



## **ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA DE POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES EN EL DESARROLLO DE UN YACIMIENTO DE BAJA PERMEABILIDAD EN CUENCA AUSTRAL**

Mariano Bruzzon, CGC, [mariano\\_bruzzon@cgc.com.ar](mailto:mariano_bruzzon@cgc.com.ar) ; Andrés Cremonini, CGC, [andres\\_cremonini@cgc.com.ar](mailto:andres_cremonini@cgc.com.ar) ; Florencia Melendo, CGC, [florencia\\_melendo@cgc.com.ar](mailto:florencia_melendo@cgc.com.ar) ; José Vega Sainz, CGC, [jose\\_vega@cgc.com.ar](mailto:jose_vega@cgc.com.ar)

### **Palabras claves**

Fractura, Hidráulica, Estimulación, Horizontal, Monobore, Slimhole, Ball dropping, Baja Permeabilidad, Cuenca Austral, Formación Magallanes.

### **Resumen**

Se presentan las experiencias en terminación y estimulación de pozos durante el desarrollo del yacimiento Campo Indio (Formación Magallanes Inferior) ubicado en la Cuenca Austral. El reservorio se encuentra a 1400 m de profundidad y tiene un espesor permeable de entre 10 y 20 m. Se encontró normalmente presurizado y produce con una relación de gas-condensado de 20000.

Desde 2017 y hasta mediados de 2019 se perforaron un total de 38 pozos verticales y 12 pozos horizontales en la Zona Oriental de la estructura, en donde la permeabilidad promedio es menor a 1 mD. Los pozos verticales fueron perforados desviados desde locaciones compartidas y terminados con única cañería cementada (*monobore slimhole*). El desarrollo con pozos horizontales se concentró principalmente en las zonas de bajo espesor de reservorio con tramos horizontales que variaron entre 800 y 1600 mts y con 10 a 16 etapas de fractura. La terminación fue a pozo abierto con sistema de *packer* y camisas activadas con sistema “*ball dropping*”.

Todos los pozos fueron estimulados con fracturas hidráulicas con diseños que variaron sus parámetros en busca de mejorar la productividad.

Para estimar el impacto de las estimulaciones, se realizaron estudios de laboratorio, trazadores en pozos horizontales, análisis con modelos de productividad y estadísticas de los parámetros de diseño. El presente trabajo presenta los resultados y conclusiones a las que se arribó teniendo en cuenta los distintos estudios.

### **Abstract**

The experiences in well completion and stimulation during the Campo Indio Field development are described (Argentinean Austral Basin). The field produces gas and condensate from the Lower Magallanes Formation at 1400 m depth. The reservoir is a sandstone of 10 to 20m thickness and it is normally pressurized.

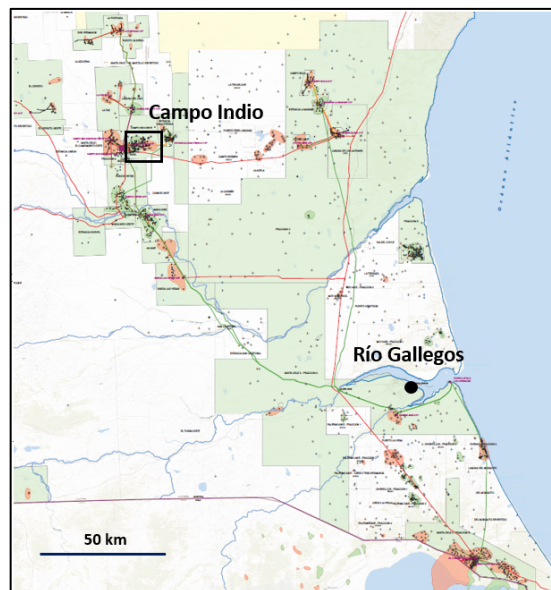
Since 2017 and until mid-2019, 38 vertical and 12 horizontal wells were drilled in the eastern part of the field where average permeability is lower than 1 mD. The vertical wells were deviated from common surface locations, completed monobore slimhole and hydraulically fractured. The horizontal wells were drilled in lower thickness zones with a horizontal drain varying from 800 to 1600 m. Completions were with open hole packers and sliding sleeves activated with ball dropping system to perform hydraulic stimulations.

Fracturing was vital for the development. Several designs have been tested and compared searching highest well productivity, safe operation and costs savings. For the evaluation of fracture

performance, several studies have been performed: laboratory tests, tracers, numerical modeling and fracture design parameter statistics. The paper presents the results and conclusions of the different studies

## Introducción

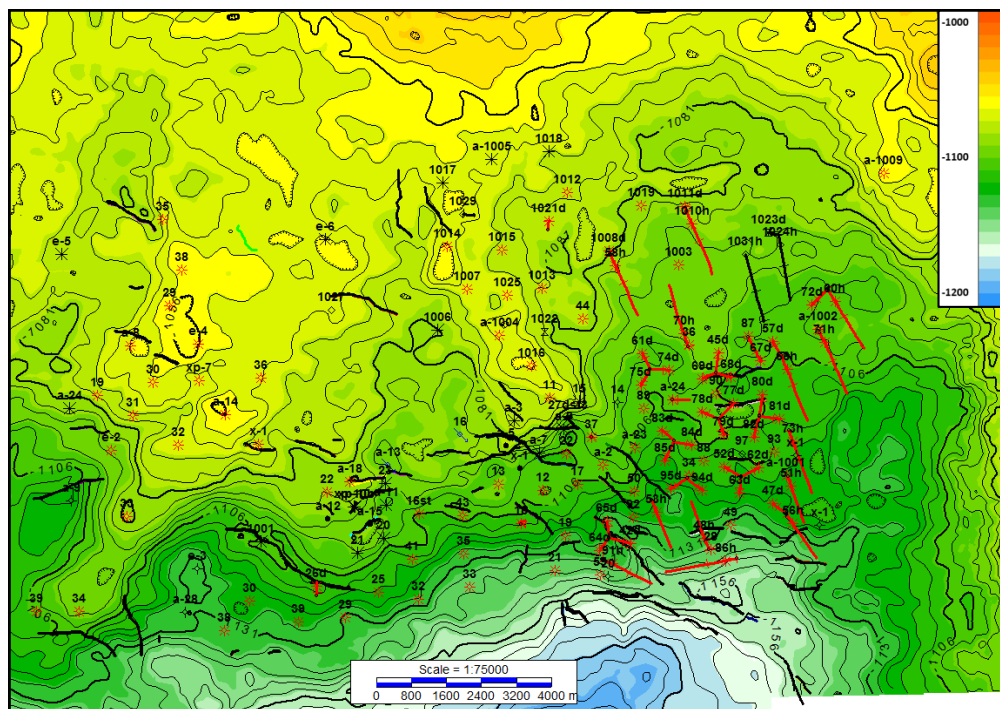
El Yacimiento Campo Indio se encuentra en la Cuenca Austral, a 150 Km hacia el noroeste de la ciudad de Río Gallegos (fig. 1). Comenzó su desarrollo en los años 90 produciendo petróleo de la Formación Springhill a 3000 m de profundidad. El desarrollo de la Formación Magallanes Inferior se inició en 2001.



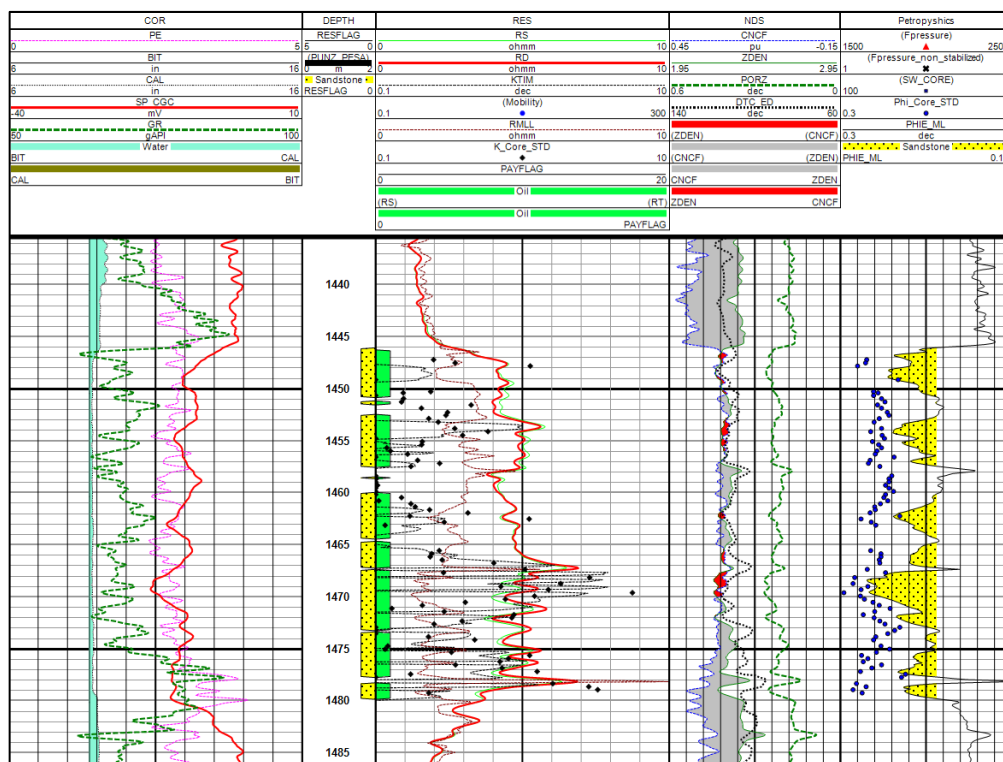
**Fig. 1.** Mapa ubicación Yacimiento Campo Indio

La acumulación es una estructura monoclinal con baja inclinación hacia el sur y entrapamiento estratigráfico. La fig. 2 muestra el mapa estructural en donde también se incluye el Yacimiento Campo Boleadoras ubicado al oeste de Campo Indio. El reservorio, denominado informalmente M1 tiene un espesor neto de entre 10 y 20 m. Se trata de una arenisca glauconítica con una porosidad promedio de 22%. La fig. 3 muestra un perfil eléctrico típico. Detalles sobre las características geológicas de este yacimiento se documentaron en Ref1.

