estrés en la zona de interés. La presión neta alcanzada en los bombeos pre-fractura del campo van de 500 a 800 psi, valor obtenido en base a mediciones de presión en fondo y presiones de cierre de formación calculados a través del análisis

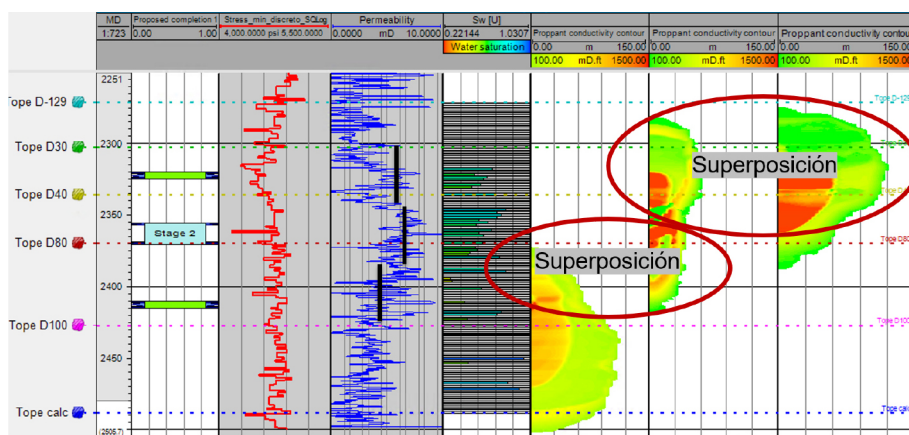


Figura 3. Esfuerzo horizontal mínimo y crecimiento vertical de las facturas hidráulicas en cada secuencia.

de declinatoria. Luego, durante el tratamiento de fractura de la zona, la presión neta es suficiente para superar los contrastes de esfuerzo encontrados, comenzando un crecimiento vertical fuera del espesor de interés en desmedro de la obtención de longitud efectiva de fractura requerida.

Lo mencionado en el párrafo anterior genera el desafío de lograr longitudes de fractura y conductividades adecuadas para cada una de las secuencias del reservorio; generando además la problemática de superposición entre etapas que se puede observar en la Figura 3.

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE MECÁNICAS DE ROCAS

Un modelo de geomecánica, también llamado MEM (*mechanical earth model*), es una representación numérica de las propiedades mecánicas de las rocas, la presión poral, y de la magnitud y orientación de los esfuerzos del subsuelo. Estos modelos integran datos de perfiles de pozo, eventos de perforación, pruebas de formación, ensayos de mecánica de rocas y resultan de fundamental importancia para optimizar la perforación y terminación de pozos.

Para dar soporte a este proyecto se realizó un MEM-1D isotrópico, calibrado con la información de los pozos verticales del área. El flujo de trabajo utilizado para la construcción de este modelo se inició con la revisión de la información disponible en cada pozo y con la unificación de registros, mediante la generación de perfiles sintéticos en los casos necesarios. Luego se calcularon las propiedades elásticas dinámicas a partir de los perfiles sísmicos y de densidad, obteniendo así perfiles continuos del módulo de Young, coeficiente de Poisson, y de los módulos Volumétrico y de Corte. Con los datos de ensayos de mecánica de rocas realizados en corona en 2 pozos *off set*, se obtuvieron las relaciones entre las propiedades mecánicas dinámicas y estáticas, lo que permitió calibrar las curvas calculadas a partir de perfiles, y obtener así las propiedades elásticas estáticas. Luego, se obtuvieron las propiedades de resistencia de las rocas: la resistencia a la compresión no confinada (UCS) se calculó sobre la base a la relación con la onda compresional en los ensayos de mecánica de rocas, la resistencia a la tracción (T_o) surge como proporcional al UCS de laboratorio y el ángulo de fricción se calculó con la ecuación de Chang & Zoback, a partir de la onda sísmica compresional. De esta manera, la Fm. D-129 quedó caracterizada mecánicamente con los siguientes valores principales promedios: Módulo de Young 3-4 Mpsi, Poisson 0.22 y UCS 11000 psi.

Los registros de presiones porales de los pozos muestran, en general, una tendencia a la presión poral normal (0.44 psi/ft) para las formaciones Cañadón Seco y Mina del Carmen, en cambio la formación D-129, tiene cierta depletación (0.39 psi/ft), posiblemente provocada por la reciente producción de los pozos verticales. Para el cálculo de los esfuerzos del subsuelo, se integraron los valores de densidad para obtener el esfuerzo de sobrecarga (S_v) que muestra valores de 0.96 psi/ft para la zona de interés, se calcularon los esfuerzos horizontales con las ecuaciones de

poroelasticidad, considerando $Biot = 1$. El esfuerzo horizontal mínimo (Sh) fue calibrado en cada pozo analizado con presiones aproximadas de cierres de DFITs realizados en múltiples pozos, con valores que promedian 0.60 psi/ft.

AJUSTES DE GEOMETRÍA DE FRACTURA HIDRÁULICA

Para el ajuste de la geometría de las etapas de fracturas hidráulicas realizadas entre los años 2017 a 2021, se utilizó un simulador de fractura, en el cual se cargó como principales entradas las curvas de geomecánica de roca, las curvas petrofísicas, así como los parámetros reales de bombeo en campo.

Como principal ajuste se tomó en todos los casos las mediciones de presión de fondo con sensor con registro en memoria situado en packer, de manera de independizarse de las fricciones del fluido de fractura en cañería.

La Figura 4 muestra un ejemplo de una carta de bombeo típica en la cual se busca mediante la simulación de la fractura hidráulica bombeada machear la presión de fondo medida (línea negra) con la simulada (línea gris punteada). Como puede observarse en esta carta en particular y en todas las analizadas, la presión de fondo e indirectamente la presión neta en la fractura tiene una tendencia inicial a bajar para luego mantenerse constante durante el PAD y las primeras concentraciones de arena, preponderando un posible crecimiento en altura, seguidamente la presión de fondo cambia a una pendiente positiva indicando el comienzo del crecimiento confinado de la misma.

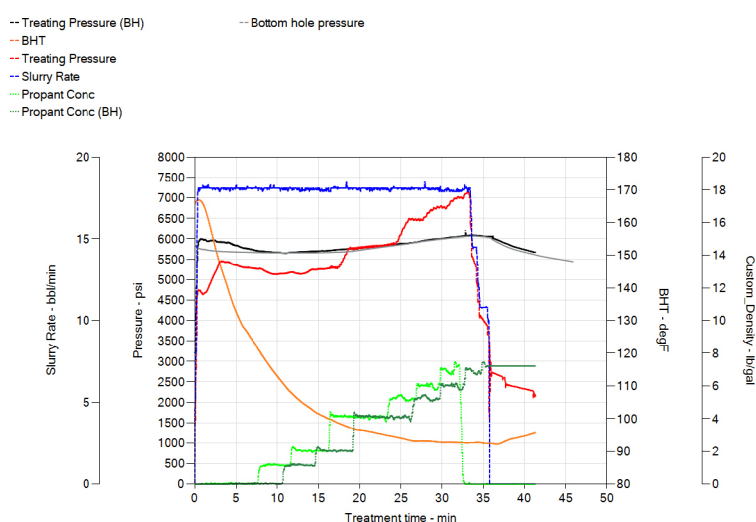


Figura 4. Carta de bombeo de fractura hidráulica.

