

**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA**  
**ESCUELA DE POSTGRADO**



# **ANÁLISIS POST MORTEM POZO HORIZONTAL HIDRÁULICAMENTE FRACTURADO CUENCA NEUQUINA**

**AUTOR: Cerutti, Norberto (Leg. N° 104119)**

**DOCENTE TITULAR: Acosta, Gustavo**  
**Sorenson, Federico**

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DE LA ESPECIALIZACIÓN  
EN TERMINACIÓN DE POZOS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES (SHALE  
& TIGHT)**

**BUENOS AIRES**  
**PRIMER CUATRIMESTRE, 2019**

# Índice

Resumen.....	2
Introducción.....	3
Marco geológico.....	3
1. Pozo piloto vertical.....	4
1.1 Adquisición de datos – pozo piloto.....	5
1.2 Interpretación de los datos obtenidos.....	6
1.2.1 Petrofísica.....	6
1.2.2 Geomecánica.....	7
2. Selección del punto de aterrizaje (landing point).....	10
3. Pozo horizontal.....	11
3.1 Pronóstico de producción.....	11
3.2 Perforación.....	11
3.3 Estimulación.....	12
3.3.1 Selección del agente de sostén.....	13
3.3.2 Diseño del fluido de tratamiento.....	14
3.3.3 Selección de tapones.....	15
3.3.4 Entrada limitada.....	15
3.4 Evaluación del pozo horizontal.....	16
4. Resultados de producción.....	17
Conclusiones.....	19
Bibliografía.....	24

## Resumen

La explotación de los yacimientos no convencionales en Argentina tomó como punto de partida para su desarrollo, diseños y experiencias provenientes de otros "plays" alrededor del mundo con resultados diversos. No fue sino a través de un análisis pormenorizado de los resultados iniciales -buenos y malos- y el mejor entendimiento de las particularidades propias de la cuenca, que permitió alcanzar el nivel de desarrollo actual. El análisis "post mortem" consiste en un proceso de revisión de la planificación y ejecución de un pozo específico con un enfoque integrador de varias disciplinas. Abarca el análisis e interpretación de datos estáticos y dinámicos del reservorio, pasando por el análisis del diseño y la ejecución de la perforación y completación del pozo terminando en la evaluación de la producción y representa una forma de dicho análisis pormenorizado que permitió y permite el desarrollo de cada yacimiento no convencional.

El presente trabajo analiza las causas de la baja productividad obtenida de un pozo horizontal dentro de un reservorio no convencional tipo shale (formación Vaca Muerta) de la cuenca neuquina, estimulado por medio de fracturas hidráulicas masivas. Se analizarán los criterios utilizados para la selección del punto de landing, la geonavegación a lo largo de la zona de interés y la estimulación, destacando aspectos positivos y negativos en cada elemento. Se plantearán conclusiones para explicar la baja productividad obtenida respecto a lo planificado y, con espíritu crítico, lecciones aprendidas respecto a qué cosas funcionaron y qué cosas podrían haberse enfocado de manera diferente para obtener un mejor resultado técnico - económico.

El estudio demostrará como la geomecánica –en especial la relación de esfuerzos–, el "rock fabric" –presencia de duros y laminaciones– son aspectos claves a tener en cuenta a la hora de seleccionar la zona a estimular. Esto se debe a la influencia que éstos ejercen en la propagación de la fractura y la conservación de la conectividad vertical de la misma. Esta condición no es tenida en cuenta por los simuladores de fractura existentes en el mercado, por lo que ésta condición particular de Vaca Muerta solo se aprende a través de la experiencia. Asimismo, el diseño del tratamiento debe acompañar para favorecer el desarrollo de la fractura en condiciones en donde no existe una relación de esfuerzos normal sino de cizalla (strike slip). Finalmente, una vez analizada la estimulación, entender el comportamiento del reservorio durante las etapas de producción, permitirá validar de manera cierta la interpretación de lo sucedido.

## Introducción

Para dar inicio al análisis planteado, se comienza con relatar la ejecución de un pozo piloto vertical que se utilizará para la adquisición de datos directos (coronas y testigos rotados) e indirectos (perfiles de LWD – logging while Drilling– y perfiles de cable). El análisis de la información allí obtenida permitirá conocer de manera adecuada la petrofísica, calibrar la geomecánica y obtener algunas características del “rock fabric” tales como duros y laminaciones. La interpretación de los datos petrofísicos ayudará a seleccionar y priorizar objetivos disponibles en cuanto a calidad de la roca de manera de poder realizar la primera selección del punto de aterrizaje para una futura rama horizontal. Los eventos ocurridos durante la perforación del piloto (influjos de gas, pérdidas de fluido, derrumbes y datos de FIT / LOT entre otros) permitirán calibrar la geomecánica para poder definir la relación de esfuerzos, el régimen de presiones y la ventana de estabilidad de perforación presentes en las potenciales zonas de navegación. Un modelo geomecánico calibrado permitirá también definir una nueva ventana operativa de perforación y delinear aspectos de la completación. Elegido el punto de aterrizaje, se analizará la perforación de la rama horizontal como sidetrack del pozo vertical piloto, las metodologías utilizada para asegurar su correcto posicionamiento en el reservorio y sus resultados. Se revisará el diseño y ejecución de la completación enfocándose en aspectos como el diseño de los fluidos de fractura, la selección de agentes de sostén, el cálculo de entrada limitada, la selección de taponeros y los resultados finales del bombeo. Finalmente, se analizarán los primeros datos de producción diaria y acumulada vs la esperada y se observará el comportamiento del reservorio. Habiendo analizado todos estos aspectos, se sacarán conclusiones de cómo la planificación y ejecución pudieron influir en el resultado final del pozo y su baja productividad respecto a la esperada.

## Marco geológico

La cuenca neuquina está localizada en el centro-oeste de la República Argentina cubriendo un área de aproximadamente 137.000 km<sup>2</sup> y presenta un relleno sedimentario máximo de más de 7.000 m, dispuesto en la corteza continental. En la figura 1 se muestra un mapa con la ubicación de la cuenca neuquina y sus unidades morfo estructurales.

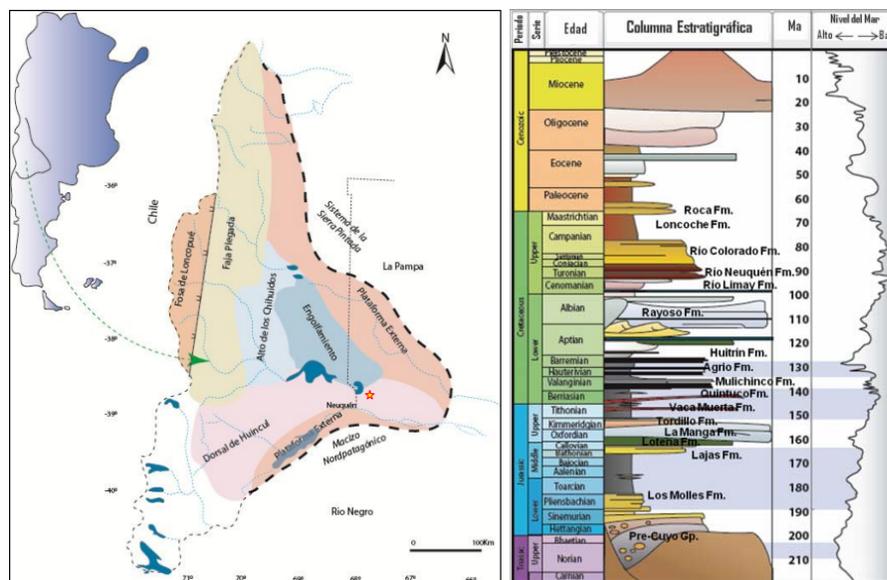


Figura 1: Ubicación de la cuenca Neuquina y unidades morfo estructurales. (Modificado de Sales et al. 2014) & Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina (Adaptado de Brisson. 1997)

La formación Vaca Muerta es considerada la principal roca generadora de la cuenca neuquina y está constituida por una sucesión de lutitas, margas y calizas de grano fino en un ambiente marino de superficial a profundo, correspondiente al Tithoniano-Berriasiense, donde predomina materia orgánica del tipo I/II. La

formación Vaca Muerta es considerada uno de los mayores depósitos de tipo “shale” del mundo, con una superficie prospectable del orden de los 23.500 km<sup>2</sup> para petróleo y 14.300 km<sup>2</sup> para gas.

## 1. Pozo piloto vertical

Para explorar y evaluar el potencial gasífero de la formación Vaca Muerta dentro del campo en cuestión, la compañía concesionaria comienza su campaña con el diseño y la perforación de un pozo piloto vertical.

La zona es considerada de buenas condiciones estructurales y petrofísicas (contenido orgánico total, madurez y espesor) para la explotación de gas seco dentro de dicha formación. En la posición de la cuenca que se elige para dicha perforación, la formación Vaca Muerta tiene un espesor promedio aproximado de 650 m, con una sección basal en facies de cuenca profunda (“cocina”) de aproximadamente 25 m de espesor. Se encuentra mayormente en ventana de gas seco: ~2% Ro para la base y fuertemente sobre presionada: de 250 a casi 300 kg/cm<sup>2</sup>.

Previo a dar inicio al diseño del primer pozo del campo, se realizó un estudio geomecánico “pre-drill” basándose en la sísmica de superficie adquirida previamente y pozos de campos aledaños con objetivos diversos -someros y profundos- respecto a la formación objetivo.

En dicho estudio, se observa una relación de esfuerzos normal hasta la formación Mulichinco convirtiéndose a cizalla, con algunas zonas de régimen inverso, en las formaciones Quintuco y Vaca Muerta. A partir de dichas formaciones, la rampa de presión de poro aumenta de pendiente haciendo evidente dicho cambio de régimen. Asimismo, el aumento de la presión de poro reduce la ventana operativa de perforación tal como se muestra en la figura 2 a continuación.

Los resultados de este estudio conforman la base para el diseño de la geometría del pozo y el programa de fluidos.