El reservorio se encontró saturado en gas y tuvo una presión inicial de 140 kg/cm<sup>2</sup>. La temperatura es de 81°C. Según el estudio de PVT realizado sobre muestras del pozo CI-25, la presión de rocío es muy cercana a la inicial, lo que indica la posible presencia de condensado en el reservorio. Sin embargo, no pudo comprobarse un contacto gas-líquido en ningún pozo. La relación gas-condensado se mantiene aproximadamente en 20000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. El área del reservorio está delimitada por una pérdida de propiedades petrofísicas de la capa M1.

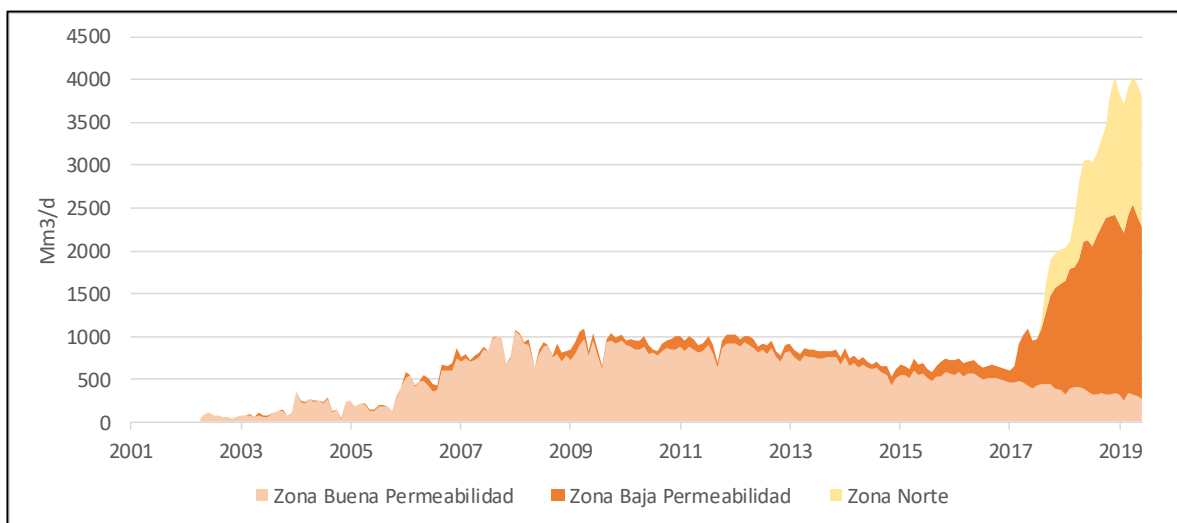


**Fig. 2.** Mapa estructural al tope del reservorio M1.



**Fig. 3.** Perfiles eléctricos y datos de corona del pozo CI-28.





**Fig. 5.** Historia de producción de gas mostrando el impacto del desarrollo de las zonas Oriental y Norte a partir de 2017.

### Pozos verticales

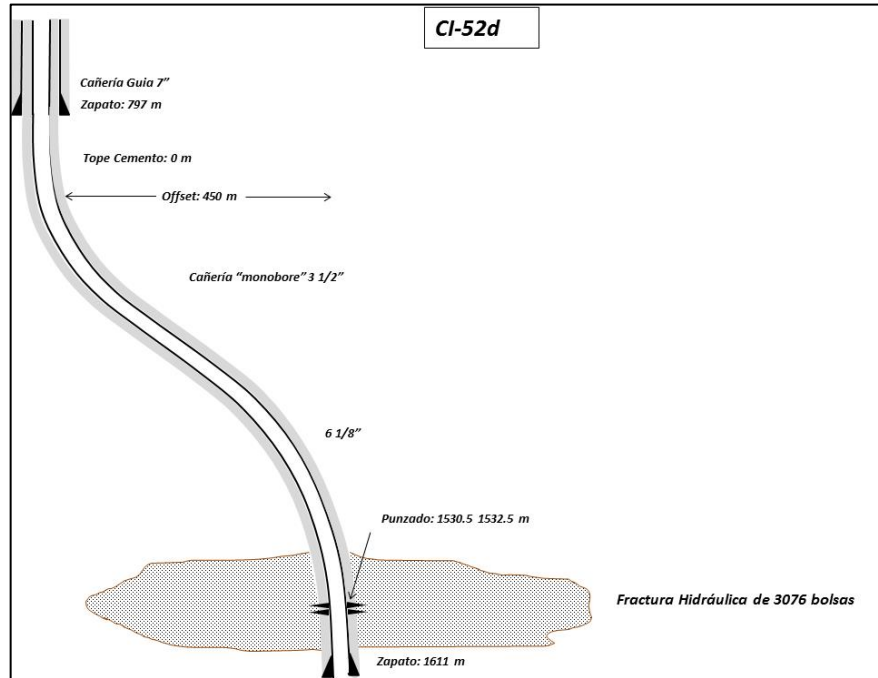
La mayoría de los pozos verticales fueron entubados con cañería única (*monobore slimhole*) de diámetro 3 1/2" o de 2 7/8" cementada hasta la cañería guía (900m). La mayor parte fueron desviados desde una locación compartida con otros pozos verticales desviados u horizontales. Tanto los punzados como la estimulación hidráulica y la posterior inducción con unidad de *coiled tubing* se realizó sin equipo de torre. Para la selección del diámetro de entubación se tuvo en cuenta la factibilidad de inyectar el tratamiento de fractura y el levantamiento de líquidos durante la posterior producción de gas. Tras experimentar ambos diámetros, se optó por continuar el desarrollo con el más pequeño (2 7/8"). Mayores detalles sobre la perforación y terminación de los pozos pueden obtenerse en Ref. 2

Los diseños de fractura fueron de entre 2500 y 3500 bolsas de agente de sostén y el fluido fue gel reticulado. Los diseños contemplaron un colchón de aproximadamente 25% del volumen total del tratamiento. En los casos en los que se diagnosticó alta eficiencia de fluido (mayor al 60%), se utilizó para el colchón gel lineal. La concentración máxima de agente de sostén fue de 7 u 8 ppg. Normalmente, se utilizó arena resinada en las últimas etapas para evitar la devolución del agente de sostén. Los punzados se hicieron de 3 o 4 m, teniendo en cuenta la posición en la que se quiere iniciar la fractura y la velocidad de flujo en la cercanía del pozo que provoca devolución de arena. El gradiente de fractura es de 0.6 psi/ft aproximadamente. La presión promedio de los tratamientos fue de unos 2500 psi y el caudal de inyección fue de entre 18 y 20 bpm. Este caudal se redujo hasta llegar a 14-16 bpm en los tratamientos más recientes.

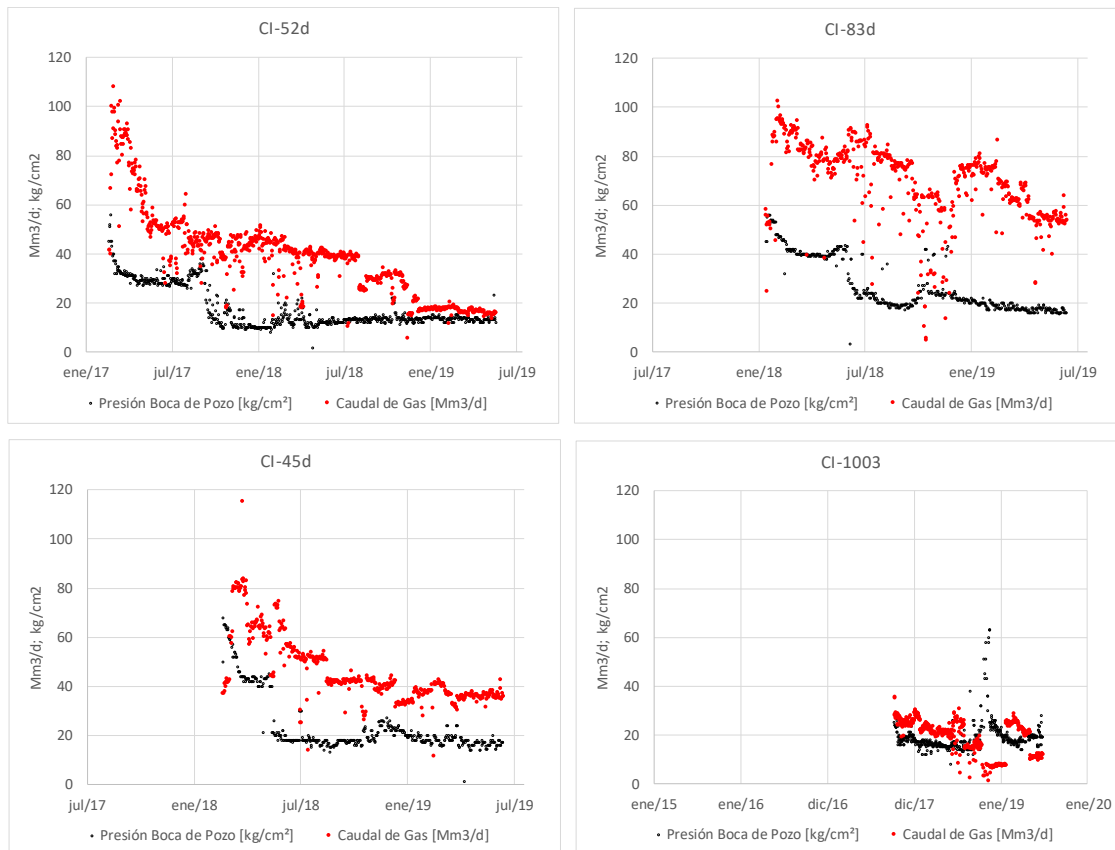
Si bien el desarrollo más intenso de la zona de baja permeabilidad se realizó desde 2017, ya se contaba con anterioridad con seis pozos de delineación (CI-28, CI-34, CI-36, CI-49, CIE-1001, CIE-1002). Estos fueron estimulados con diseños de fractura de menor tamaño a lo ejecutado desde 2017.

Hasta la fecha se considera que los diseños de pozos con cañería única desviados desde locaciones compartidas permitieron un ahorro significativo en los costos de desarrollo del yacimiento y no presentaron desventajas. El hecho de no tener objetivos secundarios (solo se desarrolló el reservorio M1 de la Formación Magallanes) implica completar solo una capa durante la terminación, lo cual se realizó sin inconvenientes con la modalidad de terminación *rigless*.

La fig. 7 muestra perfiles de producción típicos. Se observa menor declinación en el pozo CI-83d que se encuentra en una zona mayor espesor permeable. Un ejemplo de menor espesor es el resultado obtenido en el pozo CI-1003 que resulta económicamente marginal.