El modelo utilizado en el simulador para estimar la presión de fondo es PLANAR 3D, la elección de este fue realizada con base a los resultados obtenidos en microsísmica realizadas en dos etapas de fractura en un pozo *offset*, la Figura 5 es un ejemplo de la puesta en tiempo del bombeo de una etapa de fractura y la intensidad de eventos microsísmicos, en la Figura 6 se observa un crecimiento preferencial de los eventos microsísmicos de forma planar en ambas etapas.

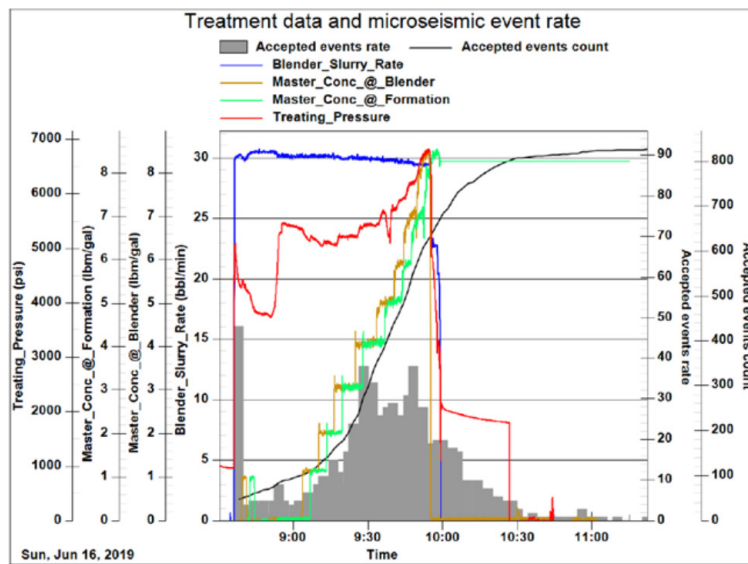


Figura 5. Carta de bombeo de fractura hidráulica superpuesta con intensidad de evento microsísmicos.

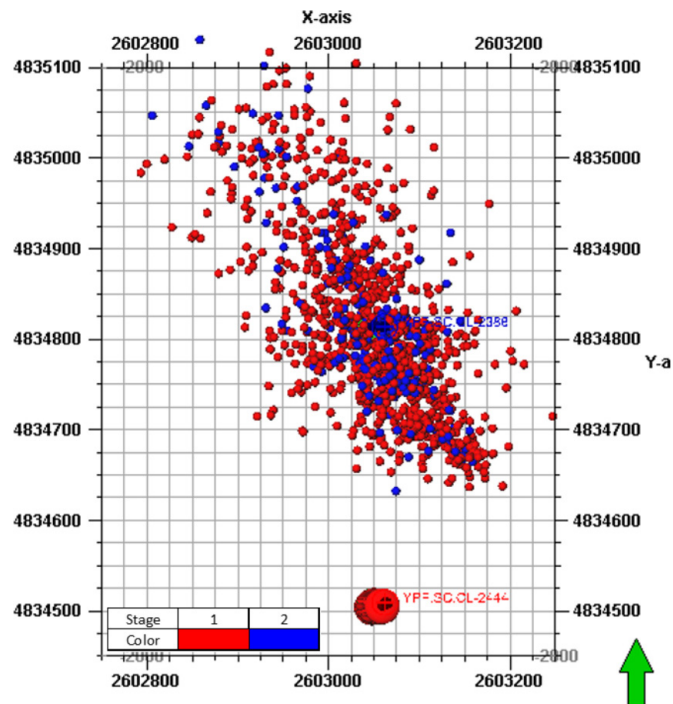


Figura 6. Vista en planta de eventos microsísmicos de dos etapas de fracturas en pozo vertical.

En la Figura 7 se puede dilucidar la superposición de eventos de las 2 etapas de fractura monitoreadas desde el pozo testigo, corroborando el crecimiento sin barreras importantes en la vertical.

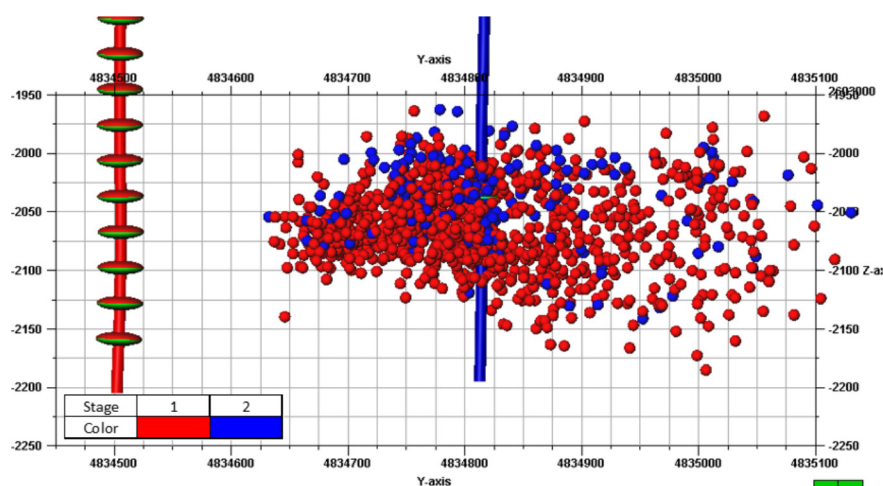


Figura 7. Vista lateral de eventos microsísmicos de dos etapas de fracturas en pozo vertical.

De los ajustes realizados en fracturas ejecutadas en la zona utilizando la metodología mostrada anteriormente, con tamaños comprendidos entre 30000 lb a 250000 lb y pronósticos efectuados para fracturas de mayor tamaño con el fin de ampliar el espectro estadístico, se dedujo que el crecimiento de media ala de fractura es de aproximadamente el 60 % del crecimiento vertical de la misma (Fig. 8). De este modo una fractura de 250000 lb alcanzaría el espesor total de roca del reservorio D-129.

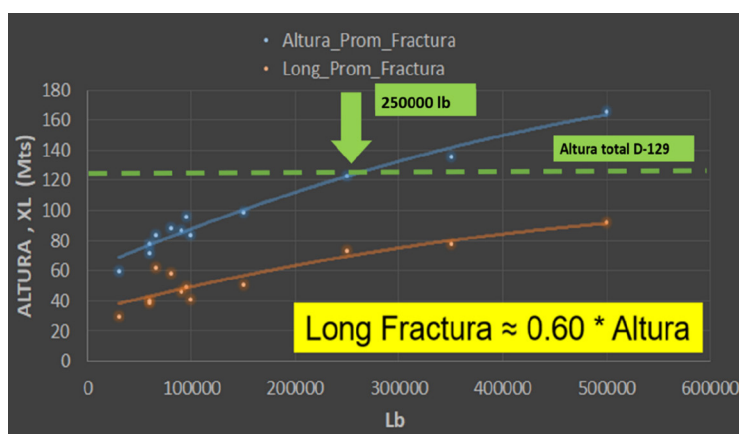


Figura 8. Altura y longitud promedio de media ala de fractura en función de la cantidad de agente sostén.