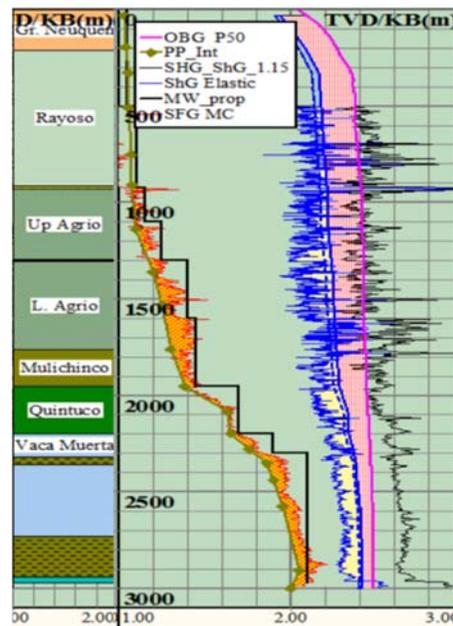


Figura 2: Ventana operativa - modelo geomecánico pre-drill

En función de la ventana de lodo planteada como resultado de dicho modelo, la posición de los acuíferos superficiales a proteger, el “kick tolerance” y la selección de formaciones adecuadas para el posicionamiento de zapatos, se establece la siguiente geometría (estructura de pozo) para el pozo vertical piloto:

1. Sección superficial de 26” hasta 297 m entubando en cañería de 20”
2. Sección intermedia I de 17 ½” hasta 1285 m entubando en cañería de 13 3/8”

3. Sección intermedia II de 13 ½" hasta 1982 m (tope formación Quintuco) entubando con cañería de 10 ¾"
4. Sección de producción de 9 ½" x 8 3/4" hasta 2950 m que permanece sin entubar y se abandona con tapón de cemento para poder ingresar posteriormente a realizar un "sidetrack" hacia una rama horizontal

### 1.1 Adquisición de datos – pozo piloto

De la sección de producción, 9 ½" x 8 ¾", que atraviesa las formaciones Quintuco y Vaca Muerta se toman todos los datos directos (coronas) e indirectos (perfiles) de las zonas de interés de la formación Vaca Muerta en sus secciones orgánicas enriquecidas superior (SES) e inferior (SEI).

El pozo se perfora enteramente con fluido base agua respetando el compromiso medioambiental y las políticas internas de la compañía operadora. También se adquieren diversas muestras de fluido de formación (isotubos) y diversas muestras de cutting en estado original (isojars) para el estudio geoquímico de la formación de interés, y de igual manera, se buscan obtener mediciones directas desde el control geológico con cromatografía extendida (gas total, C<sub>1</sub> a C<sub>5+</sub>).

Durante la etapa de perforación, se obtiene la información requerida tanto para realizar la determinación de las zonas de interés petrofísico a explorar con pozos horizontales, como para la actualización del modelo geomecánico.

Se pudo obtener toda la información prevista: cuttings, gases, testigos corona, testigos laterales rotados (TLR) y set de perfiles completos (WL) y perfiles básicos (LWD).

El servicio de LWD fue fundamental para la determinación temprana de pases, zonas de interés y coring point, además de ser información de "back up" en caso de no poder realizarse el registro WL.

La rápida integración de datos LWD, control geológico y cromatografía de gas extendida, permitieron realizar una rápida preselección de niveles de interés o posibles zonas de aterrizajes (landings).

Se pudieron obtener:

#### **LWD:**

- perfiles básicos en tiempo real de resguardo
- determinación de pases, zonas de interés, coring point y TD.

#### **Coronas:**

- posicionadas de acuerdo a lo programado.
- 72 m planeados, 67,88 m recuperados (98%)

#### **Perfilaje:**

- 100% ejecutado, 11 carreras
- 47 TR:13/15 (Mul)+ 34/40 (Q-VM).
- VSP: 106 niveles (59 CH y 47 OH).

#### **Mud Logging:**

- muestreo convencional y geoquímico
- isotubes & isojars
- descripción de cutting, coronas y derrumbes.
- cromatografía de alta resolución

El estado mecánico del pozo, su columna litológica y la totalidad de los datos obtenidos se resumen en la figura 3.



En los pozos de referencia perforados con objetivos diversos en zonas vecinas al campo en estudio, los datos del contenido orgánico total (COT) muestran valores con un promedio general ligeramente superior a 2%. En el pozo piloto se verifican las tendencias observadas en campos aledaños mediante el cruce de Passey, definiéndose dos secciones enriquecidas con valores de COT superiores al 2%: una sección enriquecida superior (SES), y una sección enriquecida inferior (SEI). La sección enriquecida inferior presenta los valores más altos de COT de toda la columna perforada, con un promedio de 4% y valores puntuales de hasta 10%. Adicionalmente, en la figura 4 se muestra en el track 4 de izquierda a derecha, la curva del COT estimado por Passey calibrada con mediciones de corona.

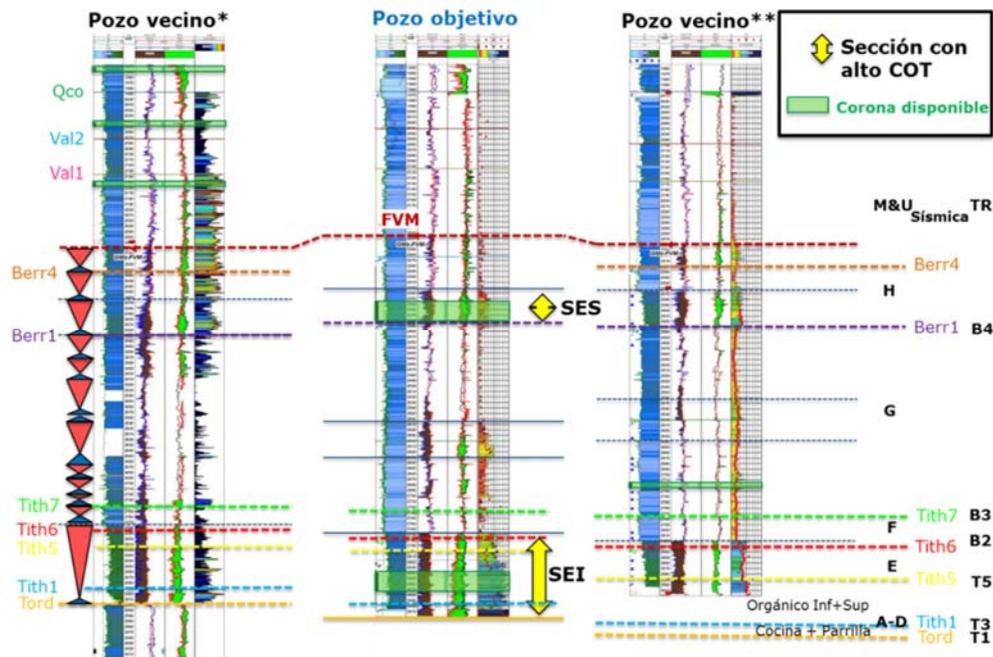


Figura 4: Corte Estructural: Definición de secuencias – SES y SEI

Con los datos de los perfiles eléctricos en el pozo vertical se pudo estimar cuantitativamente, calibrando con los datos de corona, las zonas con mejores COT, propiedades petrofísicas y calidad de la roca. El orden de prioridad de los objetivos se basó principalmente en los valores de COT obtenidos. El objetivo principal elegido fue la sección enriquecida inferior (SEI) que es correlacionable con de otros campos vecinos de la formación Vaca Muerta.

### 1.2.2 Geomecánica

Como resultado de la perforación del pozo piloto, la obtención de datos de perfiles, coronas y el análisis de los eventos ocurridos durante la perforación del pozo, se pudo calibrar y actualizar el modelo geomecánico “pre-drill” discutido anteriormente. Se estimaron geo-presiones, propiedades mecánicas, esfuerzos y gradiente de colapso para el pozo, utilizando la data recolectada durante la perforación de este.

La figura 5 resume en forma gráfica los eventos más importantes ocurridos durante la perforación del pozo piloto que se utilizaron para calibrar y ajustar el modelo geomecánico. Eventos tales como influjos y otras manifestaciones de gas, pérdidas, derrumbes, fracturas inducidas, pruebas de integridad de formación (FIT, XLOT), etc.

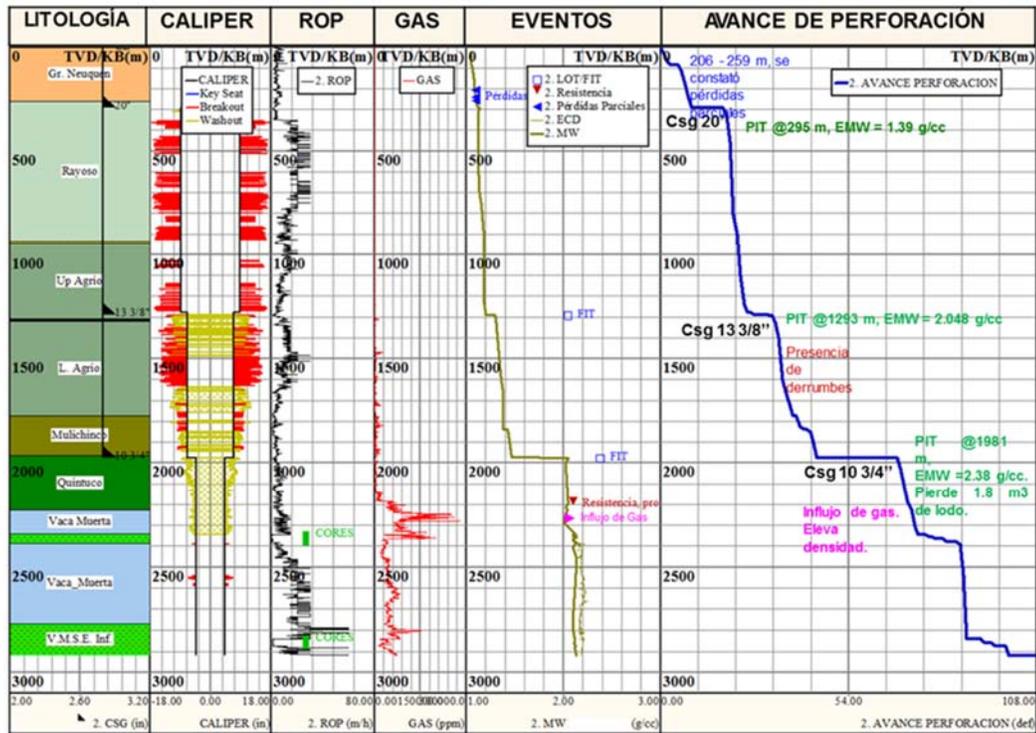


Figura 5: Análisis de eventos de perforación - Pozo Piloto

En función de los perfiles obtenidos y los datos de calibración, se procedió a la confección de un nuevo modelo geomecánico “post drill” que se observa en la figura 6.