**Fig. 6.** Esquema de pozos desviados *monobore slimhole*.



**Fig. 7.** Gráficos típicos de producción de pozos verticales.



Con el fin de mitigar los efectos mencionados, se trabajó en los diseños de fractura buscando un caudal de bombeo menor. Los caudales implementados fueron 14 a 16 bpm. También se modificó el

tipo de carga del punzado con el objetivo de generar orificios de mayor diámetro (se pasó de orificios de 0.24. a 0.36 pulg).

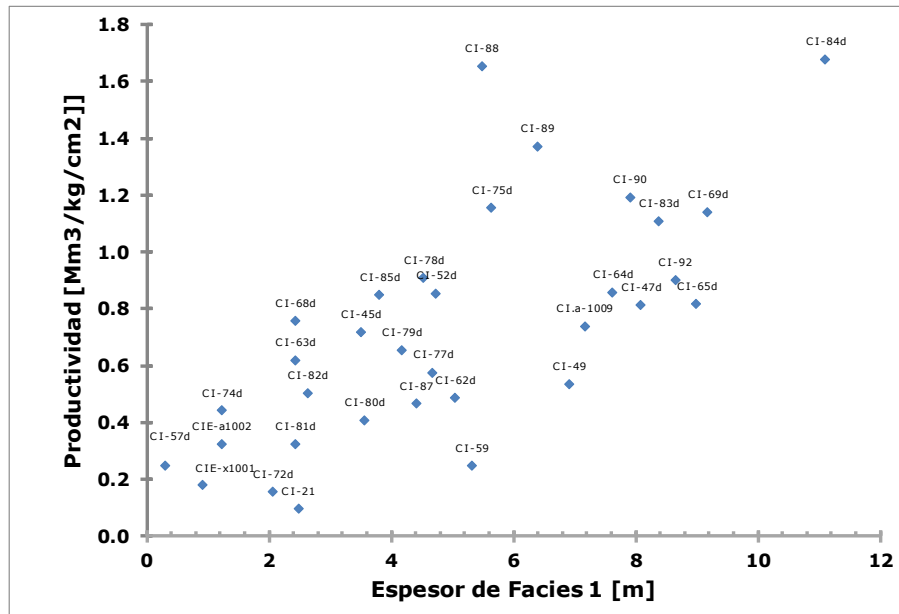


Fig. 9. Productividad post-fractura vs. espesor reservorio de mejor calidad.

Para reducir la devolución de agente de sostén se bombeó arena resinada curable o bien tratamiento con resina específica. Se bombeó un 30% del volumen total en las concentraciones finales. La producción de arena fue controlada luego de distintos ensayos de laboratorio que ayudaron a establecer el mejor diseño. Se ensayaron distintos tipos de arena resinada y concentraciones de activador. Los volúmenes de arena retenidos en el desarenador, que en el comienzo de la campaña eran elevados (hasta 10% del total bombeado), fueron reducidos a menos del 2%.

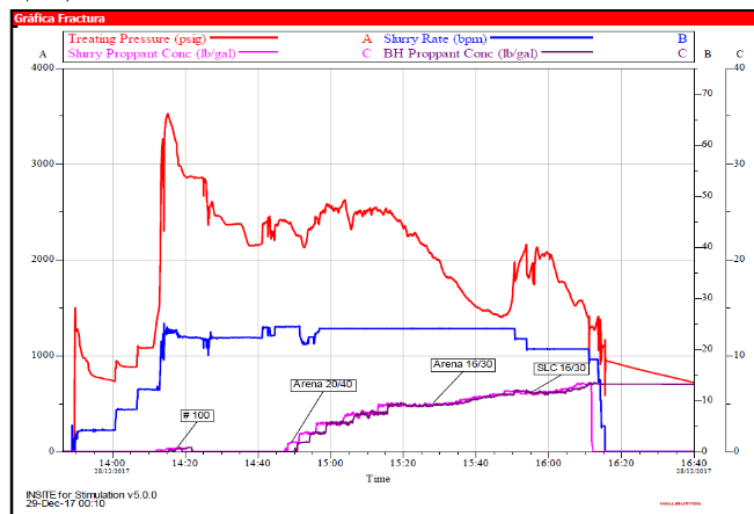


Fig. 10. Carta de fractura CI-83d



Para la puesta en marcha de los pozos fue necesario inducirlos con nitrógeno utilizando una unidad de *coiled tubing*. Se observó que en aquellos pozos en los que el reposo post fractura fue mayor a aproximadamente una semana, disminuyeron los tiempos de limpieza y puesta en marcha. Hubo casos de pozos, con pocos días de reposo post fractura, a los que se debió intervenir más de una vez hasta lograr una fluencia continua. En estos casos se observaba el retorno de gel “armado” y arena de fractura durante la inducción. Probablemente, la presencia de boro en el agua de formación sea causante de este efecto ya que el activador para entrecruzar el fluido de fractura es en base a boratos. La fluencia de limpieza (*flow back*) se realizó con caudales intermedios (presión en boca de pozo aproximada de 40 a 60 kg/cm<sup>2</sup>), buscando un balance entre la minimización de la devolución de arena y el aprovechamiento de la energía inicial de la formación (normalmente presurizada) para lograr mejorar la limpieza de la fractura. Siempre teniendo en cuenta la cantidad de arena observada en el desarenador.

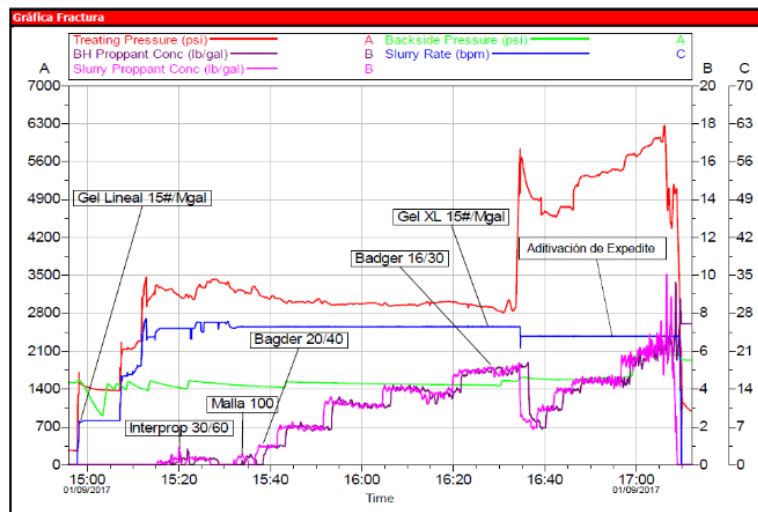


Fig. 11. Carta de fractura CI-1003

#### Determinación del crecimiento en altura mediante la inyección de arena trazada

En las fracturas de los pozos CI-69d y CI-88 se utilizó arena trazada con el objetivo de determinar crecimiento en altura de las mismas. El perfil utilizado fue el neutrón pulsante registrado pre y post fractura. El material detectado en forma directa e indirecta es el gadolinio, principal constituyente de la arena trazada.

En el pozo CI-69d, se realizó una fractura de 3300 bolsas de las cuales el 30% fueron de arena trazada. La fig. 12 muestra el perfil combinado indicando la zona permeable y las interpretaciones de crecimiento en altura (TSCN, TSCF, SIGM, WTEMP). Se observa un crecimiento desde 1470 m y 1502 m. Comparando con el intervalo punzado (1474 m- 1476m) se observa un crecimiento mayor hacia abajo.

En el pozo CI-88 se inyectaron 3050 bolsas de las cuales el 30% fueron trazadas. La fig. 13 muestra el perfil combinado indicando la zona permeable y las interpretaciones de crecimiento en altura (FNXS, TNPH, SIGM, *Temperature, Near, Far, Deep Detector*). Se observa un crecimiento desde 1418 m y 1437 m. Comparando con el intervalo punzado (1414 m- 1416m) el crecimiento queda contenido en la zona central de la arena M1.

La disminución de temperatura en ambos casos, indican la zona de ingreso del fluido a formación. La información obtenida con estos perfiles ayudó a calibrar los modelos de simulación de la geometría de las fracturas. En el Pozo CI-69 se pudo observar que la fractura creció por debajo de la capa de interés, mientras que en el pozo CI-88 quedó contenida dentro del intervalo.

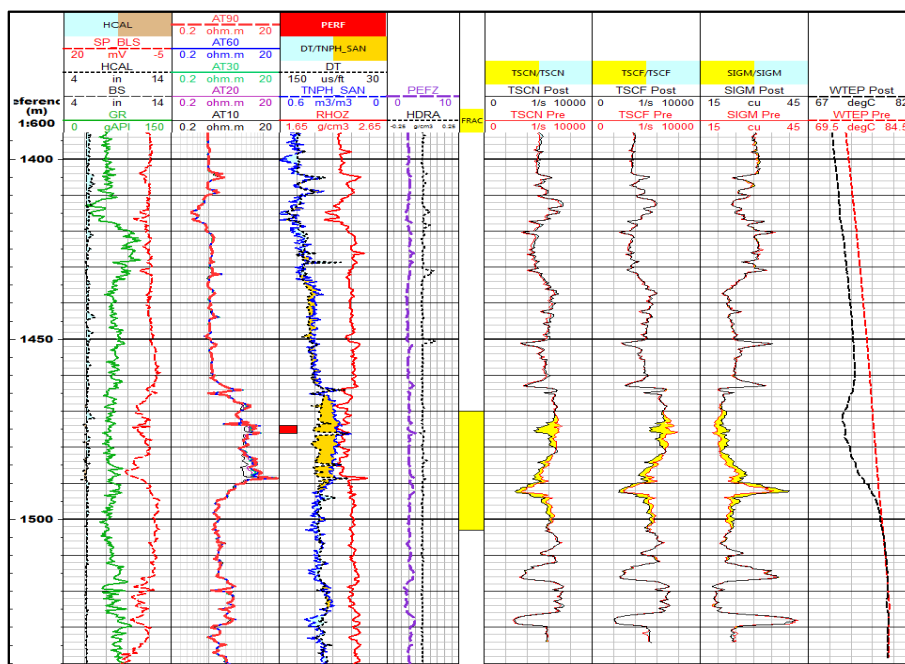


Fig. 12. Perfil combinado del pozo CI-69d mostrando interpretación del crecimiento en altura de la fractura.