OPTIMIZACIÓN DE FRACTURAS HIDRÁULICAS EN POZOS VERTICALES

Conocido el limitante establecido por la falta de contraste en el esfuerzo mínimo horizontal surge la necesidad de determinar el tamaño óptimo de fractura que considere tanto el crecimiento en longitud como las posibles superposiciones de etapas y la productividad lograda.

Para alcanzar las respuestas a esta problemática se hizo uso de simuladores numéricos de geometría de fractura y de reservorio en un conjunto de pozos de la zona, a continuación, se mostrará el flujo de trabajo realizado a modo ilustrativo sobre un pozo representativo del área de estudio.

Para las simulaciones de reservorio se unificó el mallado irregular de las fracturas (Voronoi, PEBI) con un mallado de mayor tamaño regular de 20 x 20 m para las zonas sin afectación de esta (Fig. 9 a y b).

La utilización del mallado irregular permite representar de mejor manera las variaciones areales y en la vertical de las propiedades de la fractura como lo son conductividad y geometría.

Para el poblado de las celdas regulares de reservorio se utilizaron las características petrofísicas, curvas de permeabilidad relativa y presiones capilares, datos que se ajustaron mediante la extracción de corona en 2 pozos en la zona de interés. Para la caracterización de las propiedades del fluido de reservorio se realizó PVT extraído en condiciones de fondo en un pozo *off set* y fue el utilizado como base para todas las simulaciones realizadas.

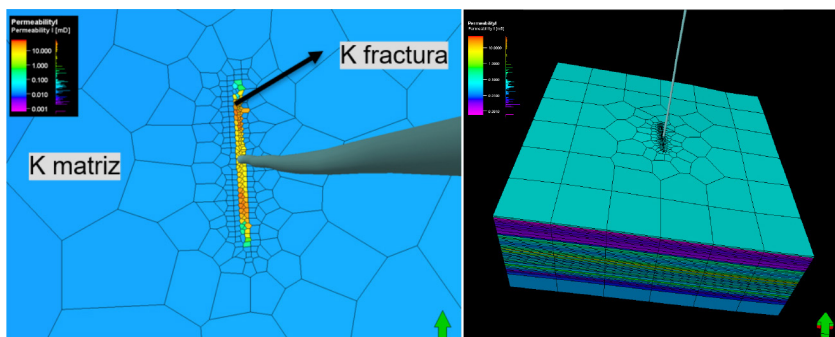


Figura 9a. Celdas irregulares Voronoi (fractura). Figura 9b. Unión de celdas irregulares con el reservorio.

Inicialmente se trabajó con los pozos de mayor tiempo de producción utilizando el simulador en modo History Match con el objetivo de lograr los ajustes de productividad de cada fase y la presión de fondo fluyente (BHFP), un ejemplo de estos ajustes se puede ver en la Figura 10.

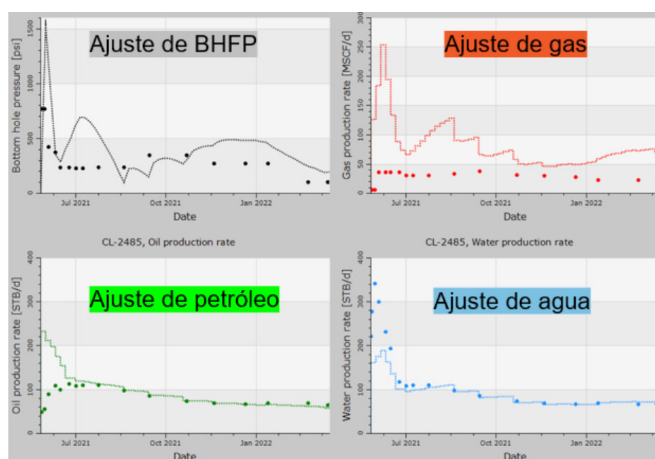


Figura 10. Ajustes de caudales y presión fluyente de fondo en modo History Match.

Una vez ajustado el modelo con los datos históricos de la zona se utilizó el simulador en modo predictivo de manera de plantear distintos escenarios de fractura posibles y dilucidar el de mayor rentabilidad económica.

Los escenarios considerados fueron de una fractura hidráulica por secuencia de igual tamaño, desde tres fracturas de 60000 lb hasta tres fracturas de 250000 lb (Fig. 11).

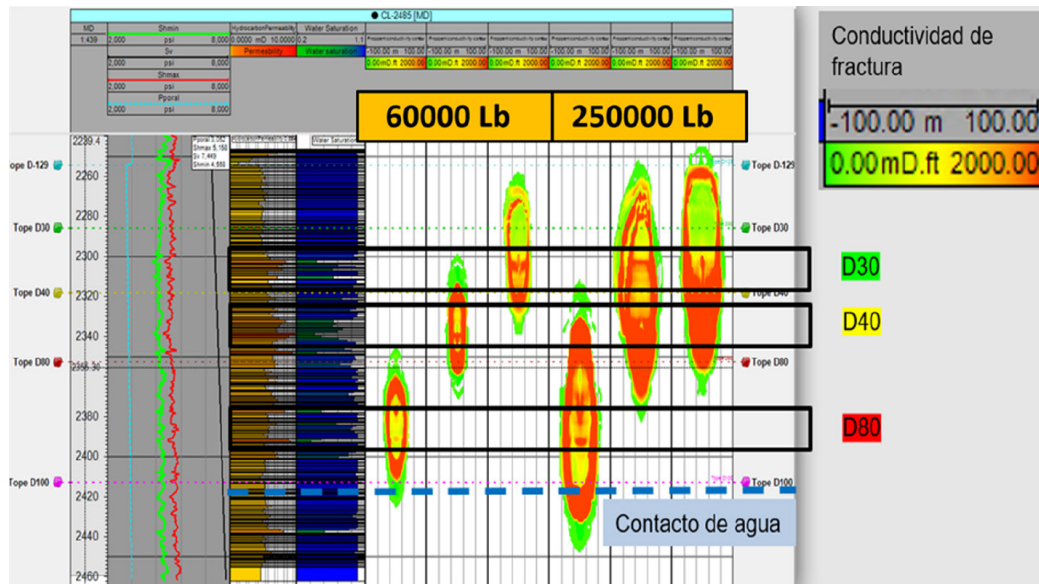


Figura 11. Geometrías de fracturas hidráulicas logradas con distintas cantidades de agente sostén.

En la Figura 12 puede verse los caudales de petróleo pronosticados para los distintos escenarios habiendo una correspondencia de mayores caudales de enganche a medida que se incrementa el tamaño de las fracturas, sin embargo, a partir de determinado tiempo las tres fracturas de 90000 lb sobrepasan en producción diaria a las de mayor tamaño logrando a fin de concesión la mayor acumulada de petróleo y siendo la manera más rentable de terminar el pozo vertical.