La sobrecarga fue recalibrada basándose en el perfil de densidad que se obtuvo a lo largo del pozo, realizando la verificación cruzada mediante la creación de un perfil sintético de densidad a partir del sónico compresional y la ecuación de Gardner.

La presión de poro fue calibrada con la adquisición de datos de sónico compresional, densidad de formación, neutrón y resistividad. Además, se utilizaron los eventos de perforación como kicks, o aumentos considerables del back ground gas para ajustar la curva.

Las propiedades elásticas y de resistencia de las rocas fueron derivadas a partir de registros eléctricos usando las correlaciones apropiadas y calibrando con eventos observados en el pozo.

Los valores de UCS en la formación Vaca Muerta fueron obtenidos de correlaciones para calizas y lutitas fuertes y compactas inicialmente y luego corregidos con los datos provenientes de análisis de coronas.

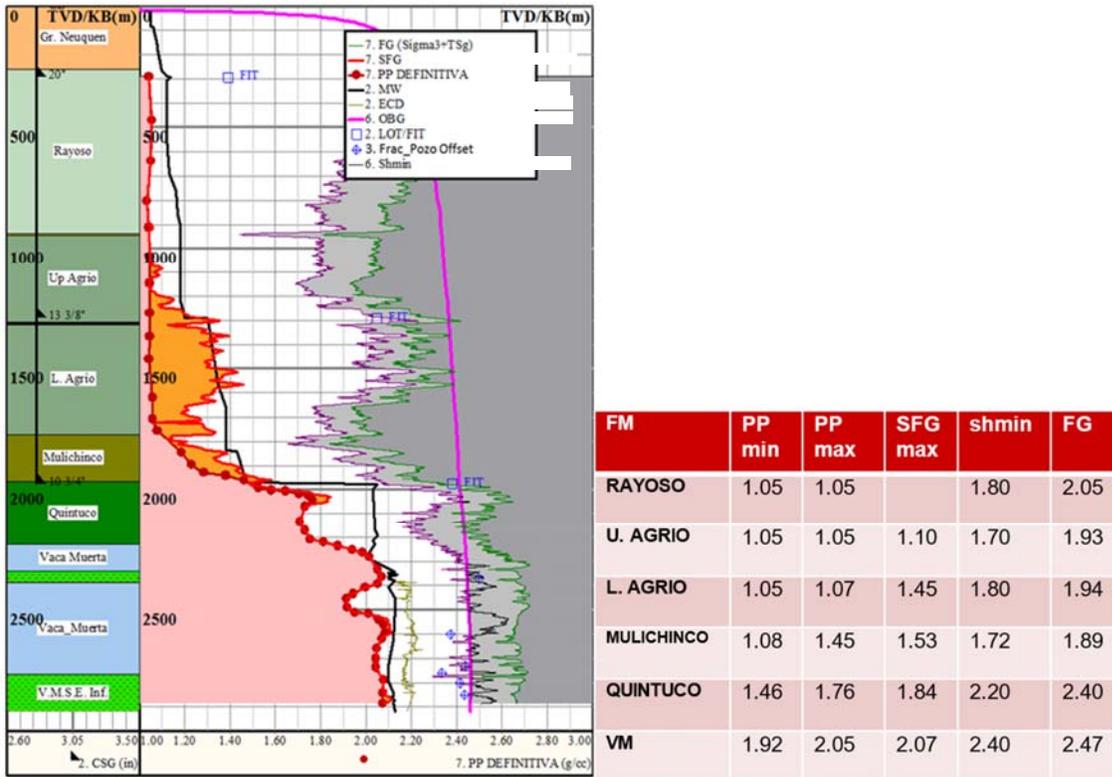


Figura 6: Modelo geomecánico post-drill - calibrado

Se utilizaron los datos de caliper del pozo, el análisis de “breakouts” y fracturas inducidas por la perforación, registradas en la imagen de la pared del pozo, para calibrar la dirección del esfuerzo horizontal mínimo y esfuerzo horizontal máximo respectivamente.

Para estimar la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, se utilizó la ecuación establecida por el método poro-elástico y se calibró con datos de campo. Al tratarse de un régimen normal y strike-slip, la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo se corresponde a la presión de cierre de las fracturas preexistentes en el campo. Cuando se aplica a la perforación, este esfuerzo determina la densidad máxima del lodo que puede ser utilizada sin ocasionar pérdidas de circulación en formaciones con fracturas preexistentes. Si bien no se realizaron LOT (leak off test), las pruebas de integridad de formación posterior al rotado de los zapatos de las distintas secciones se utilizaron como valores de mínima para ajustar el esfuerzo mínimo. También se utilizaron las presiones de cierre extrapoladas desde pozos cercanos para tener un valor de referencia más preciso.

Se utilizó el método de Barton para calibrar la magnitud del esfuerzo horizontal máximo. Con los resultados se definió una relación directa entre  $Sh_{max}$  y  $Sh_{min}$ , así:  $Sh_{max} = 1.17 * (Sh_{min})$

El gradiente de colapso (SFG) se calibró contrastando los pesos de lodos utilizados con los datos disponibles de breakouts provenientes del perfil de caliper. Los pesos de lodo por debajo del gradiente de colapso concuerdan con intervalos en donde se registraron breakouts en la formación Agrio Inferior. Los pesos de lodo por encima de gradiente de colapso concuerdan con zona “in-gauge” de formaciones Quintuco y Vaca Muerta.

En términos de presiones de poro se observa el inicio de la rampa de sobrepresión (por encima de la presión normal) al tope de la formación Mulichinco, llegando a valores equivalentes de 2050 gr/lt en la formación Vaca Muerta.

El peso de lodo utilizado para perforar la formación Vaca Muerta estuvo por encima del gradiente de colapso, pero muy cerca del gradiente de presión de poros (falla por tensión). La ventana para perforar la formación Vaca Muerta es muy estrecha, en rango entre 0.20 g/cc y 0.15 g/cc.

La orientación del esfuerzo horizontal máximo en el pozo determinado mediante análisis de breakouts es 90°.

El régimen de esfuerzos es predominantemente de cizalla. Sin embargo, se observa variación de régimen a lo largo del pozo con magnitudes de la sobrecarga y el esfuerzo mínimo similares en la zona de interés, pasando de strike-slip a inverso. No está claro si este régimen se establece debido a la elevada presión de poro o al tectonismo propio del área.

Los ambientes con relación de esfuerzos strike slip (cizalla) tienen un impacto negativo en la propagación vertical de fracturas en reservorios tipo shale laminados (Qinglin Shan et al, 2018). En estos casos se requiere mayor potencia hidráulica o caudales de inyección más altos para los tratamientos para lograr efectos similares a aquellos logrados en regímenes normales. Cuando los caudales y las viscosidades de los fluidos son bajos las fracturas tienden a divergir o arrestarse (detener su propagación) en las interfaces o laminaciones resultando en morfologías de fracturas complejas que afectan el transporte y posicionamiento de agente de sostén.

## 2. Selección del punto de aterrizaje (landing point)

Para la selección del punto de aterrizaje (landing point), se utilizaron solamente los resultados del análisis petrofísico. De acuerdo con este análisis, el intervalo “orgánico superior” (SEI) presentaba las mejores condiciones para navegar con el pozo horizontal, ya que poseía los mayores valores de COT. Se seleccionó para aterrizar la base de un intervalo limitado por dos zonas de alta saturación de hidrocarburos sin tener en cuenta ni el régimen de esfuerzos ni aquellos aspectos referidos al “rock fabric” (duros, laminaciones, etc.) que pudieran afectar el desarrollo de la fractura.

En la figura 7 se observa en detalle el análisis petrofísico del objetivo principal. Se muestra la curva de COT en el track 7 de izquierda derecha (color naranja bajos valores de COT, color azul oscuro altos valores de COT). En la figura también se muestra la zona seleccionada por el análisis petrofísico para el “landing point” o punto de aterrizaje.