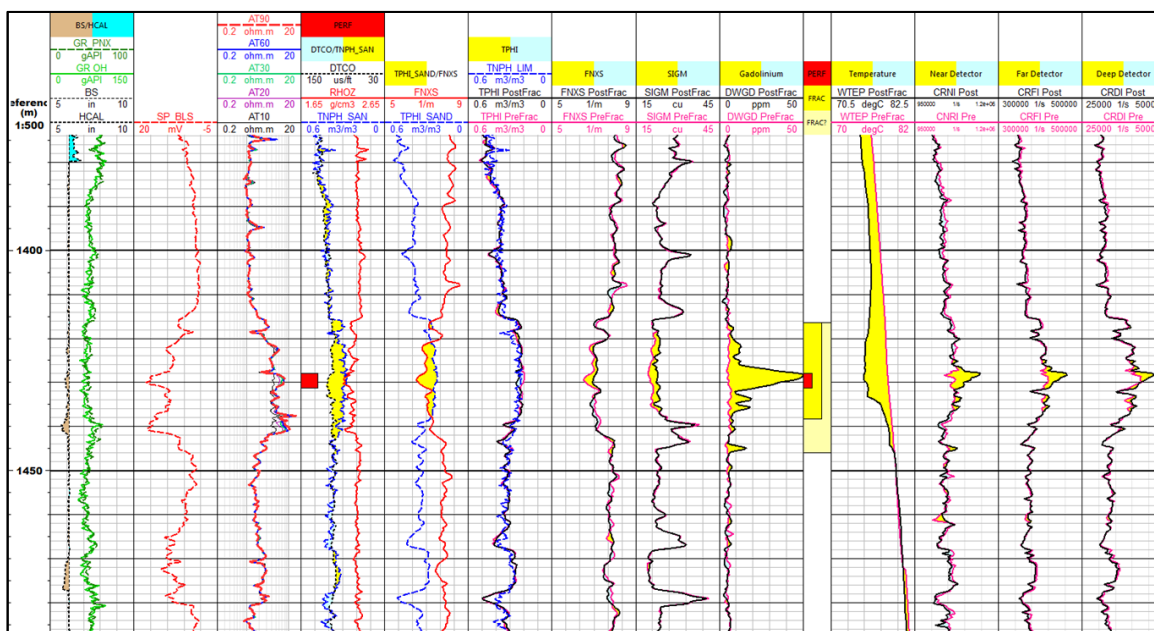
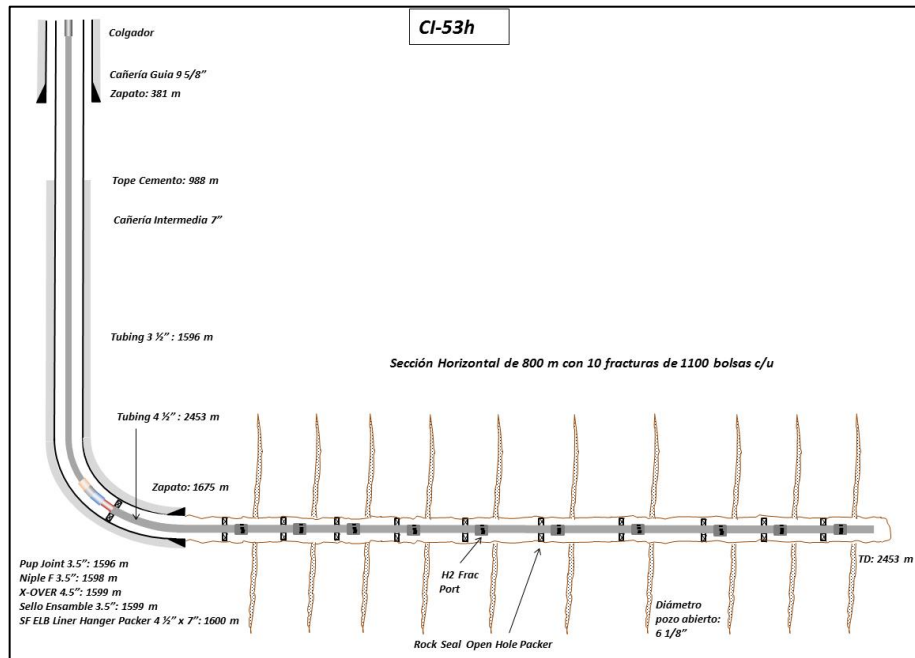


Fig. 13. Perfil combinado del pozo CI-88 mostrando interpretación del crecimiento en altura de la fractura.

## Pozos Horizontales

En las zonas de bajo espesor de reservorio neto (aproximadamente menor a 10 m) se optó por perforar pozos horizontales buscando una mejor economicidad en comparación a los pozos verticales. En las zonas de mejores espesores netos, la comparación costo-producción de los pozos verticales vs. horizontales fue aproximadamente similar si se considera una relación tres verticales vs. un horizontal.

Los pozos horizontales fueron entubados con cañería intermedia de 7" fijando el zapato en el ingreso al reservorio (Magallanes - M1). La sección horizontal fue de 800m con 10 etapas de fractura. Los diseños más recientes se extendieron a 1200m con 12 etapas. La terminación de la sección horizontal fue a pozo abierto con sistema de *packer* inflables y camisas activadas por sistema *ball dropping*. Para la parte vertical se instaló un tubing de 3 1/2" con *packer* de producción (ver esquema de pozo en fig. 14).

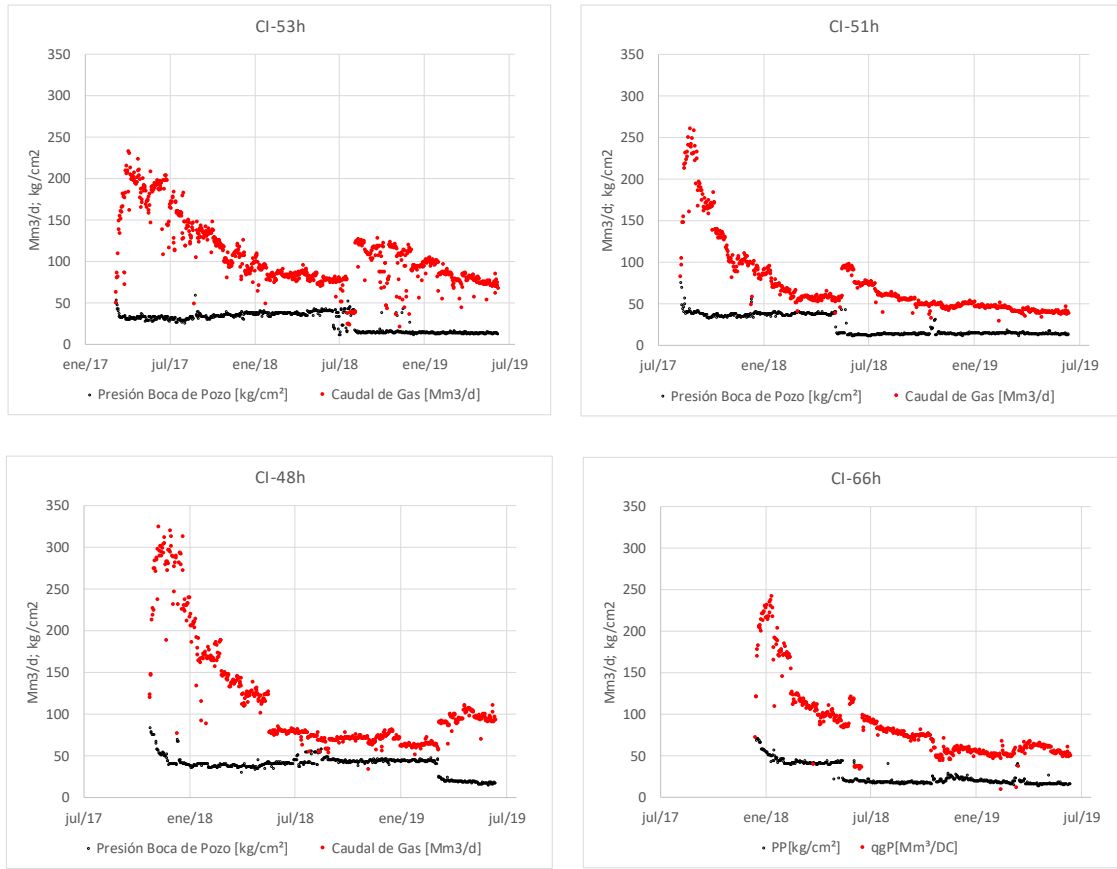


**Fig. 14.** Esquema de pozo horizontal típico.

Se estima que con esta configuración se obtuvo flujo de gas hacia el pozo tanto desde las fracturas como desde el pozo abierto. Prueba de ello fueron ensayos de producción (sólo de la primera etapa a fracturar) que se realizaron previo a la estimulación en dos pozos. Uno de ellos (CI-48h) ensayó 70 Mm3/d de 108 m de pozo abierto y el otro (CI-70h) ensayó un caudal menor a 10 Mm3/d de 105m de sección horizontal. La interpretación de ensayos de presión también permite estimar que el pozo abierto tiene un aporte significativo cuando la permeabilidad supera un cierto umbral.

La mayoría de los diseños de fractura fueron de unas 1500 bolsas de agente de sostén por etapa siendo las últimas concentraciones de cada etapa de 6 a 7 ppg de arena resinada. Se utilizó como fluido gel entrecruzado. El caudal de inyección fue de 18-22 bpm en las primeras fracturas, reduciéndose a 18 bpm en las más recientes.

En cuanto a la limpieza post fractura, la misma se realizó con *coiled tubing* limpiando la arena remanente en el casing sin fresar las camisas. En los primeros pozos se optó por no navegar la sección horizontal. Luego de realizar limpiezas hasta mayor profundidad y confirmar aumentos de producción significativos se decidió limpiar hasta el máximo de profundidad posible y programar instalaciones con camisas de diámetros que permitan navegar con *coiled tubing* hasta la profundidad final (TD). Los gráficos de la fig. 15 muestran ejemplos del perfil de producción de los pozos horizontales. Se observa una gran declinación atribuible a la baja permeabilidad del reservorio.