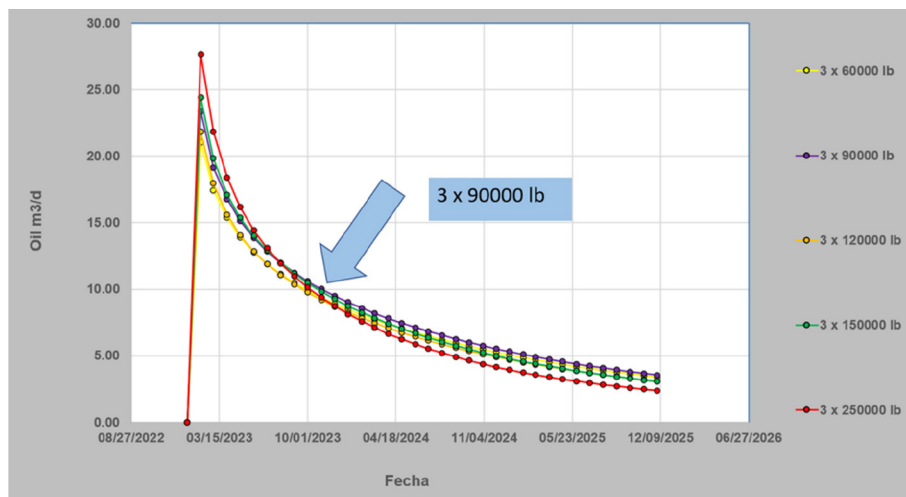


Figura 12. Producción diaria de petróleo de los distintos escenarios corridos en modo predictivo.

Esto se explica observando la Figura 11 en la que se observa que fracturas hidráulicas de mayores tamaños en la secuencia D80 crecen hacia la zona de contacto de agua produciendo caudales enganche de agua mayores al inicio (Fig. 13), adicionalmente el pico de producción de gas no solo es más alto para estas fracturas, sino que se adelanta en el tiempo sumando otra fase al multi flujo (Fig. 14) con la consecuente pérdida de permeabilidad efectiva del petróleo.

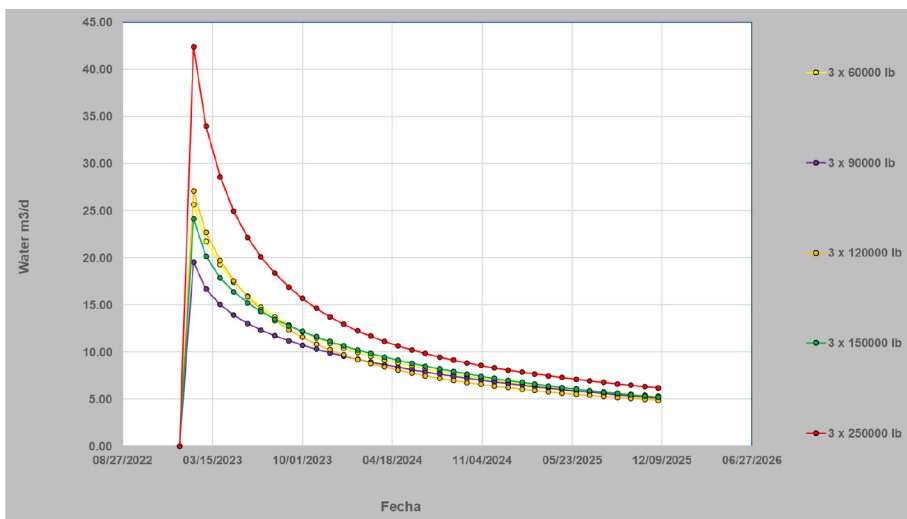


Figura 13. Producción diaria de agua de los distintos escenarios corridos en modo predictivo.

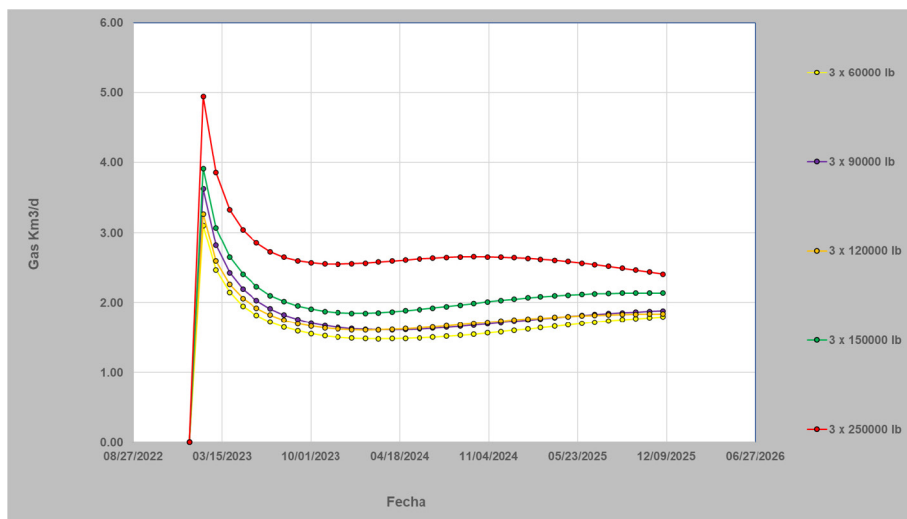


Figura 14. Producción diaria de gas de los distintos escenarios corridos en modo predictivo.

OTRAS MEJORAS PROPUESTAS A LOS DISEÑOS DE FRACTURA HIDRÁULICAS

Con el fin de mejorar las características de conductividad de las fracturas hidráulicas y la mantención de esta en el tiempo, se propusieron una serie de mejoras en los diseños de fracturas como lo son la reducción de PAD y el agregado de aditivo inhibidores de

incrustaciones. A continuación, detallamos las metodologías empleadas para llegar a estas mejoras.

REDUCCIÓN DE TAMAÑO DE PAD

Una correcta selección de volumen de PAD repercute directamente en una mejora de la conductividad de la fractura.

Para la optimización del tamaño de PAD se utilizaron los ensayos de DFITs realizados en la zona con el fin de obtener presiones de cierre estimadas y propiedades del reservorio.

Mediante el empleo de la función matemática G-Function, se calculó la eficiencia volumétrica del fluido al cierre de formación (Fig. 15).

De los distintos análisis en DFITs se estima la eficiencia promedio del fluido (agua tratada), en el orden del 70 %. Haciendo uso de la Ecuación 1 (Nolte, 1986b), se calcula que el porcentaje del PAD necesario es del orden del 18 % para este fluido.

Como se comentó anteriormente el porcentaje de PAD se ha ido reduciendo gradualmente desde sus inicios cuando rondaban el 40 % a los tamaños usados en los últimos pozos verticales y horizontal, cercanos al 20 %, con posibilidad de aún reducirlos si se considera el hecho de que los PAD se realizan con gel crosslinkado que tienen una eficiencia aún mayor que el agua tratada.

$$f_{pad} \approx \frac{1 - \eta}{1 + \eta}.$$

Ecuación 1. Fracción de PAD en función de la eficiencia del fluido (η) al cierre de formación.

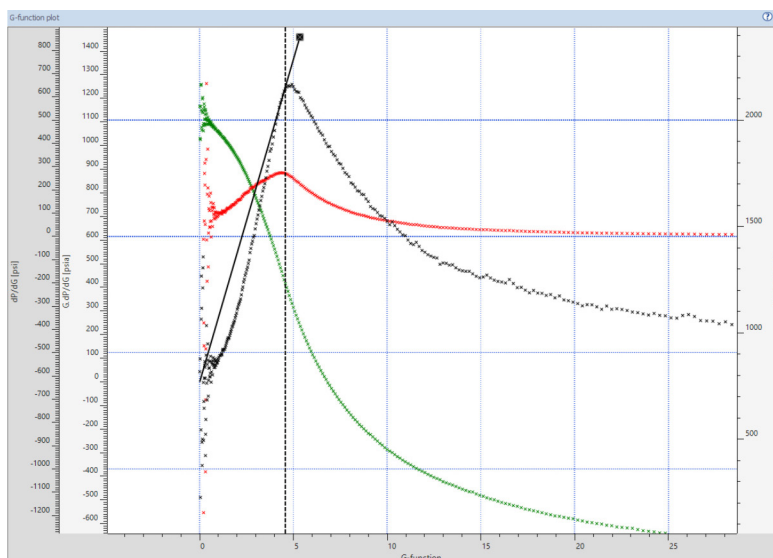


Figura 15. Determinación de la eficiencia de fluido al cierre de formación mediante G - function.