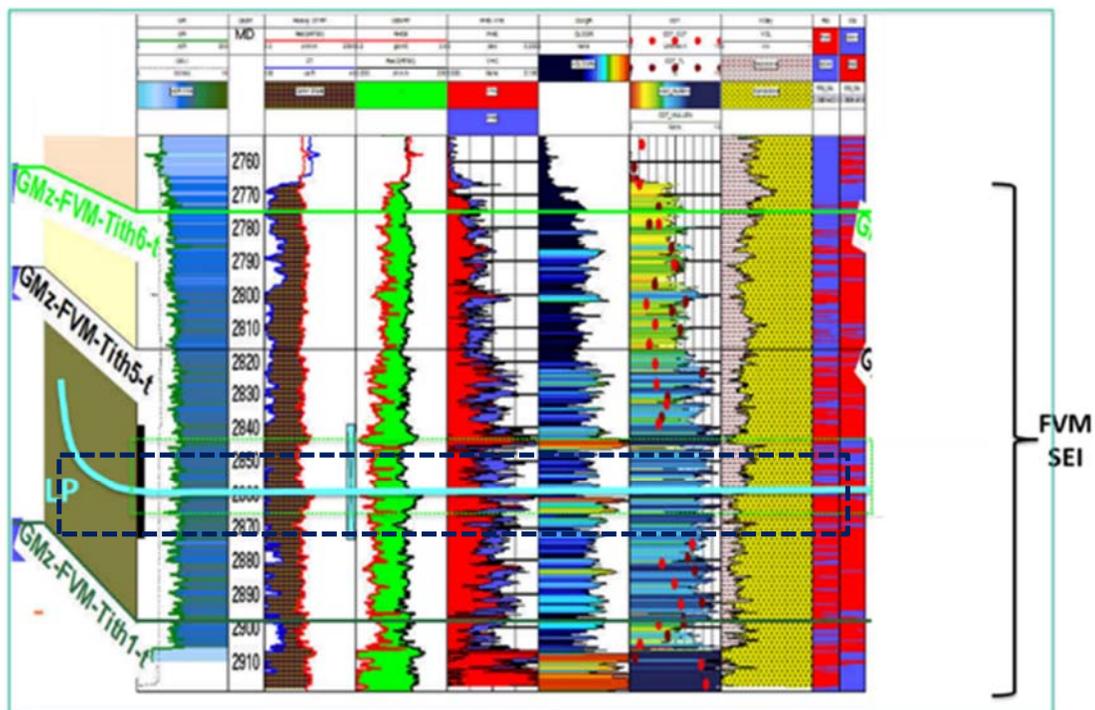


Figura 7: Punto de aterrizaje seleccionado

### 3. Pozo horizontal

#### 3.1 Pronóstico de producción

Para justificar la inversión requerida para la perforación del pozo horizontal, se realizó un pronóstico de producción en función de los datos obtenidos en el pozo vertical en conjunto con un análisis estadístico de los caudales iniciales y EUR por etapa de pozos bloques vecinos. Se priorizó aquellos que tuvieran condiciones petrofísicas y de presiones de reservorio similares dentro de la ventana de gas seco, en donde se tuviera información de la longitud de la rama horizontal y cantidad de etapas de fractura que producían de la formación Vaca Muerta.

El pozo tipo fue normalizado con una rama horizontal de 2500 m y 36 etapas de fracturas con un pronóstico de caudal inicial de aproximadamente de 435 Km<sup>3</sup>/d y una acumulada de gas estimada (P50) de alrededor de 12 BCF.

No se contaba con información de la cantidad de agente de sostén por unidad de longitud de rama lateral de dichos pozos offset. Si bien la productividad de los pozos es casi directamente proporcional a esta variable, esa información no estaba disponible a la hora de realizar el pronóstico inicial del pozo.

#### 3.2 Perforación

Vista la potencialidad del campo, estimada la producción y elegido el punto de aterrizaje dentro de la formación Vaca Muerta, el pozo horizontal se perforó como un sidetrack sobre un tapón de cemento fijado en la sección de 8 ¾" del pozo piloto vertical. Fue aterrizado dentro del intervalo "orgánico superior" a la mitad de la sección enriquecida inferior y contó con una sección horizontal de 2500m de largo. La sección de producción se entubó con cañería de 5½".

El pozo horizontal alcanzó una profundidad final de 5572 mbbp (metros bajo boca de pozo) y fue perforado sin problemas en 45 días utilizando para la perforación un lodo base diésel de densidad entre 16.7 y 17.4 lpg (2001-2085 g/l) adquiriendo durante la perforación información de GR avg. con herramientas LWD – "logging while drilling". Esta información se utilizó para correlacionar con el pozo vertical piloto, ajustar el "landing point" mientras se perforaba la curva y además para geonavegar la sección lateral.

La geonavegación del pozo (*geosteering*) utilizó un perfil básico de rayos gamma (GR) perfilado en tiempo real (LWD), el cual fue correlacionado los patrones de la extensión horizontal con los equivalentes del pozo piloto vertical, como se muestra en la figura 8.

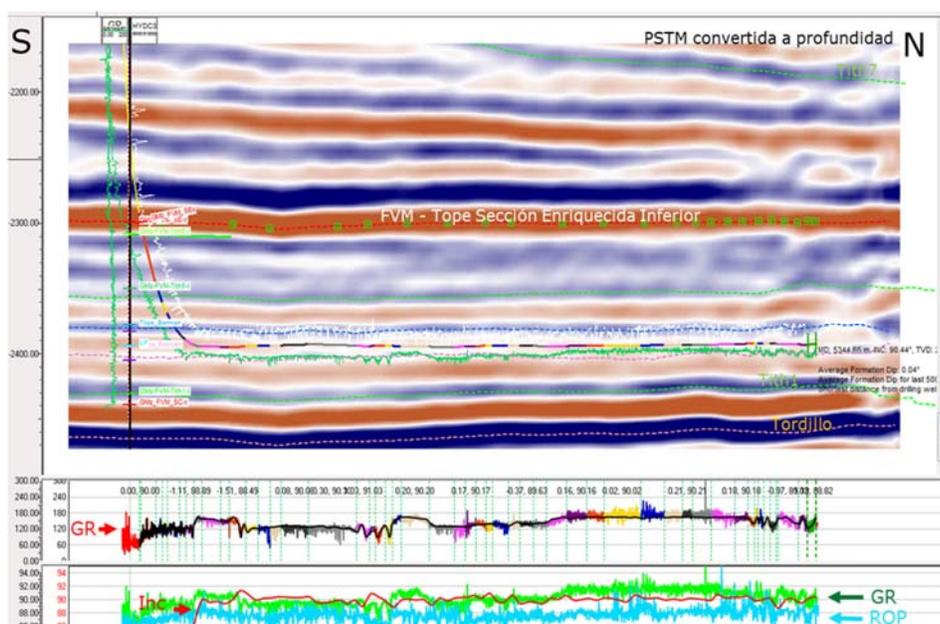


Figura 8: Sección vertical y correlación final de geonavegación

En función de los datos de la sísmica, la idea original era perforar con una geometría “toe up” para contrarrestar el buzamiento hacia el norte de las capas que se creía existía. Sin embargo, las capas no presentaron prácticamente buzamiento y se navegó con una variación vertical de +/- 5 m, manteniéndonos en la parte inferior del “orgánico inferior”, zona deseada para la navegación.

Mediante la utilización de un programa especializado, se adecuó los cambios de interpretación de geología en tiempo real mientras se perforaba la sección horizontal. Además, la navegación permitió corregir y ajustar la interpretación sísmica a medida que se desarrollaba la navegación. Esto último fue de gran importancia, ya que facilitó el entendimiento y ajuste del buzamiento regional, con poco control, por la baja densidad de pozos en el área. No se utilizaron imágenes de GR azimutal para asistir a la geonavegación.

El pozo se entubó y cementó sin inconvenientes. El diagrama final del pozo entregado a completación se observa a continuación en la figura 9.

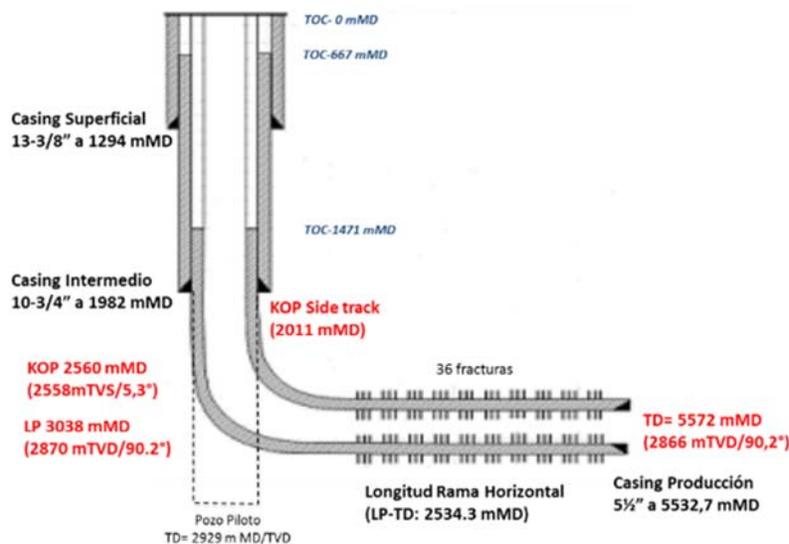


Figura 9: Diagrama esquemático del pozo entregado a completación

### 3.3 Estimulación

La estimulación consistió en un fracturamiento hidráulico multi-etapas con sistema de fluidos híbridos (ácido, slickwater, gel lineal, gel activado) mediante el uso de la tecnología “plug-and-perf” y tapones mecánicos. Esta técnica de completación es un método común usado en pozos entubados y cementados en reservorios tipo shale.

En este tipo de operaciones se inician en la punta o extremo inferior del pozo y los trabajos avanzan hacia la boca del pozo. Cada etapa de fractura es perforada a través de la bajada a profundidad de cañones con unidad de registros eléctricos. Una vez efectuados los disparos, el tratamiento de estimulación es efectuado y el aislamiento entre etapas de fracturas se realiza por medio de tapones puente mecánicos. El asentamiento de estos tapones provee un mecanismo de divergencia del fluido de tratamiento y material apuntalante a la próxima zona de interés deseada. El proceso se repite en función al número total de etapas programadas en el pozo y finalmente, una vez que se ejecutaron todas las etapas, se muelen y remueven los tapones.

El volumen total de agente de sostén que se planificó para el pozo fue de 159,000 sacos. Diez por ciento (15,900 sacos) de arena malla 100, 70% (111,300 sacos) de arena natural 40/70 y 20% (31,800 sacos) de cerámico (30/50). El requerimiento de agua fresca a bombear durante las treinta y seis (36) etapas de fracturas se calculó en 11,666,585 gal (44,163 m<sup>3</sup>) y 93,781 gal de sistema ácido HCl al 15% (355 m<sup>3</sup>), para un total de 11,760,366 gal (44,518 m<sup>3</sup>) de fluido de tratamiento. Se consideró un gradiente de fractura para la formación Vaca Muerta de 1.02 psi/ft, valor este que representa una presión de fractura en el fondo del pozo

(2866 m TVD) en el orden de 9,591 psi. El gradiente de temperatura estimado para el pozo fue 1.8°F/100 ft, valor que representa una temperatura estática en el fondo (2866 m TVD) de 234°F asumiendo una temperatura en superficie de 65°F.

### 3.3.1 Selección del agente de sostén

A continuación, se describen las funciones del agente de sostén, sus características ideales, los ensayos que sobre ellos se realizan y los volúmenes bombeados en el pozo.