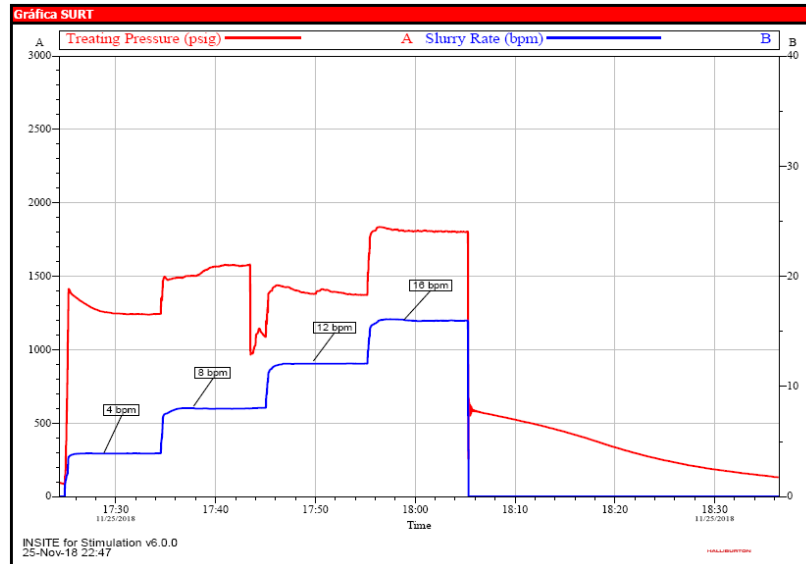


**Fig. 15.** Perfiles de producción típico de pozos horizontales

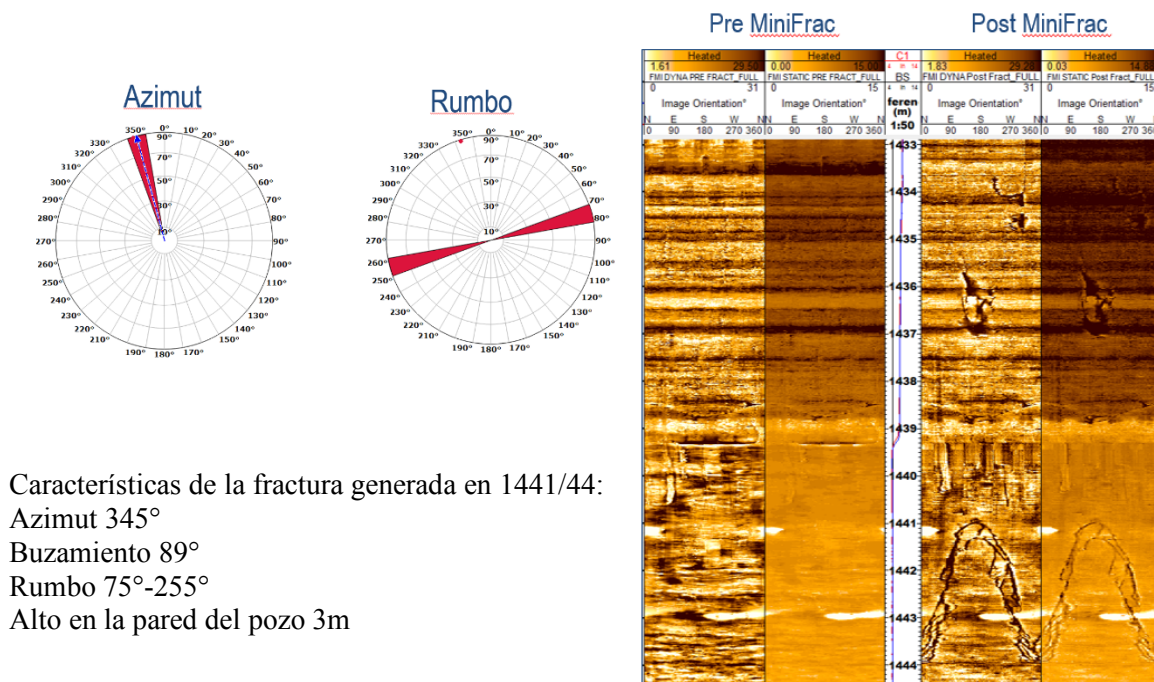
### Orientación de pozos horizontales

La mayoría de los pozos tiene una sección horizontal con orientación NO-SE. Esta disposición areal se basó en un estudio de geomecánica que, en base al perfil de imagen del pozo CI-50, concluye que la dirección más probable del esfuerzo horizontal máximo ( $Sh_{max}$ ) es de  $72^\circ$ .

En noviembre de 2018 se perforó el pozo CI-92. En este pozo vertical se buscó obtener un dato adicional de orientación de fracturas mediante un perfil de imágenes microresistivo. El procedimiento consistió en realizar un registro previo e instalar el *casing* hasta el tope de la formación dejando el reservorio a pozo abierto. Luego se realizó un *minifrac* (17.000 gal de agua- fig. 16) y finalmente se repitió el mismo registro. Lamentablemente, por problemas técnicos, no se pudo realizar el registro luego de la fractura principal. La fig. 17 muestra los resultados obtenidos en donde puede apreciarse la fractura generada. La principal observación de este estudio es el rumbo interpretado de  $75^\circ$ . El mismo puede considerarse coincidente con lo interpretado en el rumbo del estudio del pozo CI-50.



**Fig. 16.** Presión y caudal del minifrac en el pozo CI-92 .



**Fig. 17.** Orientación de la fractura generada en el pozo CI-92. Se observa coincidencia en los esfuerzos máximos con el estudio de geomecánica con datos del pozo CI-50.

### Estudios de trazadores

Se realizaron estudios de trazadores en cuatro pozos (CI-51h, CI-48h, CI-86h y CI-56h). En los cuatro casos, el objetivo fue identificar la contribución de gas y de devolución de agua de cada etapa de fractura para (i) asegurar que toda la sección horizontal esté libre de obstrucciones, (ii) investigar la

relación entre las propiedades petrofísicas observadas en los perfiles eléctricos y la productividad de cada etapa y (iii) investigar relación entre el diseño de fractura y la productividad de cada etapa. Se inyectaron trazadores base agua y base hidrocarburo que permitieron diferenciar la contribución de agua de fractura y de gas. Para el monitoreo de la limpieza y producción de los pozos se planificó un cronograma de unas 40 muestras de agua y 40 de gas durante aproximadamente un mes. En las fig. 18 y 19 se grafican, para cada etapa de fractura, los volúmenes de trazadores de agua y gas medidos, los sacos de arena inyectados y la distancia de reservorio neto navegado (tener en cuenta que este último dato es limitado ya que el espesor neto vertical de la capa no es conocido). Entre las principales conclusiones, pudo observarse que todas las etapas produjeron pese a no haberse limpiado la sección horizontal completa de cada pozo (se transitaron 2, 1, 8, y 6 puertos de fractura en los pozos CI-51h, CI-48h, CI-86h y CI-56h respectivamente). Sin embargo, pudo observarse un aumento en la producción de las etapas 1 a 5 en el pozo CI-51h luego de realizar una limpieza posterior a la inducción inicial (fig. 20). Por este motivo, se estableció la estrategia de utilizar una instalación en la cual los diámetros de las camisas permitan el ingreso del *coiled tubing* hasta la profundidad final del pozo (TD). En cuanto a la relación entre el tamaño de fractura y la producción, no pudo encontrarse una correlación. Puede observarse en la fig. 18. (Pozo CI-48h) que para volúmenes de tratamiento distintos (500, 1000 y 2000 sacos de arena), no se encuentra correlación con la producción de agua ni de gas de cada etapa. Similar comportamiento puede verse en la fig. 19. En el pozo CI-56h se redujo el tamaño del tratamiento por un problema operativo. No se observa que esto afecte la producción. Tampoco pudo observarse correlación con la producción si se tienen en cuenta la calidad de la petrofísica determinada por el perfilaje horizontal. Las etapas 1, 2, 9 y 10 de la fig. 19 (pozo CI-56h) muestran una producción promedio de agua y gas para un espesor neto navegado nulo. Es probable que las propiedades petrofísicas sean mejores en un nivel distinto al navegado por el pozo, pero si contactado por la fractura generada.

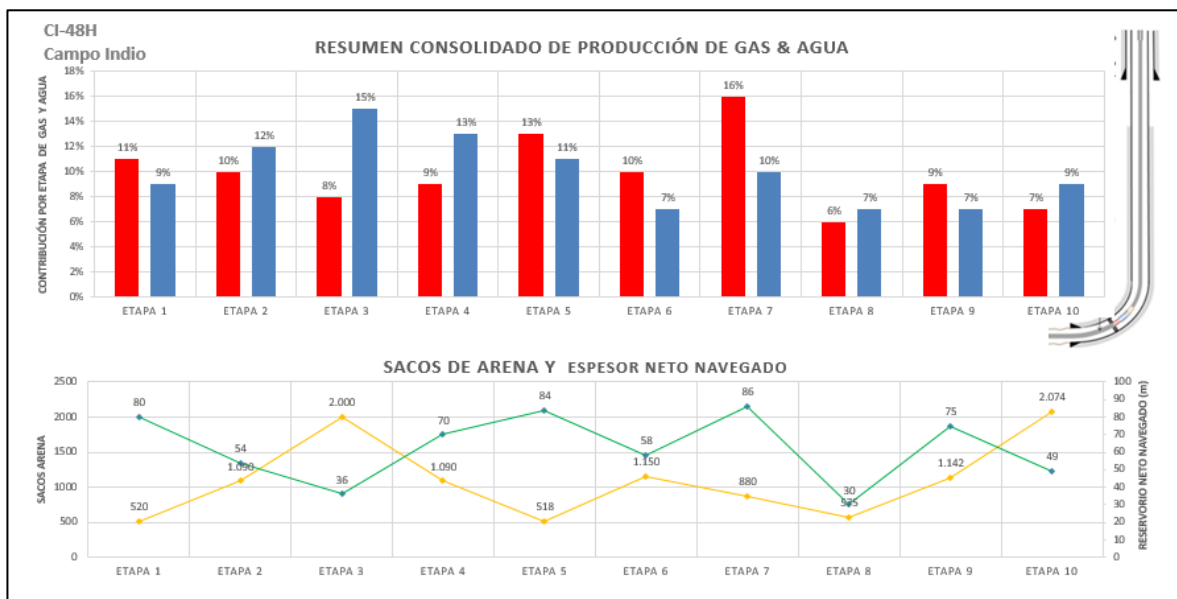


Fig. 18. Estudio de trazadores realizado en CI-48h.