INHIBICIÓN DE INCRUSTACIONES DEL AGUA DE FRACTURA

Debido a la pérdida de productividad observada en algunos pozos verticales fracturados (D-129) en la zona de estudio y a la presencia de carbonatos detectados en sistemas de extracción se asumió una posible incompatibilidad entre el agua usada para las fracturas y el agua del reservorio.

Con el fin de determinar la probabilidad de ocurrencia de esta hipótesis se utilizó un modelo de predicción termodinámica de incrustaciones que simula con distintas composiciones de agua y proporciones de mezcla la probabilidad de ocurrencia de estas, con este fin se realizaron físico químicos para determinar la composición iónica del agua, tanto de los cargaderos utilizados como fuente de agua de fractura y el agua de formación, detectándose la posible formación de incrustaciones tales como CaCO_3 y BaSO_4 .

En la Figura 16 se observa el modelado para calcita (CaCO_3), siendo el porcentaje de agua A, la relación del volumen de agua de reservorio en el volumen total de la mezcla, el agua de reservorio presenta una cantidad de formación de incrustaciones relativamente baja (ppm), pero al aumentar la fracción de agua de cargadero se detecta un incremento en la precipitación de calcita (CaCO_3).

En la Figura 17 se presenta el modelado para baritina (BaSO_4), en este caso el modelado termodinámico muestra que para ambas aguas antes de mezclarse, generan poca cantidad de incrustación, sin embargo, al aumentar el porcentaje de agua de reservorio respecto al agua de fractura, se observa un incremento prácticamente lineal de la cantidad de baritina (BaSO_4) precipitada hasta alcanzar un máximo.

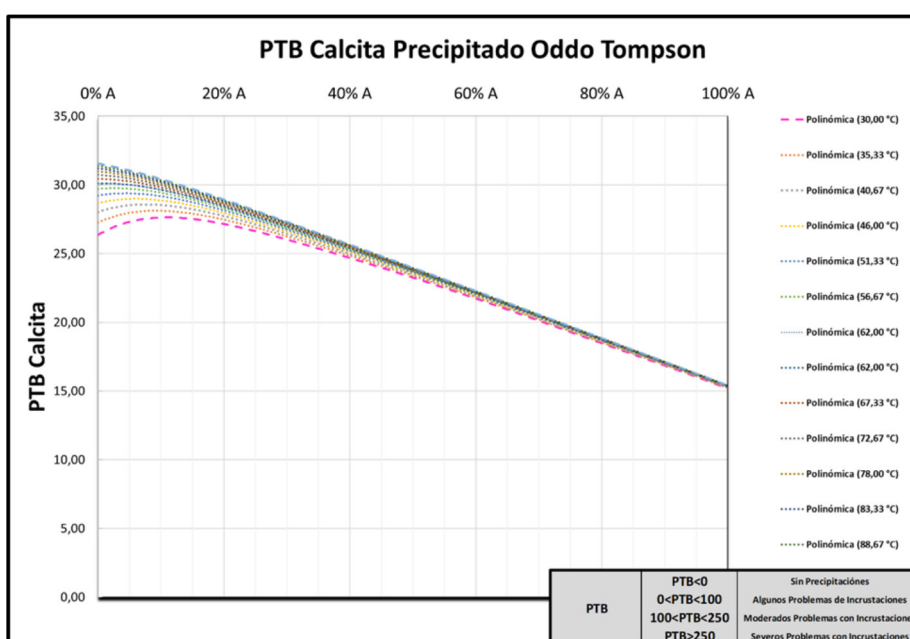


Figura 16. Ajuste polinómico para la predicción de precipitados de CaCO_3 (PTB, Pounds of salt per Thousand Barrels of crude oil) en función de los porcentajes de mezclas entre el agua de reservorio y de fractura o cargadero.

Si bien estos máximos de precipitado a distintas temperaturas tienen valores pequeños, son suficientes para actuar como cristal de nucleación de precipitaciones heterogéneas arrastrando otros minerales que se encuentran en equilibrio metaestable por encima de la solubilidad en esas condiciones termodinámicas.

Con base a los estudios realizados se determinó dosificar junto con el agua de fractura un producto químico con la capacidad de mantener soluble la Baritina neogénica, la selección del producto químico se realizó mediante ensayos en laboratorio, se generó Baritina y se fueron dosificando distintos productos químicos quelantes y dispersantes de incrustaciones en distintas concentraciones, evaluando sus eficiencias y capacidades para la disolución de esta. Adicionalmente se corrieron ensayos de compatibilidad con el gel de fractura para evaluar la influencia del producto en el comportamiento reológico de este.

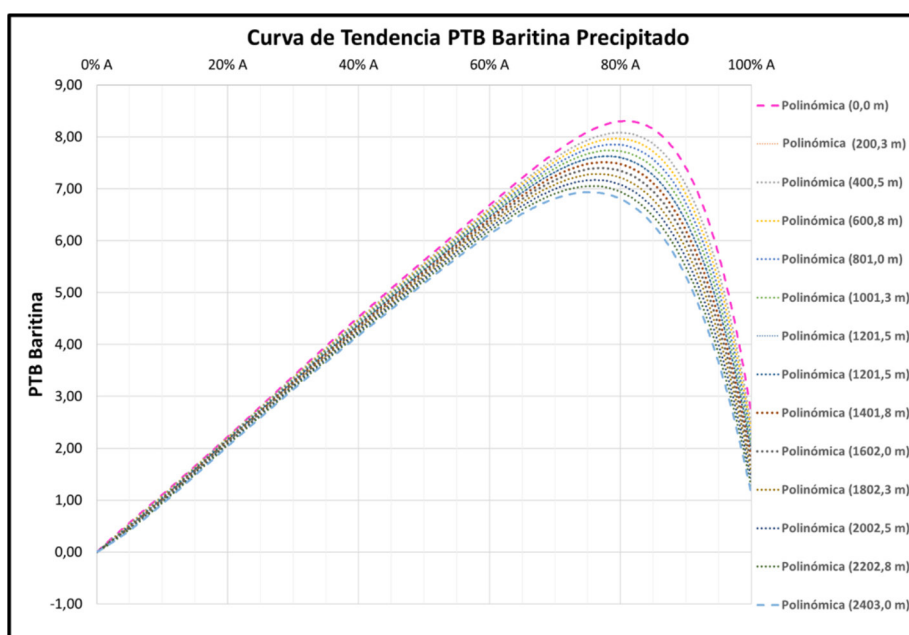


Figura 17. Ajuste polinómico para la predicción de precipitados de BaSO_4 (PTB, *Pounds of salt per Thousand Barrels of crude oil*) en función de los porcentajes de mezclas entre el agua de reservorio (A) y de fractura o cargadero.