Las funciones del agente de sostén son:

- Mantener abierta la fractura: dicha función está ligada a la resistencia del agente de sostén mismo y a su relación de resistencia en comparación con la resistencia de la formación (empotramiento).
- Proveer un adecuado canal de flujo a los fluidos que se producen: esta función está ligada al tamaño del agente de sostén (granulometría), densidad superficial (concentración, forma de transporte y ancho empaquetado) y también a la resistencia que tenga el agente de sostén.

Idealmente se busca que el agente de sostén: tenga alta resistencia, sea de tamaño homogéneo para maximizar la conductividad del “proppant pack”; tenga baja gravedad específica de manera de ser fácilmente transportable con fluidos sencillos; sea compatible con el fluido de fractura para evitar interacciones que generen residuos, o subproductos que afecten la conductividad de proppant pack o deterioren las propiedades resistentes del agente de sostén y esté disponible a bajo costo.

Para la selección de agente de sostén se deben considerar los siguientes factores:

- Cantidad: es función de la longitud, del ancho y altura de la fractura a realizar
- Granulometría: es función de la resistencia y de la relación formación / fractura
- Tipo: función de la presión de confinamiento y conductividad deseada
- Costo: a mayor calidad mayor costo. Se debe analizar la conveniencia del sobre costo haciendo un análisis NPV

Los agentes de sostén que se emplearon para la ejecución de los tratamientos se mencionan a continuación:

- Arena malla 100
- Arena blanca natural malla 40/70
- Cerámico 30/50

La tabla 1 resumen las cantidades de agente de sostén de cada tipo bombeado en cada etapa de fractura.

Tabla 1: Resumen de agente de sostén por etapa de fractura

100 Mesh Sand	45,000	lb	10%
40/70 Sand	315,000	lb	70%
30/50 Ceramic	89,999	lb	20%
<b>Total Proppant</b>	<b>450,000</b>	<b>lb</b>	<b>100%</b>
<b>Total Proppant</b>	<b>4,500</b>	<b>sack</b>	

Sobre estos agentes de sostén se realizaron pruebas de acuerdo a la norma API que incluyen:

- muestreo
- granulometría
- esfericidad y redondez
- solubilidad al ácido
- turbidez
- densidad, gravedad específica
- crushing y resistencia mecánica.

La muestra de arena natural 40/70 cumplió con los requisitos API. En el crushing test se obtuvieron valores de finos por debajo del 8% para cargas de 5000 psi.

Los resultados de las muestras de arena cerámica 30/50 cumplieron con los requisitos API. En el crushing test se obtuvieron muy buenos resultados teniendo 10 % de finos solo en 1#/ft2 y 0.5#/ft2 a 15000 psi.

### 3.3.2 Diseño del fluido de tratamiento

El diseño de fluidos de fractura consideró el uso de sistema ácido HCl al 15%, slickwater, gel lineal y gel activado. La formulación del esquema de ruptores de éste fue diseñada de manera de satisfacer las condiciones operativas de inyección (tiempo de bombeo) de cada una de las etapas de fracturas programadas a ejecutarse, más un factor de seguridad que garantice la estabilidad segura del fluido durante el lapso requerido.

Slickwater: es uno de los sistemas más básicos y comúnmente usados en los tratamientos de estimulación para este tipo de yacimiento. Este sistema comprende la adición de pequeñas cantidades de químicos al agua para aumentar su capacidad de flujo y reducir la fricción en el sistema. El sistema slickwater base puede estar constituido por la adición al agua de bactericidas, inhibidores de arcillas, surfactante y agentes reductores de fricción. Al poseer la viscosidad del agua, genera ancho de fracturas bajos y tiene poca capacidad de transporte. Normalmente se utiliza hasta concentraciones de 1 a 2 PPA dependiendo del caudal de bombeo.

Gel lineal: este sistema de fluido esta formulado por una amplia gama de diferentes polímeros base agua. Los polímeros más comúnmente usados para la preparación de los geles lineales incluyen guar, hydroxypropyl guar (HPG), carboxymethyl hydroxypropyl guar (CMHPG), y hydroxyethyl cellulose (HEC). Estos polímeros se hidratan cuando son mezclados con soluciones acuosas para formar un gel viscoso. Para este pozo, el diseño contempló el uso de la goma o polímero tipo guar. De igual manera, este sistema de fluido además del agente gelificante comprende la adición de bactericidas, inhibidores de arcilla, surfactantes y soluciones controladoras de pH. La adición del gelificante mejora la capacidad de transporte de concentraciones mayores de agente de sostén dado que el fluido pasa de una viscosidad de 1 cp en el slickwater a 15 cp en un gel lineal.

Gel activado: es un fluido de fractura de baja carga de polímero, cuyo rango de utilización es de 140 a 200 °F. Presenta una muy buena capacidad de transporte y mejora considerablemente la permeabilidad retenida con respecto a otros geles de mayores cargas poliméricas para su rango de utilización. La activación del gel se realiza por medio de 2 activadores (crosslinker). Uno primario que se activa con temperatura y otro secundario que regula el tiempo de activación. Este fluido presenta la opción del uso de una amplia variedad de ruptores, en función de los rangos de temperatura y tiempos rupción. El gelificante utilizado para este fluido es WG-35 (guar) que presenta un alto rendimiento, rápida hidratación y solo un 5% de residuo.

La tabla 2 resume los volumens de fluido de cada tipo bombeado por etapa de fractura.

Tabla 2: Resumen volúmenes de fluido por etapa de fractura

<b>15% HCl</b>	<b>2,642</b>	<b>gal</b>	<b>10</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>1%</b>
<b>SlickWater</b>	<b>129,815</b>	<b>gal</b>	<b>491</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>39%</b>
<b>20# Linear Gel</b>	<b>105,669</b>	<b>gal</b>	<b>400</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>32%</b>
<b>Delta Frac 200 20#</b>	<b>90,691</b>	<b>gal</b>	<b>343</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>28%</b>
<b>Total Fluid</b>	<b>328,817</b>	<b>gal</b>	<b>1,245</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>100%</b>

Asimismo, se muestra en la figura 10, a modo de ejemplo, una cédula de fractura planificada. En esta se observa cómo se llega hasta concentraciones de 1PPA de agente de sostén malla #100 con slickwater. El gel lineal comienza con igual concentración (1PPA) pero de arena 40/70 y se extiende hasta 2.25 PPA. Para pasar a concentraciones de 2.5 PPA de arena 40/70 se comienza a bombear gel activado. Luego se pasa a las concentraciones finales de la arena cerámica 30/50 de 2.5 y 2.75 PPA.

Las concentraciones finales máximas alcanzadas fueron: 2.25 PPA en las etapas 2 a 6, 2.75 PPA de la 7 a la 24 y 3 PPA de la 25 a la 36.

Stage	Stage Type	Pump Rate [bpm]	Fluid Type	Fluid Volume [gal]	Fluid Volume [m <sup>3</sup> ]	Prop Conc [ppa]	Prop Name	Prop Mass [lb]	Cum Proppant [lbs]
0	Break Down	8	SlickWater	5,019	19				
0	15% Acid	5	15% HCl	2,642	10				
0	Acid Flush	60	SlickWater	14,141	54				
1	Pad	60	SlickWater	18,492	70				
2	0.20 lb/gal	60	SlickWater	15,850	60	0.20	100 Mesh Sand	3,170	3,170
3	0.40 lb/gal	60	SlickWater	15,850	60	0.40	100 Mesh Sand	6,340	9,510
4	0.60 lb/gal	60	SlickWater	15,850	60	0.60	100 Mesh Sand	9,510	19,020
5	0.80 lb/gal	60	SlickWater	15,850	60	0.80	100 Mesh Sand	12,680	31,701
6	1.00 lb/gal	60	SlickWater	13,299	50	1.00	100 Mesh Sand	13,299	45,000
7	1.00 lb/gal	60	20# Linear Gel	11,888	45	1.00	40/70 Sand	11,888	56,888
8	1.25 lb/gal	60	20# Linear Gel	18,492	70	1.25	40/70 Sand	23,115	80,003
9	1.50 lb/gal	60	20# Linear Gel	18,492	70	1.50	40/70 Sand	27,738	107,741
10	1.75 lb/gal	60	20# Linear Gel	18,492	70	1.75	40/70 Sand	32,361	140,102
11	2.00 lb/gal	60	20# Linear Gel	18,492	70	2.00	40/70 Sand	36,984	177,086
12	2.25 lb/gal	60	20# Linear Gel	18,492	70	2.25	40/70 Sand	41,607	218,693
13	2.50 lb/gal	60	Delta Frac 200 20#	56,523	214	2.50	40/70 Sand	141,307	360,000
14	2.50 lb/gal	60	Delta Frac 200 20#	15,850	60	2.50	30/50 Ceramic	39,626	399,626
15	2.75 lb/gal	60	Delta Frac 200 20#	18,318	69	2.75	30/50 Ceramic	50,374	450,000
16	OverFlush	60	20# Linear Gel	1,321	5				
17	OverFlush	60	SlickWater	1,321	5				
18	Flush	60	SlickWater	14,141	54				
19	Shut-in								
<b>Total Fluid Volume</b>				<b>328,817</b>		<b>Total Proppant Volume [lbs]</b>		<b>450,000</b>	
<b>Frac Volume [gal]</b>				<b>307,015</b>		<b>Avg. Prop. Conc. [lb/gal]</b>		<b>1.54</b>	
<b>Frac Volume [m<sup>3</sup>]</b>				<b>1,162</b>		<b>PAD Percentage</b>		<b>6%</b>	

Figura 10: Cédula de fractura

### 3.3.3 Selección de tapones

Para la aislación de las distintas etapas se utilizaron tapones solubles en lugar de los tradicionales tapones composite. Con ello se buscaba simplificar la tarea de rotado de tapones y limitar los tiempos necesarios para realizar la moliendo de tapones (FPDO). Estos tapones se fabrican con un material termoplástico disoluble que posee alta resistencia a la compresión, pero se disuelve a una tasa predecible en presencia de temperatura y fluido.