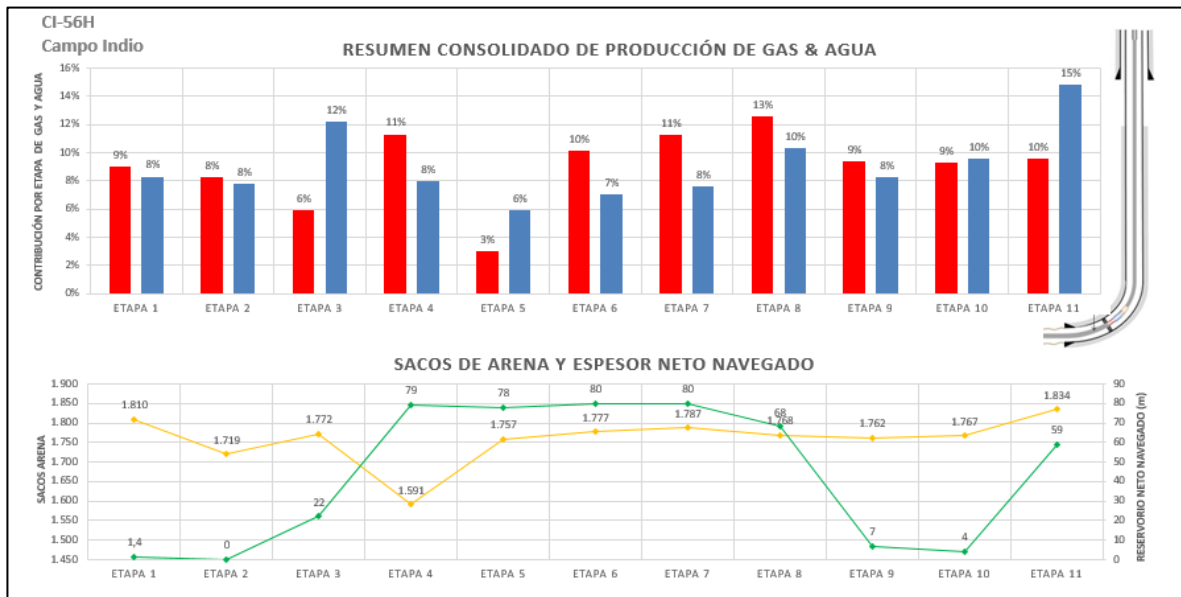


Fig. 19. Estudio de trazadores realizado en CI-56h.

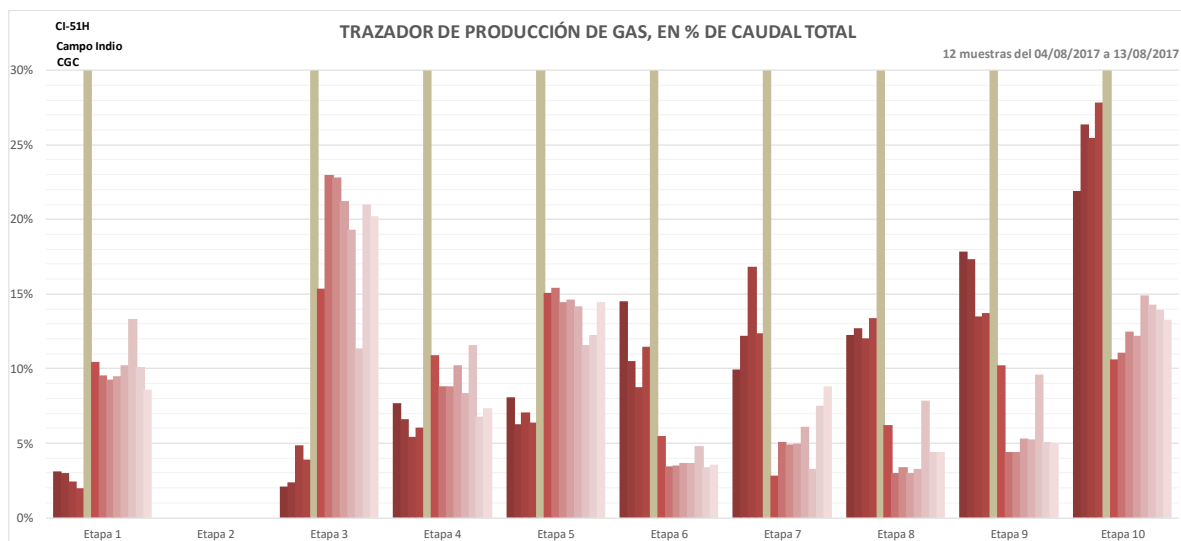


Fig. 20. Estudio de trazadores realizado en CI-51h. La Etapa 2 no pudo trazarse por un problema operativo.

## Estudios de modelado

Se realizaron dos estudios en los que se intentó determinar diseños de terminación y de estimulación que resulten en una maximización de la relación costo-beneficio.

### Optimización del largo de fractura mediante el modelado analítico de pozos

Para estudiar la incidencia de la cantidad de sacos de arena en la productividad de los pozos se analizaron los resultados de los pozos CI-62d y CI-69d de permeabilidad promedio de 0.1 y 0.4 mD respectivamente. Ambos pozos fueron fracturados con 2700 y 3300 sacos de arena durante la terminación y cuentan con más de 500 días de historia de producción.

Para ello se utilizó un simulador analítico de producción y un software de simulación empleado para el diseño de fracturas.



Con el simulador analítico de producción se ajustó la historia de producción de los pozos y las presiones dinámicas de fondo. Los datos diarios de producción con los que se contaba eran caudales de gas ( $Q_g$ ) y presión dinámica de boca de pozo ( $P_{bp}$ ). Para estimar las presiones dinámicas de fondo se utilizaron correlaciones de flujo multifásico las cuales fueron ajustados con datos de gradientes dinámicos y mediciones de caudal con separador.

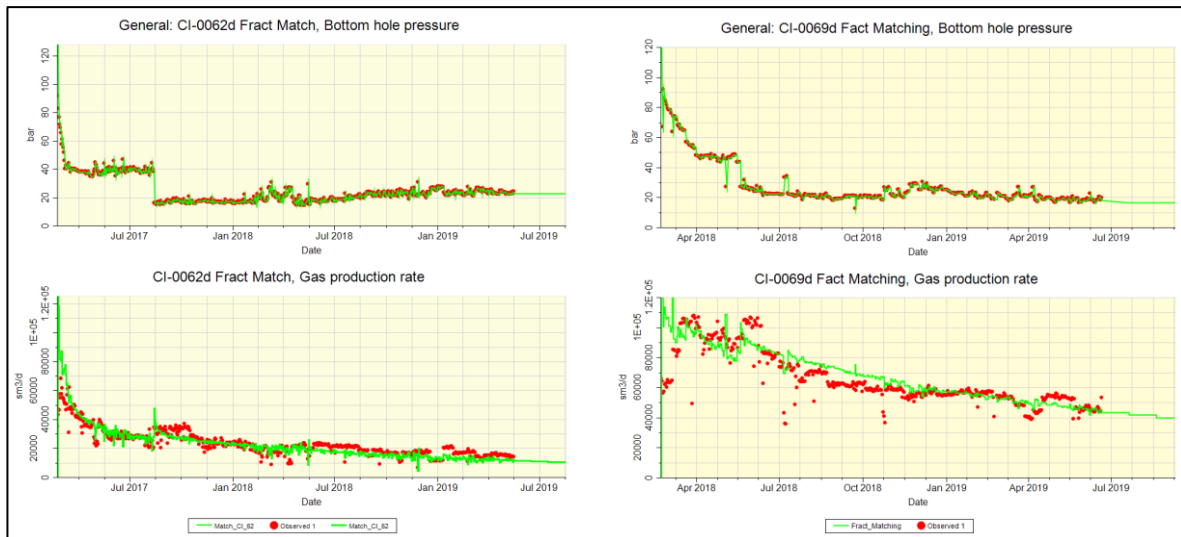
Los parámetros de entrada del simulador fueron espesor ( $h$ ), porosidad ( $PHI$ ), longitud de fractura ( $X_f$ ), radio de drenaje ( $R_d$ ) y permeabilidad ( $k$ ).

La fig. 21 resume las principales variables para la simulación analítica de cada pozo.

|                                   | Pozo   |        |
|-----------------------------------|--------|--------|
|                                   | CI-62d | CI-69d |
| Espesor (m)                       | 15     | 19     |
| Porosidad (fracción)              | 0.18   | 0.19   |
| Saturación agua (fracción)        | 0.45   | 0.40   |
| Area de drenaje (m <sup>2</sup> ) | 230400 | 360000 |
| Permeabilidad (mD)                | 0.1    | 0.4    |
| Largo de fractura (m)             | 106    | 72     |

**Fig. 21.** Parámetros de ajuste

Los datos de espesor de capa ( $h$ ) y porosidad ( $PHI$ ) fueron calculados a partir de las interpretaciones petrofísicas de los registros eléctricos de pozo. La longitud de fractura ( $X_f$ ) cargada fue estimada con un software de simulación para el diseño de fracturas. El Radio de drenaje ( $R_d$ ) y permeabilidad ( $K$ ) fueron las variables de ajuste que permitieron reproducir los datos dinámicos (fig. 23).



**Fig. 23.** Ajuste de historia de historia de producción del pozo CI-69d y CI-62.

Con la productividad de los pozos ajustada en el simulador, se realizaron nuevas simulaciones con variaciones en el parámetro de longitud de fractura ( $X_f$ ). Todas las simulaciones realizadas fueron controladas por los datos de presión dinámica de fondo observados (fig. 24).