FRACTURAS HIDRÁULICAS EN POZO HORIZONTAL

Ante las evidencias de superposiciones de las etapas de fractura analizadas anteriormente en pozo verticales, tanto desde el punto de vista de lo observado en la microsísmica, simulaciones ajustadas con presiones de fondo, así como comunicaciones de presión que se observaron con punzados superiores (30 m) durante el desarrollo de la operación, surgió como propuesta de mejora, contactar las distintas secuencias del reservorio mediante una única fractura a través de un pozo piloto horizontal.

A continuación, se desarrollará las principales incógnitas que fueron surgiendo en el desarrollo del primer piloto de pozo horizontal de la zona, como lo son la secuencia para navegar con la rama horizontal, el tamaño de las fracturas y la metodología de terminación que asegure la correcta determinación del potencial de reservorio. Adicionalmente se muestran algunos resultados preliminares obtenidos a través del uso de trazadores químicos.

DETERMINACIÓN DE LA DIRECCIÓN DE NAVEGACIÓN DEL POZO HORIZONTAL

Ante esta nueva forma de encarar el desarrollo del reservorio surge primariamente las cuestiones como la determinación de la dirección de navegación del pozo, así como la profundidad de aterrizaje óptima si consideramos que los reservorios no se encuentran de continuo en la vertical.

Para responder la primera incógnita nuevamente se hizo uso de la microsísmica, en la cual se observó una dirección preferencial NNO-SSE de los eventos microsísmicos de ambas etapas de fractura (Fig. 18), por lo que el pozo se navegó perpendicular a dirección preferencial, es decir, en la dirección del estrés horizontal mínimo de manera que las fracturas realizadas también lo sean al pozo optimizando el volumen de influencia de cada una de ellas (Fig 19).

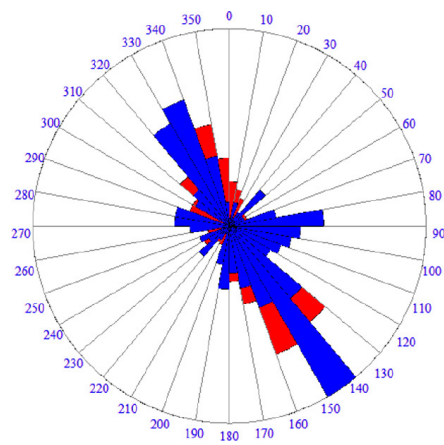


Figura 18. El diagrama de rosa muestra el perfil de distribución de Azimut de cada evento de acuerdo con el punto de referencia, que es en cada caso el centro del intervalo de punzado.

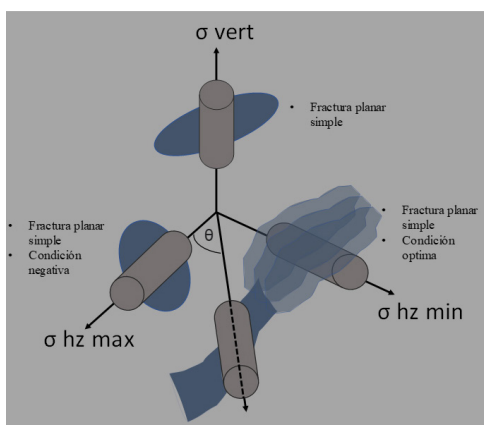


Figura 19. Modelo de esfuerzos y desarrollo de fractura según la dirección de navegación del pozo.

DETERMINACIÓN DEL LANDING POINT Y DISEÑO DE FRACTURA ÓPTIMO

Para la determinación de la profundidad de aterrizaje de la rama horizontal del pozo nuevamente se recurrió al simulador de fractura hidráulica, para este fin plantearon distintas profundidades de inicio de fractura con y utilizando la geomecánica del pozo *offset* más cercano, se trataba de contactar eficientemente la totalidad del espesor a estimular, y a su vez, evitar llegar con la fractura al contacto de agua y dejando una excesiva cantidad de agente sostén fuera de zona (Fig. 20).

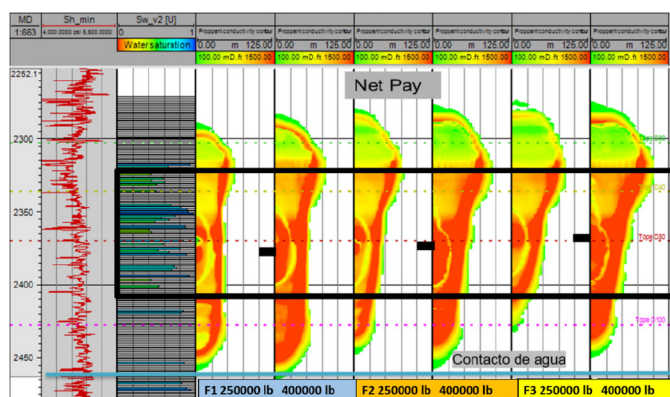


Figura 20. Geometría de fractura para distintas profundidades de inicio y tamaños de fracturas hidráulicas.

El escenario de 250000 lb con el punzado por encima del tope de la secuencia D80 (Fig 20) fue elegido dado que contacta la totalidad del espesor neto del reservorio y se aleja del contacto de agua; y aunque existe en la parte superior agente sostén fuera de zona, su concentración es baja.

Adicionalmente, para obtener las variaciones de productividades con distintas cantidades de libras bombeadas, partiendo del *Landing Point* determinando con anterioridad se amplió el rango desde 60000 lb a 500000 lb (Fig. 21), originando mediante simulación numérica en modo predictivo, las curvas de producción diaria de petróleo (Fig. 22) en las que se observa una correspondencia de mayores caudales de enganche y acumuladas de petróleo al aumentar el número de libras bombeadas.

En la Figura 23 puede verse a diferencia de lo expuesto anteriormente para pozos verticales que los enganches de agua son similares para los distintos tamaños de tratamiento, esto se explica por la optimización del punto de inicio de las fracturas, que se aleja del contacto de agua.

Con respecto al caudal de gas (Fig. 24), el comportamiento es similar a lo visto en puntos anteriores, a mayor cantidad de libras bombeadas, mayor es el pico de gas producido y antes se produce en el tiempo.

Del análisis económico se estimó que la etapa de 250000 lb es la más rentable considerando los costos de inversión y precios de venta del hidrocarburo, este diseño fue tomando como base

para la determinación de las sensibilidades de producción del pozo piloto horizontal con distintas longitudes de rama y número de etapas de fractura.

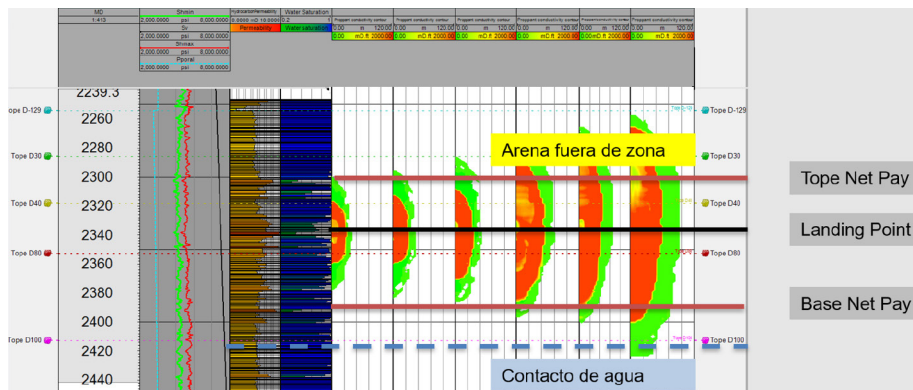


Figura 21. Geometrías de fracturas de distintos tamaños iniciando en el *Landing Point*.