La figura 11, a continuación, muestra la tasa de disolución como función de la temperatura para el fluido utilizado.

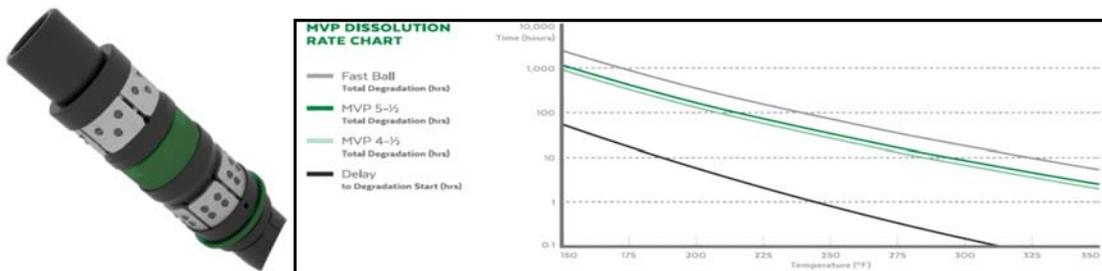


Figura 11: Velocidad de disolución vs temperatura - tapones

### 3.3.4 Entrada limitada

El diseño del esquema de punzados está gobernado por el concepto de entrada limitada. El concepto de entrada limitada hace referencia a una metodología para divergir fluido de un clúster al siguiente. El método consiste en limitar el número total y diámetro de los punzados en una etapa de fractura para asegurar maximizar la cantidad de punzados que toman fluido.

Con el objeto de estimular un intervalo específico del pozo, la presión debe ir incrementándose de manera de superar el gradiente de fractura a nivel de cada punzado. Al limitar el número de punzados y su diámetro, la presión de fricción en los punzados varía con el caudal de bombeo del tratamiento. Cuando el caudal aumenta, la fricción en los punzados aumenta, causando un efecto de restricción o “choke” en los punzados y consecuentemente aumentando la presión diferencial entre la cañería y el

reservorio. Este aumento de presión diferencial ocasiona que punzados adicionales tomen fluido produciéndose la divergencia.

Las limitaciones de esta técnica incluyen:

- La dificultad de cuantificar la erosión que sufren los punzados frente al pasaje del agente de sostén, haciéndose difícil evaluar si la divergencia se produce de la manera planificada.
- La estimación de la variación de los gradientes de fractura de la formación a lo largo del tramo estimulado como algo que no puede ser medido sino hasta luego de realizar los punzados. Si las propiedades de la roca frente a los distintos clústers es sustancialmente diferentes a aquella estimadas, el cálculo de entrada limitada puede ser impreciso y por tanto generar una divergencia deficiente.

La conexión pozo-formación se realizó mediante el punzado con cargas explosivas. Se planificaron y ejecutaron etapas cada 70m, 5 clústers por etapa, 6 tiros por pie (tpp) en cada clúster, 30 agujeros por etapa en total. La figura 12 presenta un esquemático del esquema de punzado.

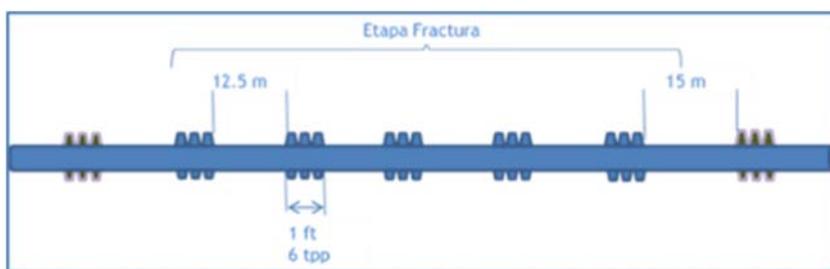


Figura 12: Esquema de punzado

Independientemente de las limitaciones planteadas en la técnica, se realizó una verificación de la entrada limitada en función de los datos del gradiente de fractura y esfuerzo mínimo para la etapa 25 a modo de ejemplo. La misma se muestra en la Tabla 3. Se pudo observar que la cantidad de clústers colocados está en el límite para el caudal de 60 bpm. Podría considerarse reducir la cantidad de clústers o aumentar levemente el caudal hasta 70 bpm para asegurar mayor eficiencia en lo que a entrada limitada se refiere.

Tabla 3: Cálculo de entrada limitada

Stage	Cluster	mts - TVD	Avg Shmin (psi)	Avg BD (psi)	P Hyd (psi)	Rate (bpm)	ΔP perf (psi)	ΔP casing (psi)	BHP (psi)	Δ	P surf (psi)	Cum N Perfs	N perfs per Cluster	Perf length @ 6 spf (m)
25	1	2,870.74	9,228	10,242	4,078	20	3,251	284	12,479	2,237	8,684	6	6	0.3048
25	2	2,870.73	9,228	10,242	4,078	35	2,489	590	11,717	1,475	8,229	12	6	0.3048
25	3	2,870.72	9,228	10,242	4,078	50	2,258	942	11,485	1,243	8,349	18	6	0.3048
25	4	2,870.73	9,228	10,242	4,078	60	1,829	1,196	11,056	814	8,175	24	6	0.3048
25	5	2,870.74	9,228	10,242	4,078	60	1,170	1,196	10,398		7,516	30	6	0.3048

### 3.4 Evaluación del pozo horizontal

El resultado de las distintas etapas de fractura se resume en los gráficos a continuación (figura 13). La grafica muestra la comparación entre el volumen de tratamiento planificado (verde oscuro) y el volumen de tratamiento real bombeado (verde claro); y la comparación entre las cantidades de agente de sostén planificado (rojo) y el real bombeado (bordeau). Se observa que, salvo casos puntuales tales como la etapa 12, 27 y 28, los volúmenes realmente bombeados coinciden con los estimados por programa.

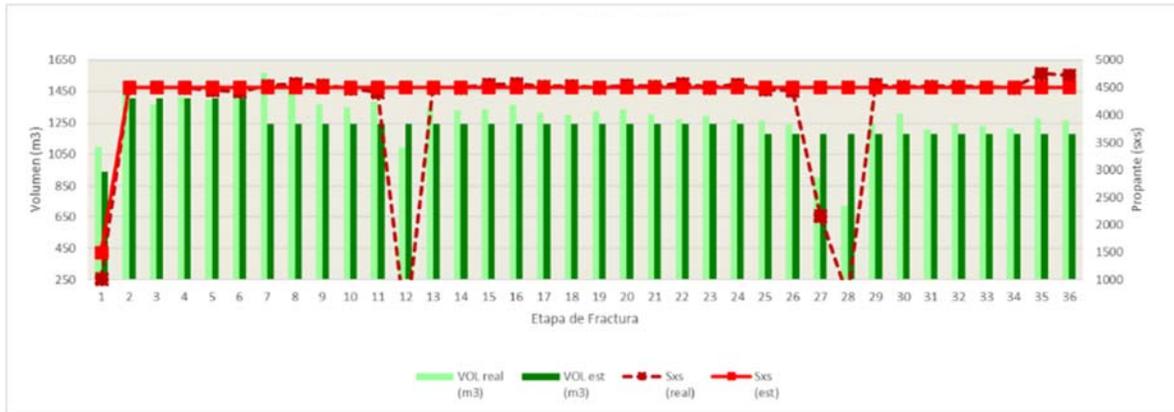


Figura 13: Volúmenes de bombeo real vs estimado

Los inconvenientes observados en dichas etapas fueron:

- **Fractura # 12** con 1094.5 m3 de fluido de tratamiento y 143 sxs de propano. Pmax: 11731 psi se observa inconveniente con el mezclador deteniéndose la operación.
- **Fractura # 27** con 902,3 m3 de fluido de tratamiento y 2161 sxs de propano. Pmax: 8214 psi. Abortó operación por falla en sistema de hidratación de la unidad. Espera por nueva unidad.
- **Fractura # 28.** Punzó clusters y asentó tapón en 3653 m. Realizó fractura # 28 con 721 m3 de fluido de tratamiento y 699 sxs de propano. Pmax: 11153 psi. Observó problema en mezclador y descarga pozo. Presión sube a 11510 psi.

Exceptuando estos inconvenientes la operación se desarrolló normalmente de acuerdo a lo planificado bombeándose al caudal de trabajo planificado (60bpm) con presiones dentro de lo planificado.

## 4. Resultados de producción

El pozo se abrió por choke de 4mm y se inició el ensayo (flowback) con separadores trifásicos en sitio para la medición de caudales de fluidos y presiones.

La producción real y acumulada de gas del pozo, estuvo por debajo del pozo tipo estimado y la declinación de producción fue mucho más agresiva de la esperada en el primer año. La acumulada de gas real fue aproximadamente del 45-50% menos que el pronóstico inicial. En el caso del agua, se obtuvo un mejor ajuste en los valores de acumulada de con un error aproximadamente entre 15% entre el pozo tipo y lo real. En las figuras 14 y 15 se muestra una comparación entre lo esperado por el pozo tipo y la producción real tanto en caudal inicial como en acumulada de producción.



Figura 14: Caudal planificado y caudal real vs tiempo

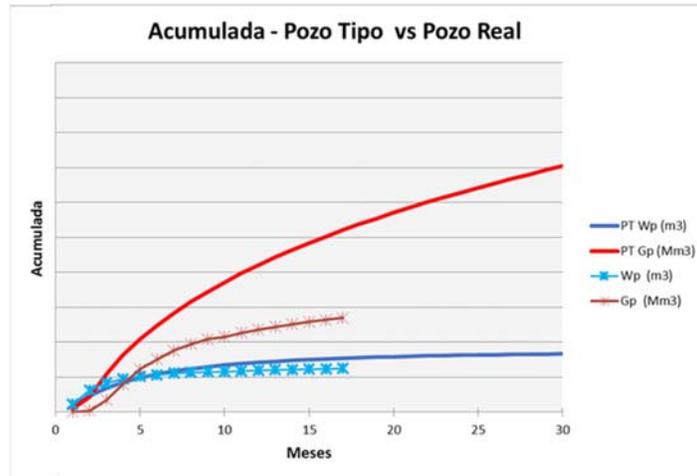


Figura 15: Acumulada planificada y acumulada real vs tiempo

Utilizando el gráfico log-log de caudal normalizado vs tiempo o tiempo de balance de materiales que se observa en la figura 16 se obtiene que el pozo alcanza de forma temprana los límites del SRV contactado y fin del régimen lineal, llegando al flujo dominado por los límites representado por la pendiente -1 en dicho gráfico. Se llega al final del flujo lineal aproximadamente a los cuatro meses de iniciado la puesta en producción.