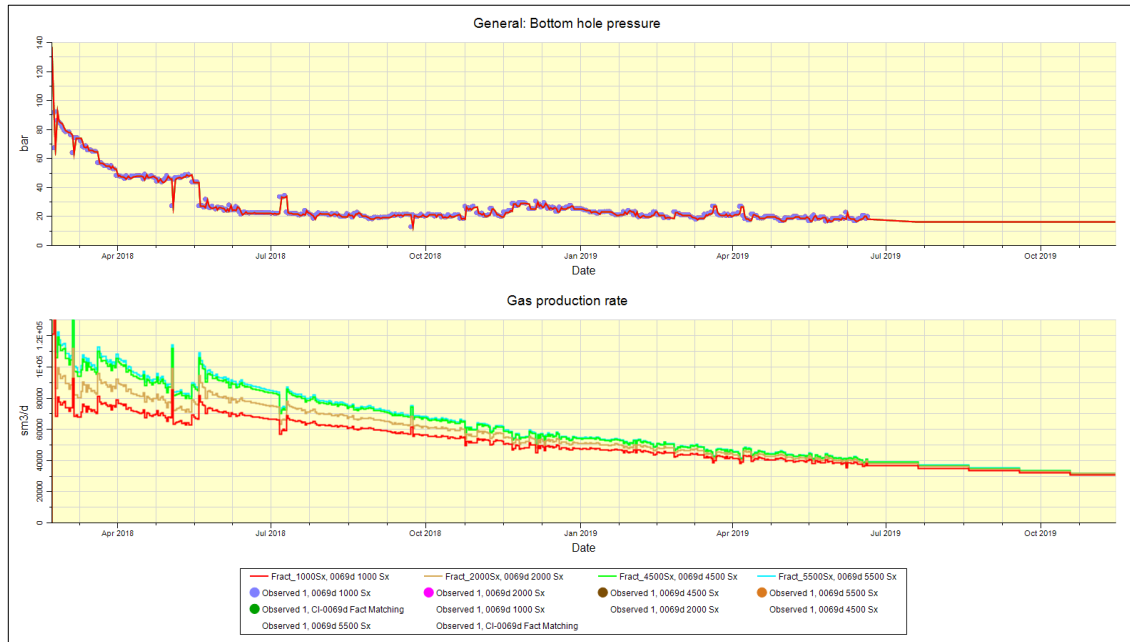


Fig. 24. Escenarios de producción según el largo de fractura.

Los valores de  $X_f$  adoptados en los distintos escenarios de producción, fueron determinados mediante el uso del software de simulación de fracturas. Se ejecutaron distintas simulaciones variando la cantidad de sacos de agente de sostén (Sx). Para este caso particular se simularon las geometrías generadas con 1000, 2000, 4500 y 5500 sacos de arena (fig. 25).

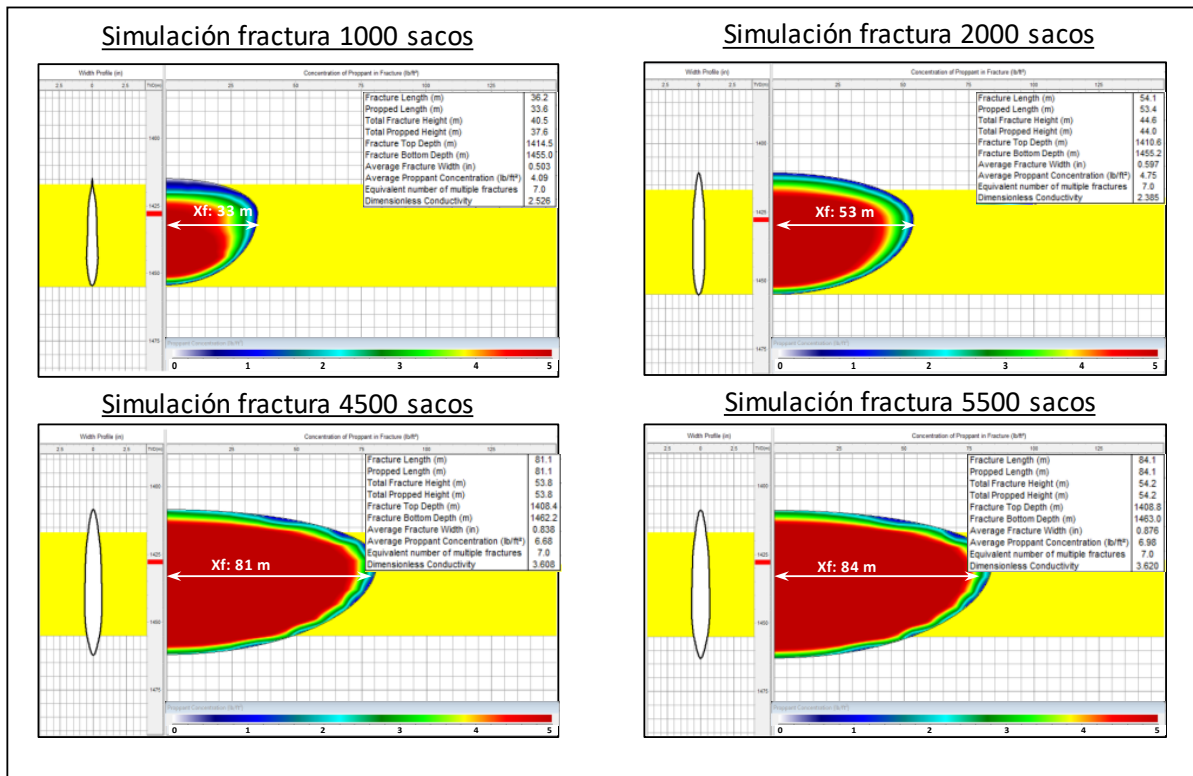
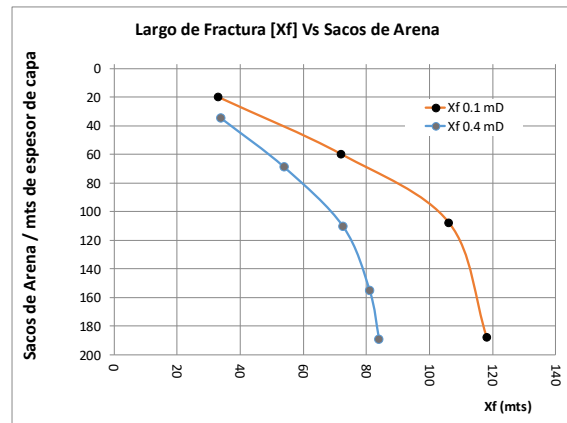


Fig. 25. Simulaciones de geometría de fractura para el pozo CI-69.

Con el fin de parametrizar el tamaño de la estimulación de acuerdo con las características de reservorio de cada pozo, se trabaja con el parámetro: cociente de sacos de arena totales sobre espesor total de capa ( $Sx_{arena} / H_{gross}$ ).

El grafico de la fig. 25 muestra la evolución del  $X_f$  a medida que se incrementa la cantidad de sacos de agente de sostén en los pozos de 0.1 mD y 0.4 mD.



**Fig. 25.** Variación del  $X_f$  respecto cantidad de agente de sostén. Pozos CI-62d y CI-69d (0.1 y 0.4 mD respectivamente).

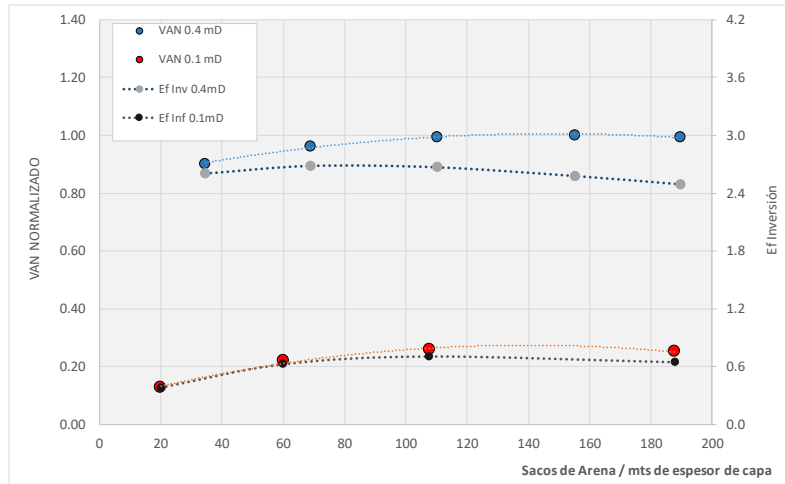
El siguiente paso en la optimización en los tamaños de fractura fue realizar el análisis económico para cada escenario planteado. Del simulador analítico de producción, se obtuvieron los perfiles de producción para los diferentes casos de estudio. Del simulador de diseño de fracturas se obtuvieron las geometrías de fractura y relación entre sacos de arena en formación y longitud de fractura ( $X_f$ ). Con todo esto se realizaron las evaluaciones económicas para cada escenario con el fin de determinar el mayor valor actual neto (VAN) y la eficiencia de la inversión ( $E_{finv}$ ), que se define como el cociente del VAN sobre la inversión.

La fig. 26 y 27 resumen los resultados obtenidos para los pozos de estudio.

| Pozo   | Sacos de Arena | $Sx / Mt$ espesor gross | $X_f$ (mts) | VAN Normalizado | $E_{finv}$ |
|--------|----------------|-------------------------|-------------|-----------------|------------|
| 0.4 mD | 1000           | 34                      | 34          | 0.91            | 2.6        |
| 0.4 mD | 2000           | 69                      | 54          | 0.97            | 2.7        |
| 0.4 mD | 3200           | 110                     | 73          | 1.00            | 2.7        |
| 0.4 mD | 4500           | 155                     | 81          | 1.00            | 2.6        |
| 0.4 mD | 5500           | 190                     | 85          | 1.00            | 2.5        |
| 0.1 mD | 500            | 20                      | 33          | 0.13            | 0.4        |
| 0.1 mD | 1500           | 60                      | 72          | 0.22            | 0.6        |
| 0.1 mD | 2694           | 108                     | 106         | 0.26            | 0.7        |
| 0.1 mD | 4700           | 188                     | 118         | 0.25            | 0.6        |

**Fig. 26.** Evaluaciones economicas de las simulaciones al incrementar los tamaños de fractura. VAN: Valor presente neto.  $E_{finv}$ : eficiencia de la inversión (VAN/Inversión).

De acuerdo a este análisis, se observa que a partir de los 100 sacos de arena por metro de capa se alcanza el VAN máximo. Para fracturas de mayor tamaño se mantiene el VAN en valores similares, aunque disminuye en cierto grado la eficiencia de la inversión. De esta manera, el desarrollo de las fracturas de Campo Indio a partir del 2017 fue con un diseño promedio de 120 sacos por metro de capa buscando la mejor relación entre la productividad del pozo y costos de terminación.