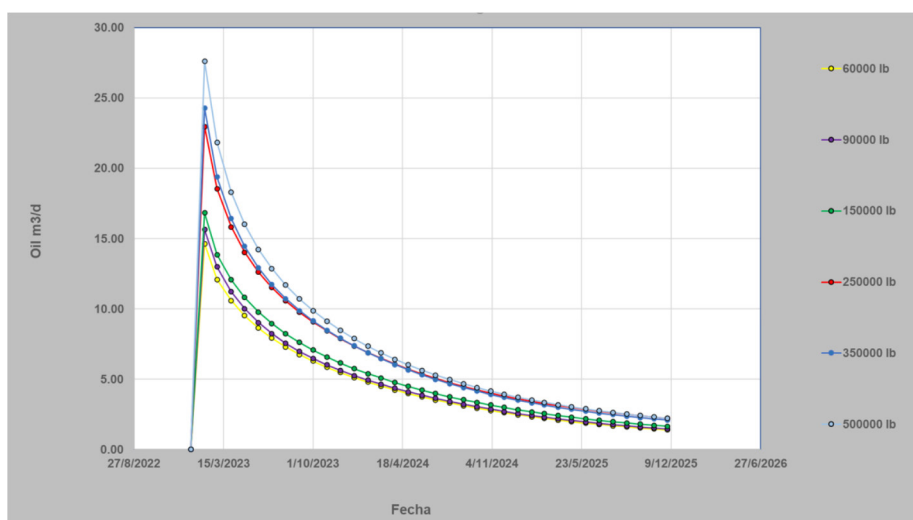


Figura 22. Caudal de petróleo diario estimado en modo predictivo, para una etapa de fractura variando el tamaño de esta.

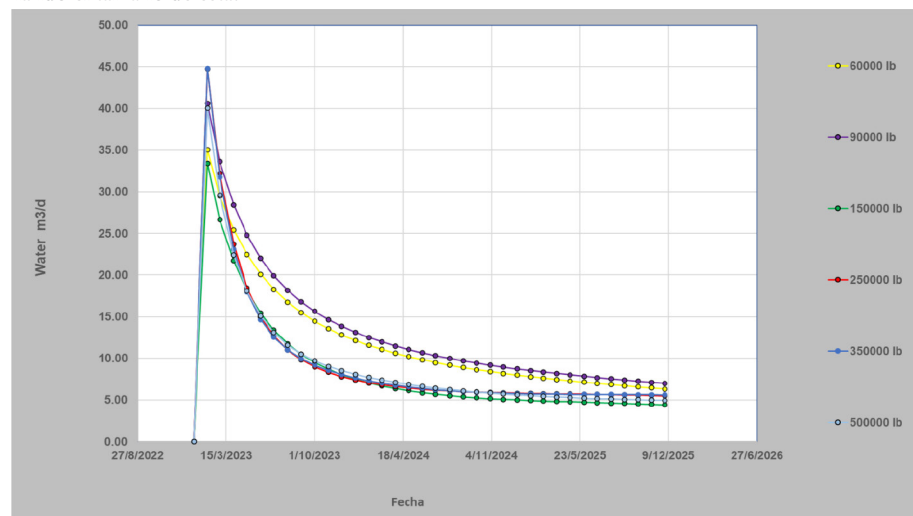


Figura 23. Caudal de agua diario estimado en modo predictivo, para una etapa de fractura variando el tamaño de esta.

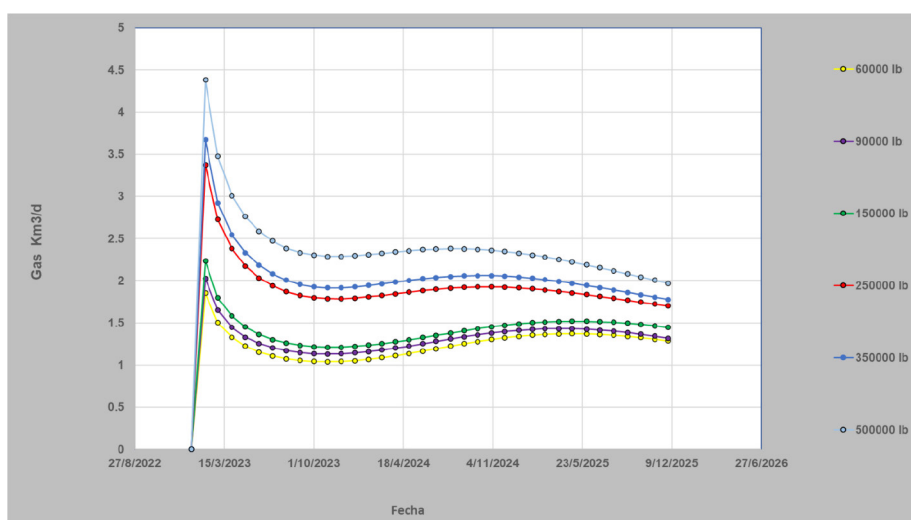


Figura 24. Caudal de gas diario estimado en modo predictivo, para una etapa de fractura variando el tamaño de esta.

TECNOLOGÍA DE TERMINACIÓN SELECCIONADA

Para la selección de la tecnología de terminación del primer pozo piloto horizontal se consideraron distintas variantes mediante una matriz de valoración que considera tanto los requerimientos que aseguren una correcta estimulación del reservorio y determinación de su potencial, como los costos y riesgos operativos tanto en la etapa de perforación como de terminación.

Entre las tecnologías analizadas están P&P, Annular Frac con jeteo abrasivo o con apertura de camisas, Camisas en OH o cementadas con apertura mediante *drop ball* y P&P asistido con CTU para jeteo de *clusters* y fijación de tapones, siendo esta última la seleccionada por cumplir con el requerimiento de no sobredesplazar la máxima concentración de arena, presentar bajo riesgo operativo y disponibilidad de la unidad CT en caso de una contingencia en locación. Como desventaja tiene un aumento en los tiempos de operación.

Como veremos a continuación, se decidieron sobredesplazar dos etapas de fractura y medir su impacto en la productividad mediante trazadores químicos, esto permitirá evaluar distintas tecnologías que requieren sobredesplazamiento de la máxima concentración de arena, con el beneficio de la disminución de los tiempos de ejecución en futuros pozos horizontales mejorando la rentabilidad económica del proyecto.

EVALUCIÓN PRELIMINAR DE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO HORIZONTAL

Una vez ejecutada la actividad de fractura en el primer pozo piloto de la zona, surge la necesidad de medir determinadas variables como los son en una primera instancia la limpieza

de las etapas del fluido de fractura, la productividad de cada una de las etapas que a largo plazo permiten la validación del modelo tanto fractura como de reservorio.

Las etapas seleccionadas a sobredesplazar se ubicaron, una en el TOE del pozo y otra en el HEEL, ambas etapas se seleccionaron con iguales calidades de reservorio para descartar variaciones de productividad por este motivo.