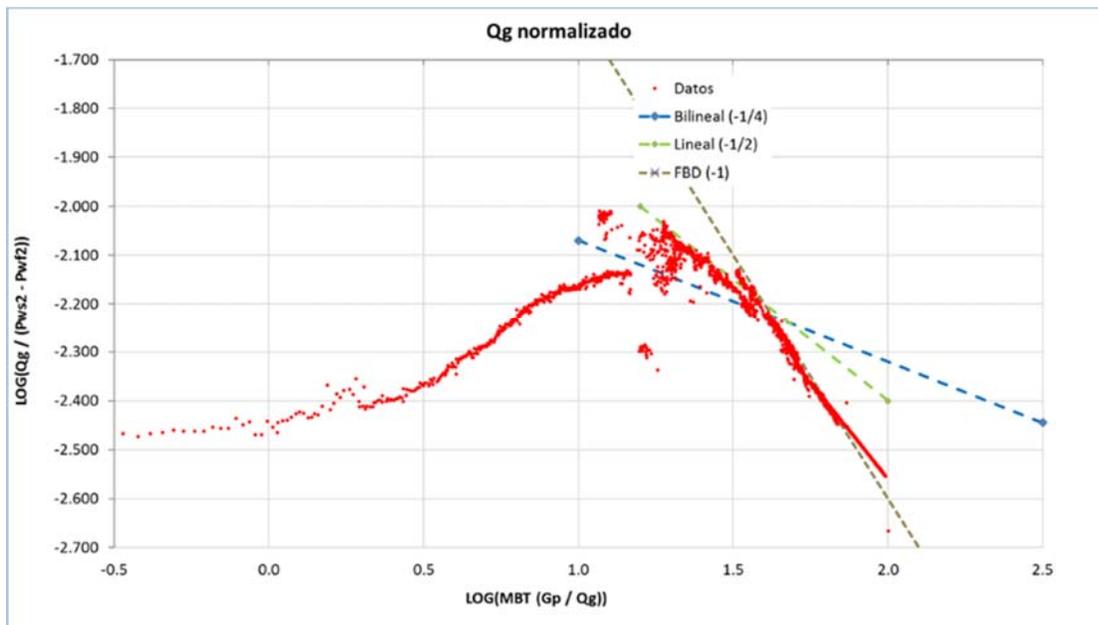


Figura 16: Caudal normalizado vs tiempo de balance de materiales

Es importante resaltar que, luego de finalizadas las operaciones de fractura, no se realiza ninguna carrera de limpieza al pozo para verificar la correcta disolución de los 35 tapones solubles y un aproximado de 300 bolsas de agente sostén. La intervención de coiled tubing se realiza recién 10 meses después de iniciada la producción del pozo al ver la baja productividad obtenida. Durante los ensayos se estimó que se recuperaron 60 sacos de agente sostén y el 45-50% del fluido vertido.

## Conclusiones

- En la selección del landing point sólo se tuvieron en cuenta los aspectos petrofísicos en cuanto a calidad de la roca y COT. No se consideraron otros aspectos importantes como las propiedades geomecánicas de los distintos puntos de aterrizaje y la presencia de zonas que pudieran afectar el desarrollo de red de fracturas durante la completación.

A partir del análisis geomecánico y de los registros eléctricos, en la zona de aterrizaje se observa un régimen strike slip e intercalaciones de duros carbonáticos de alta densidad. Esta interpretación se observa en figura 17 track #2 en el overlay entre las curvas de densidad y porosidad neutrónica (RHOB, NPHI). Una disminución de la porosidad queda expresada en azul en dicho track. En el mismo track se observa coincidente con los cruces, una disminución en los valores de rayos gamma que indica presencia de niveles carbonáticos. En el track #3 se muestra un perfil sintético de duros, donde las zonas en verde son aquellas que presentan mayor dureza.

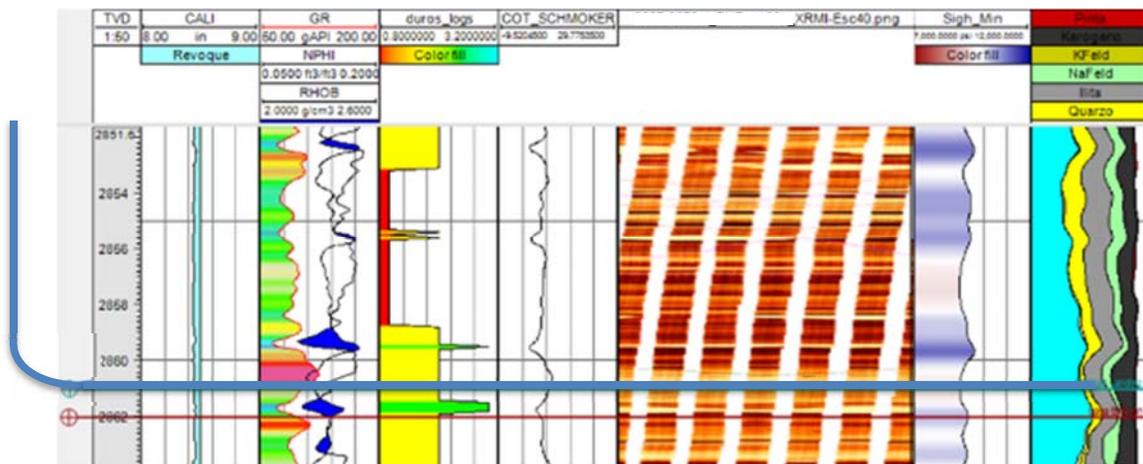


Figura 17: Identificación de duros carbonáticos

Estos duros carbonáticos, que presentan un mayor estrés y una porosidad menor a la sección orgánica lindante, podrían ser claves para entender la baja productividad observada.

Durante la ejecución de la estimulación, las intercalaciones/laminaciones con duros carbonáticos constituyen una barrera de crecimiento de las fracturas hidráulicas. En ambientes strike slip ( $SH_{max} > S_v > SH_{min}$ ) con esfuerzos mínimos cercanos a la sobrecarga (figura 6), como en este caso, las intercalaciones con duros tienden a limitar el crecimiento en altura de la fractura o a generar mayor tortuosidad a la fractura. En estos casos, dependiendo de la capacidad de la interface (“el pegamento”) entre el duro y la marga de transmitir el esfuerzo neto de propagación de la fractura en forma de esfuerzo de corte, es de esperarse que las fracturas se arresten formando “T shapes” si la interface no permite la propagación como se muestra en la figura 18. En el caso en que la interface lo permita, aunque sea parcialmente, en la propagación de la fractura se producirá un cambio de dirección incrementando la tortuosidad de la red de fracturas.

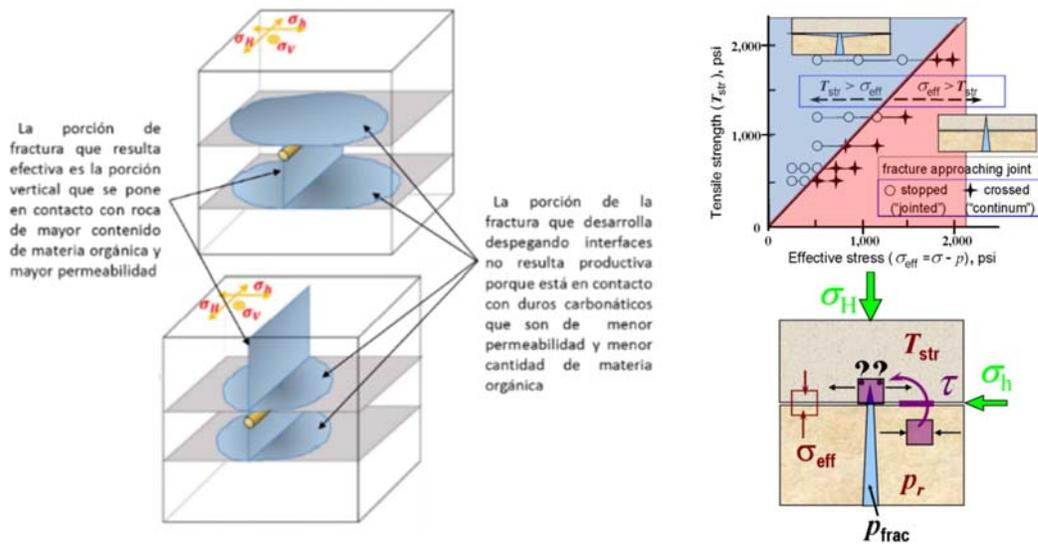


Figura 18: Izquierda. Propagación vertical de fracturas hidráulicas en reservorios tipo shale laminados con regímenes strike slip. Qinglin Shan et al, 2018. Derecha. Creación de complejidad de Fractura. Teufel, L.W, 1979.

Asimismo, una vez fracturado el pozo, los duros representan una potencial zona de eyección de propante y por tanto un “pinch point” en la fractura limitando de la conectividad vertical durante la producción. En efecto, al ser un duro de mucha menor permeabilidad que las capas lindantes y tener un estrés mayor, al aplicar drawdown durante el flowback y la producción, estos duros se cierran más lentamente que las capas lindantes, dando lugar y tiempo a que el propante se desplace. Adicionalmente, debido a su mayor estrés, el propante que quede se verá sometido a un esfuerzo compresivo mayor favoreciendo su deterioro prematuro.