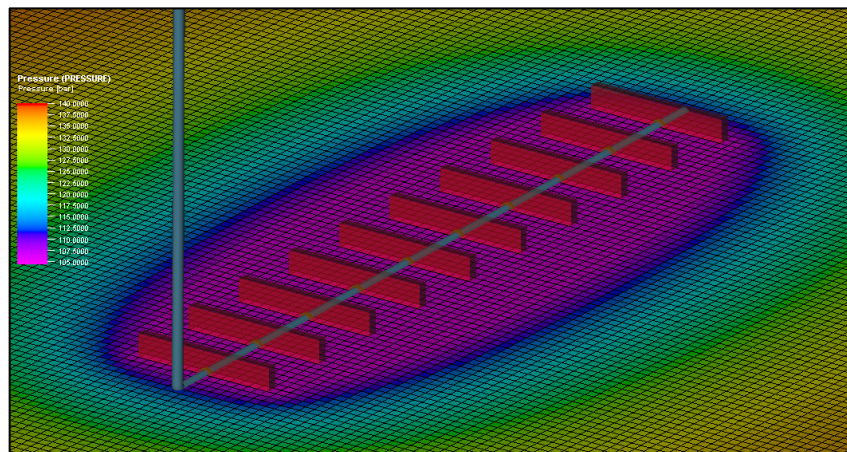


**Fig. 27.** VAN (valor presente neto) y Eficiencia de la inversión (VAN/inversión) pozos CI-69 y CI-62.

### Modelo conceptual de productividad de pozos horizontales

La contribución en la productividad del pozo por el flujo desde del pozo abierto, así como el largo de la sección horizontal y el tamaño y densidad de las fracturas, fue analizado para estimar el impacto de las distintas variables. Para ello se construyó un modelo numérico conceptual.

La fig. 28 muestra el pozo y la grilla modelados. Se aprecia la depletación generada por la producción. Las celdas son de 10x10x2m con 10 capas (espesor neto = 20m). La estimulación es simulada por el software aumentando la permeabilidad de aquellas celdas por donde atraviesa la geometría de las fracturas.



**Fig. 28.** Modelo conceptual para estimación de la productividad de pozos horizontales.

Resultados: se toma como escenario base a un pozo de 800m de largo horizontal, 10 etapas de fractura y largo de ala de fractura de 72 m. La tabla de la fig. 29 resume los resultados obtenidos. Como indicador de productividad, se tomó la producción acumulada en 12 meses manteniendo constante en todos los escenarios la misma presión dinámica de fondo de 40 kg/cm<sup>2</sup>. Para los parámetros de reservorio y de diseño de pozo se consideran rangos de variación que sean lo suficientemente grandes como para mostrar el impacto en la productividad y que además se mantengan dentro de valores factibles.

| Escenario | K, mD | Xf, m      | L, m        | Nº etapas | Conexión a la grilla | Gp (12 meses) MMm3 |
|-----------|-------|------------|-------------|-----------|----------------------|--------------------|
| 1         | 1     | 72         | 800         | 10        | Fracturas            | 118                |
| 2         | 0.1   | 72         | 800         | 10        | Fracturas            | 20                 |
| 3         | 1     | <b>33</b>  | 800         | 10        | Fracturas            | 18                 |
| 1         | 1     | <b>72</b>  | 800         | 10        | Fracturas            | 20                 |
| 4         | 1     | <b>107</b> | 800         | 10        | Fracturas            | 22                 |
| 5         | 0.1   | <b>33</b>  | 800         | 10        | Fracturas            | 109                |
| 2         | 0.1   | <b>72</b>  | 800         | 10        | Fracturas            | 118                |
| 6         | 0.1   | <b>107</b> | 800         | 10        | Fracturas            | 124                |
| 7         | 1     | 72         | 800         | <b>5</b>  | Fracturas            | 76                 |
| 1         | 1     | 72         | 800         | <b>10</b> | Fracturas            | 118                |
| 8         | 0.1   | 72         | 800         | <b>5</b>  | Fracturas            | 11                 |
| 2         | 0.1   | 72         | 800         | <b>10</b> | Fracturas            | 20                 |
| 1         | 1     | 72         | <b>800</b>  | 10        | Fracturas            | 118                |
| 9         | 1     | 72         | <b>1200</b> | 15        | Fracturas            | 167                |
| 2         | 0.1   | 72         | <b>800</b>  | 10        | Fracturas            | 20                 |
| 10        | 0.1   | 72         | <b>1200</b> | 15        | Fracturas            | 30                 |
| 1         | 1     | 72         | 800         | 10        | <b>Fracturas</b>     | 118                |
| 11        | 1     | 72         | 800         | 10        | <b>Pozo abierto</b>  | 91                 |
| 12        | 1     | 72         | 800         | 10        | <b>Ambos</b>         | 142                |
| 2         | 0.1   | 72         | 800         | 10        | <b>Fracturas</b>     | 20                 |
| 13        | 0.1   | 72         | 800         | 10        | <b>Pozo abierto</b>  | 14                 |
| 14        | 0.1   | 72         | 800         | 10        | <b>Ambos</b>         | 31                 |

**Fig. 29.** Resultados comparativos de la influencia de las distintas variables en la productividad del pozo horizontal. Los parámetros en negrita son los que difieren del escenario base. K: permeabilidad de reservorio, Xf: largo de un ala de fractura, L: largo sección horizontal.

A partir de estos cálculos se observa que la productividad de los pozos horizontales está influenciada principalmente por la permeabilidad. En cuanto al diseño de pozo, es significativa la influencia del largo de la sección horizontal y de la densidad de fracturas. También es importante el aporte del pozo abierto en comparación a las fracturas (con dependencia de la conectividad vertical del reservorio, que es un parámetro de gran incertidumbre). Con respecto al tamaño de fractura, se estima que el impacto es menor a los otros parámetros de diseño.

## Conclusiones

Se describieron los trabajos relacionados con la estimulación de pozos verticales y horizontales durante el desarrollo del Yacimiento Campo Indio. Se enumeran las principales conclusiones:

- La estimulación hidráulica masiva de pozos verticales y horizontales hizo posible el desarrollo exitoso de las zonas de baja permeabilidad de Campo Indio.
- Como es de esperar en este tipo de operaciones, resulta difícil encontrar correlaciones entre productividad y parámetros de diseño o propiedades del reservorio. Sin embargo, los datos permiten concluir que el haber elevado el tamaño de los tratamientos a un rango de 2500-3500 bolsas resultó en una mejora considerable de la economía de los pozos.
- Los perfiles de producción con altos caudales iniciales muestran que las fracturas realizadas lograron una significativa aceleración de la producción.
- La utilización de arena resinada curable, en un volumen del 30% del total, contribuyó a reducir la devolución de agente de sostén.
- La operación de puesta en marcha fue mejorada dejando mayor tiempo de reposo post fractura antes de la inducción con nitrógeno, probablemente debido a una mejor ruptura del gel.
- La determinación del alto de fractura mediante arena trazada resultó en un dato adicional para el modelado de la geometría de fractura.
- Los incrementos súbitos de presión que derivaron en “arenamientos” prematuros se contrarrestaron reduciendo los caudales de tratamiento e incrementando los diámetros de orificios de punzado.

- Para pozos horizontales, la terminación a pozo abierto con camisas activadas con el sistema *ball dropping* tuvo un buen funcionamiento en lo operativo. Se estima que también favoreció a la productividad la posibilidad de producir desde el pozo abierto y desde las fracturas a la vez.
- Los perfiles de imagen fueron de utilidad para estimar la dirección de esfuerzos máximos y definir la orientación de los pozos horizontales.
- A partir de los datos obtenidos con estudios de trazadores, no se lograron identificar patrones de correlación entre la productividad de las etapas de fractura con el tamaño de las mismas o propiedades de reservorio estimadas con perfiles eléctricos.
- Los estudios de trazadores mostraron la importancia de la limpieza de toda la sección horizontal para garantizar el aporte de todas las fracturas.
- El modelado de la productividad de pozos verticales y horizontales y la sensibilidad a los distintos parámetros de terminación y estimulación ayudaron a definir los diseños de pozo.

### Unidades

|                    |                                                                        |
|--------------------|------------------------------------------------------------------------|
| m                  | Distancia, metro                                                       |
| ft                 | Distancia, pie                                                         |
| “                  | Distancia, pulgada                                                     |
| m <sup>3</sup>     | Volumen, metro cúbico                                                  |
| Mm <sup>3</sup> /d | Caudal de gas, miles de metros cúbicos por día en condiciones estándar |
| bpm                | Caudal, barriles por minuto                                            |
| kg/cm <sup>2</sup> | Presión, kilogramos por centímetro cuadrado                            |
| psi                | Presión, libras por pulgada cuadrada                                   |
| mD                 | Permeabilidad, milidarcys                                              |
| ppg                | Concentración de agente de sostén, libras por galón                    |

### Referencias

1. Ernesto Aimar, Martín Cevallos, Alejandro Cangini, Federico Mas Cattapan, Victor Vega. “Extensión y Desarrollo de los Reservorios de Baja permeabilidad del Yacimiento Campo Indio, Formación Magallanes (Maastrichtiano Tardío – Daniano), Cuenca Austral Argentina.” Noviembre 2018, Mendoza.
2. Florencia Melendo, Fernando Solanet. “Optimización Económica a través del Re-diseño de Pozos en un Campo Tight Gas Marginal.” 3º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos”, Buenos Aires, 2017

### Agradecimientos

Los autores agradecen a CGC por la posibilidad de disponer de la información para esta publicación. Gracias a los que desde las distintas disciplinas contribuyeron al desarrollo de Campo Indio. Un agradecimiento especial a Ernesto Aimar, Carlos Gargiulo y Gustavo Kruse por sus contribuciones a este trabajo.

## **Breve Cv**

### **MARIANO BRUZZON**

Ingeniero Industrial, UBA. Especialista en producción de petróleo y gas, ITBA. Posee más de 10 años de experiencia en la industria trabajando en las empresas Pluspetrol y CGC. Actualmente se desarrolla como Ingeniero Sr. de Reservorios en CGC.

### **ANDRES S. CREMONINI**

Ingeniero en Petróleo, ITBA. Trabajó en Ingeniería de Reservorios y en Operaciones en distintas empresas en Argentina y en el exterior. Actualmente está a cargo de la Gerencia de Almacenamiento en CGC. Miembro de la SPE.

### **FLORENCIA MELENDO**

Ingeniera Química, UBA, Especialista en terminación de pozos en reservorios no convencionales, ITBA. En sus más de 10 años de experiencia en la Industria de Oil & Gas trabajó como Project Manager e Ingeniera de Reservorios en Petrobras Argentina y CGC. Actualmente se desempeña en CGC como Ing. de Producción especializándose en Fracturas en la Cuenca Austral.

### **JOSE VEGA SAINZ**

Ingeniero Industrial, UNSa (Salta). Especialista en Yacimientos de Petróleo y Gas, Rama Producción, UBA. Trabajó en Ingeniería de Producción y Operaciones de Terminación y Workover en empresas de Argentina y del exterior. Actualmente está a cargo del Departamento de Terminación y Workover de CGC.