Con la finalidad de responder las incógnitas expuestas y seguir en la mejora continua de los diseños de fractura hidráulica se hizo uso de trazadores químicos durante los bombeos para monitorear las fases de agua/petróleo y gas.

En las primeras 6 semanas de producción se tomó una muestra por día de cada una de las fases y según las ppb (partes por billón) producidos de cada trazador único, se allocó el aporte porcentual de cada etapa a la productividad total del pozo (Fig. 25).

Puede verse en la figura que los aportes relativos de cada etapa al pozo son distintos, iniciando con mayor porcentaje de aporte tanto de agua como petróleo en las etapas de Heel para luego ir ganando en preponderancia las etapas del Toe y Mid del pozo. Una explicación posible es que no solo las primeras etapas tienen un mayor TVD, por lo que deben producir con una mayor presión de fondo que las últimas, sino además a que estas son las últimas en fracturarse y utilizan parte de la energía remanente del bombeo para producir al inicio, condición que las primeras han perdido por el tiempo transcurrido.

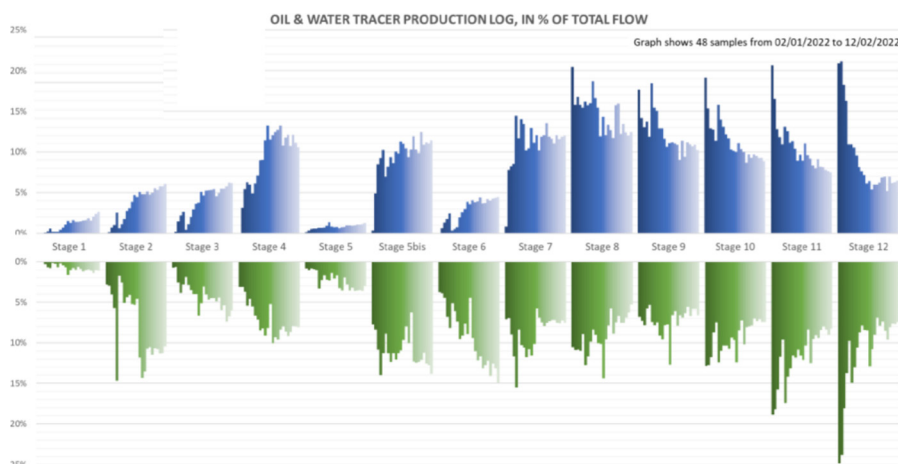


Figura 25. Porcentajes de aporte de agua y petróleo en una ventana de 6 semanas.

Para determinar el volumen retornado de agua de fractura, se trazó a una concentración constante y con un trazador único todas las etapas realizadas, como puede observarse en la Figura 26, el porcentaje acumulado recuperado de esa agua trazada (23%), a las seis semanas de producción del pozo es menor con respecto al agua atribuible al reservorio (77%), esto también explica el bajo porcentaje de aporte de agua de las primeras etapas asociado a una limpieza tardía de las mismas.

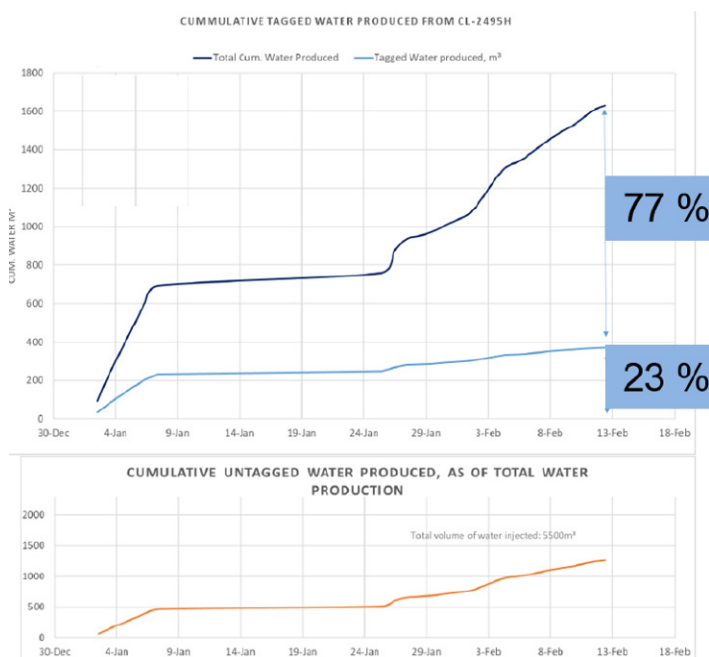


Figura 26. Porcentajes de aporte de agua de fractura y reservorio en una ventana de 6 semanas.

CONCLUSIONES

En cuanto a los pozos verticales, se determinó que para el caso en los cuales se realizan 3 etapas de fracturas, una por secuencia productiva, el tamaño más rentable debe ser no mayor 90000 lb por etapa, tamaños mayores estimulan el contacto de agua y adelantan la producción de gas siendo ambas causas contraproducentes en la EUR del pozo.

Para pozos horizontales se visualizó que la posición del *landing point* si bien debiera ser analizada en cada caso en particular, en líneas generales se ubicaría en la base de la secuencia central de interés (D40).

El tamaño de fractura más rentable para una etapa que contacte el total del espesor del reservorio D-129 es de 250000 lb, diseño que se tomó como base para las simulaciones de reservorio que determinaron la longitud de la rama horizontal y el distanciamiento entre fracturas del pozo piloto.

Del análisis preliminar de los trazadores químicos se ve una clara tendencia de mayor aporte de las etapas de fracturas del Heel con una tendencia decreciente, esto puede deberse principalmente a que son las últimas fracturadas y conservan cierta energía del bombeo que les permite realizar una limpieza antes que las etapas de mayor MD.

Para entender los aportes de cada sección del pozo será necesario disponer de una ventana de producción analizada de mayor duración.

Con respecto al análisis del efecto en la productividad de las etapas de fractura sobredesplazadas, no se puede ser concluyente aún. La etapa del HEEL no mostró impacto alguno al sobredesplazamiento siendo la segunda en acumulada de líquido producido en la ventana de tiempo analizada, por otra parte, la etapa de fractura sobredesplazada del TOE, presenta baja productividad. Estos comportamientos son típicos en los arranques de pozo y durante las etapas tempranas de producción; es por ello que será necesario disponer de los resultados del muestreo, actualmente en proceso, para tipificar su comportamiento.

La inhibición del fluido de fractura para prevenir incrustaciones se agregó como parte del programa de completación en todos los bombeos posteriores a este trabajo y realizados hasta la fecha. En algunos casos de pozo fracturados con anterioridad que manifestaron pérdida de producción temprana (declino anormal) se aplicaron de manera correctiva bombeos de ácido HCL y quelantes de Ca y Ba, lográndose recuperar la productividad de las fracturas hidráulicas realizadas y su mantención en el tiempo.

AGRADECIMIENTOS

A las personas de YPF S.A., que con sus conocimientos en distintas áreas pudieron hacer posible este trabajo integral.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|--|---|
| -Nolte, 1986b: Reservoir Stimulation, Michael J. Economides. | -Zoback, M.D. (2007): Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, Cambridge, ISBN-978-0-521-77069-9 |
|--|---|