Este efecto se puede ver ejemplificado en pruebas realizadas en fracturas de pozos verticales de la cuenca con punzados dentro de duros carbonáticos en los que se bombeó arenas cerámicas enriquecidas con gadolinio (tecnología carbo NRT). El gadolinio es rastreable por perfil y permite evaluar el posicionamiento de propante inmediatamente después del bombeo de la fractura y más tarde, en la etapa de drawdown (flowback/producción) estudiando la conectividad vertical inicial y remanente de la fractura. En este ejemplo de la figura 19, se punzó en un duro carbonático (que se evidencia con la deflexión en el GR del track #2 y el alto gradiente de fractura observado en el track#3) y se bombeó arena NRT (arena con gadolinio). Pre y post fractura se corrió un registro neutrón y se puede observar que no quedó arena frente al punzado (track#5). También se corrió un sónico dipolar pre y post fractura (track#7) que mostró un resultado similar a lo planteado con el Carbo NRT, pero realizando la detección por otra metodología. El PLT no tuvo producción de esa etapa. Cabe notarse que el propante se reacomodó por arriba y por abajo del punzado debido al mayor estrés y menor permeabilidad del carbonato en comparación con la roca vecina.

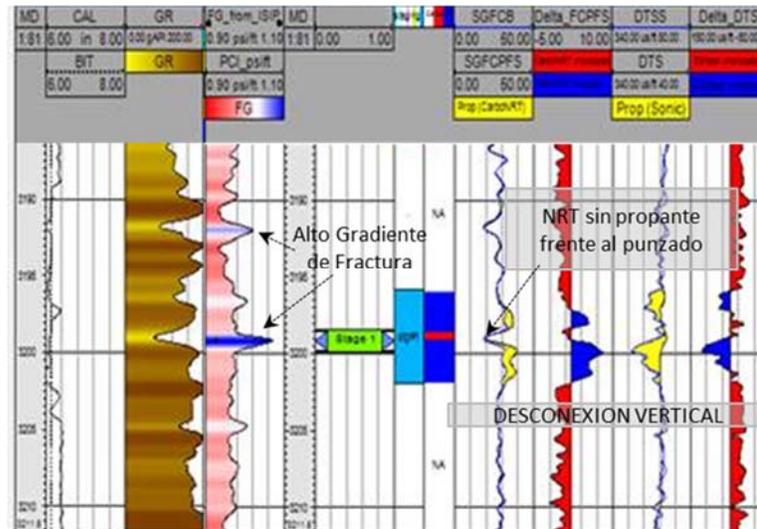


Figura 19: Punzado en Vaca Muerta frente a un duro carbonático. Evaluación post fractura

A futuro, es clave optimizar los landings respecto de los duros carbonáticos y otras discontinuidades dado que las mismas definen, junto con la geomecánica, el desarrollo de la fractura y en definitiva el volumen de roca estimulada y el SRV productivo.

Asimismo, se recomienda incorporar los datos de la estratigrafía mecánica para optimizar el punto de landing y la navegación (geosteering) dentro de este intervalo, posicionándonos en una zona más homogénea mecánicamente para la completación.

- Las concentraciones finales utilizadas no fueron muy grandes (2.75 PPA /3 PPA). Este tipo de esquemas de fractura son muy comunes en los plays de EE.UU. debido que se encuentran en un régimen de esfuerzos normal. Su éxito se basa en su simplicidad operativa y economicidad debido a que no se requieren agentes de sostén de alta resistencia, altas concentraciones de agente de sostén o fluidos de fractura complejos. En la formación Vaca Muerta, gran cantidad de estos esquemas se han tomado como puntapié inicial de la curva de aprendizaje con resultados diversos.

Un mayor entendimiento de la condición geomecánica reinante indicaría que las fracturas híbridas son la forma correcta de afrontar este tipo de ambientes con regímenes de esfuerzos en cizalla (strike slip). La parte inicial del tratamiento con slickwater y malla 100 es efectiva en la creación de una amplia red de fracturas, pero es ineficiente para mantener la conductividad de los canales creados al incrementarse el drawdown. Allí es donde las mayores concentraciones de propante generan canales de conductividad más claros sobre la superficie del reservorio. El objetivo del tratamiento debería ser evitar los puntos de disminución del ancho de fractura “pinch points” para mantener la mayor parte del área estimulada conectada, asegurando buena conductividad de la fractura mediante el aumento progresivo de la concentración de propante. Además, es importante proteger la conductividad con los punzados en el “near wellbore” no solo a través de una máxima concentración final, sino también mediante una alta calidad de propante (cerámico) con buena resistencia a los esfuerzos que aparecen durante la etapa de producción, a medida que disminuye la presión de reservorio.

En efecto, al aumentar la concentración, se aumenta la interacción sólido – sólido, disminuyendo el decantamiento del propante y aumentando la conductividad general del tratamiento. Es decir, mayores concentraciones permiten combatir mejor las discontinuidades en la vertical.

La presencia de intercalaciones de duros carbónicos sumados al esquema de bombeo menos conductivo de la fractura bombeada, favoreció el crecimiento fuera de zona y la discontinuidad vertical.

Se deberá considerar realizar tratamientos de fractura más conductivos para optimizar la conexión de la fractura a través de las laminaciones. Con esto se intenta combatir dos condiciones, la geomecánica (régimen de cizalla, con esfuerzo mínimo horizontal muy cercano a la sobrecarga) y las laminaciones que pudieran generar “pinch points” en la etapa de flowback y producción.

- Se seleccionaron tapones solubles para la completación con el objetivo inicial de reducir los tiempos y la complejidad de las maniobras de molienda de tapones. Sin embargo, el pozo nunca fue intervenido con una unidad de coiled tubing previo al inicio del flowback para verificar la correcta disolución de los tapones por no haber una unidad disponible que llegue al fondo del pozo en ese momento.

Por esto, inicialmente se estimó que el flujo dominado por los límites se debía a que sólo algunas de las etapas (las más cercanas a la vertical) se encontraban aportando a la producción. De acuerdo a como se muestra a la izquierda de la figura 20, se entendía inicialmente que no existía limitación en altura de las fracturas y que el hecho de observarse flujo dominado por los límites se debía principalmente a que solo algunas etapas estaban aportando al caudal producido. Esto dispara la necesidad de realizar una intervención con la unidad de coiled tubing. Esta intervención muestra que no existía restricción alguna a lo largo de la lateral. Asimismo, se debe asistir la maniobra de limpieza con nitrógeno para poder aliviar la columna debido a que, al trabajar con la hidrostática provista por el agua, se producían pérdidas de circulación. Esto último es indicativo de depleción de la zona fracturada, que al perder la presión original del reservorio se encuentra ávida de llenar los poros que se encuentran en valores de saturación de agua por debajo de la irreductible.

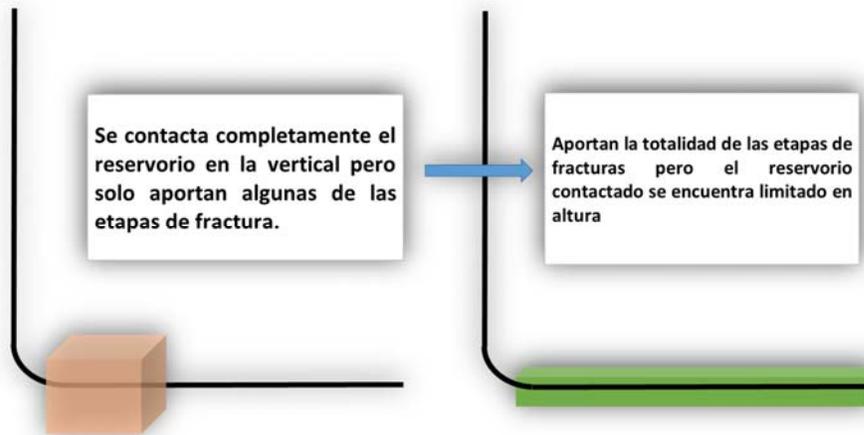


Figura 20: Interpretación estado pozo, pre & post intervención con unidad de coiled tubing

Se interpreta, luego de la intervención del pozo, que en realidad la condición de flujo dominado por los límites se debía más a un reservorio limitado en altura como se muestra a la derecha de la figura 20 en donde se ve a todas las etapas aportando, pero con un reservorio más chico.

Aun utilizando tapones solubles, se recomienda realizar una carrera de coiled tubing para revisar que los mismo se hayan disuelto, limpiar la arena que se acumula dentro del pozo y que se encuentren flujo libre previo a comenzar el flowback.

- En el pozo horizontal en análisis solo se adquirió GR avg para minimizar potenciales riesgos operativos. Esto limitó seriamente la caracterización petrofísica y geomecánica de la rama horizontal. La adquisición de, por ejemplo, un perfil LWD triple combo (GR-RES-DT) ayudaría al correcto posicionamiento de las etapas de fractura buscando colocar todos los clústers de una etapa dentro de esfuerzos similares para favorecer la entrada limitada.

Asimismo, adquirir coronas continuas de las zonas de interés, permitiría obtener muestras de roca para profundizar el estudio de heterogeneidades e intercalaciones mediante ensayos específicos de interfaces.

- La utilización de imágenes de GR azimutal permitiría entender mejor el buzamiento de la estructura desde la perforación de la curva, sin tener que llegar al punto de aterrizaje con una inclinación mayor a la necesaria y navegar los primeros metros de la sección lateral para interpretar que este buzamiento. Considerar su uso en futuras navegaciones hasta poder tener un mejor panorama de los buzamientos dentro de la zona de navegación.

## Bibliografía

- Qinglin Shan, Yan Jin, Peng Tan and Ruxin Zhang (May 2018). Experimental and numerical investigations on the vertical propagation of hydraulic fractures in laminated shales. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing, China.
- Teufel, L.W. (August 1979). An experimental study of hydraulic fracture propagation in layered rock. PhD dissertation, Texas A&M U., College Station, TX
- Hernan Buijjs; Jorge Ponce. (2018). An Engineered Approach to Hydraulic Fracture the Vaca Muerta Shale. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition. Woodlands, Texas, USASPE-189866-MS
- S. Pichon, F. Cafardi, G.D. Cavazzoli, A. Diaz, and M.R. Lederhos. (2017). Fracturing-To-Production Integrated Completion Sensitivities for Horizontal Well Design in the Vaca Muerta Shale. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Buenos Aires, Argentina. SPE-185499-MS