

Estimulación hidráulica de pozos verticales y horizontales en el desarrollo de un yacimiento de baja permeabilidad en Cuenca Austral

Por **Mariano Bruzzon**, **Andrés Cremonini**, **Florencia Melendo** y **José Vega Sainz** (CGC)

Se presentan las experiencias en terminación y estimulación de pozos durante el desarrollo del yacimiento Campo Indio (Fm. Magallanes Inferior) ubicado en la Cuenca Austral. El reservorio se encuentra a 1400 m de profundidad y tiene un espesor permeable de entre 10 m y 20 m.

Este trabajo fue premiado como 2° Mejor Trabajo Técnico del 7° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado por el IAPG en noviembre, 2019 (Mar del Plata).

El Yacimiento Campo Indio se encuentra en la Cuenca Austral a 150 km hacia el noroeste de la ciudad de Río Gallegos (Figura 1). Comenzó su desarrollo en los años noventa con la producción de petróleo en la Forma-

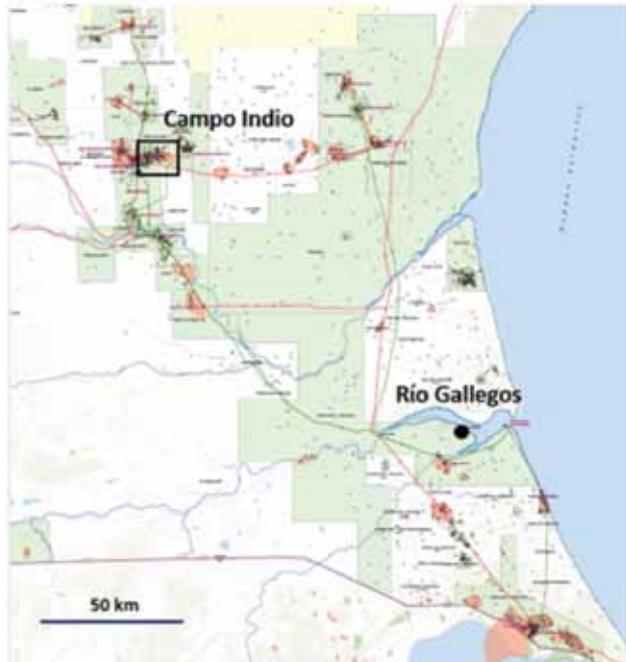


Figura 1. Mapa de la ubicación del yacimiento Campo Indio.

ción Springhill a 3000 m de profundidad. El desarrollo de la Formación Magallanes Inferior se inició en 2001.

La acumulación es una estructura monoclinnal con baja inclinación hacia el sur y entrapamiento estratigráfico. En la figura 2 se muestra el mapa estructural en el cual 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 m y 20 m. Se trata de una arenisca glauconítica con una porosidad promedio de un 22%. En la figura 3 se 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/cm². La temperatura fue 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 20.000 m³/m³. El área del reservorio está delimitada por una pérdida de propiedades petrofísicas de la capa M1.

Según la calidad del reservorio, el yacimiento se divide arealmente en las zonas Occidental, Oriental y Norte (Figura 4). La Zona Occidental tiene una buena permeabilidad de hasta 200 mD y fue desarrollada con 23 pozos verticales principalmente entre 2002 y 2011. La zona Oriental, don-

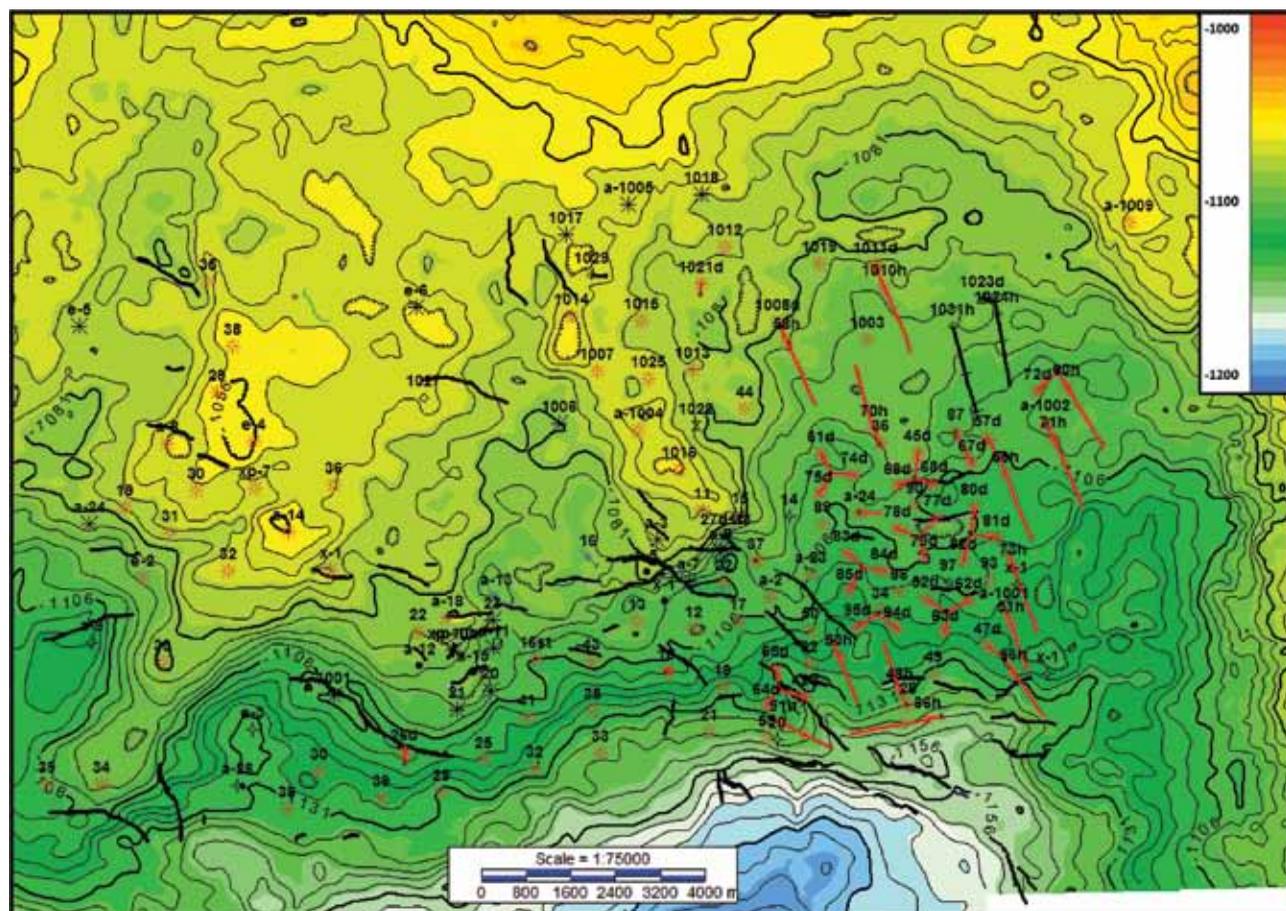


Figura 2. Mapa estructural al tope del reservorio M1.

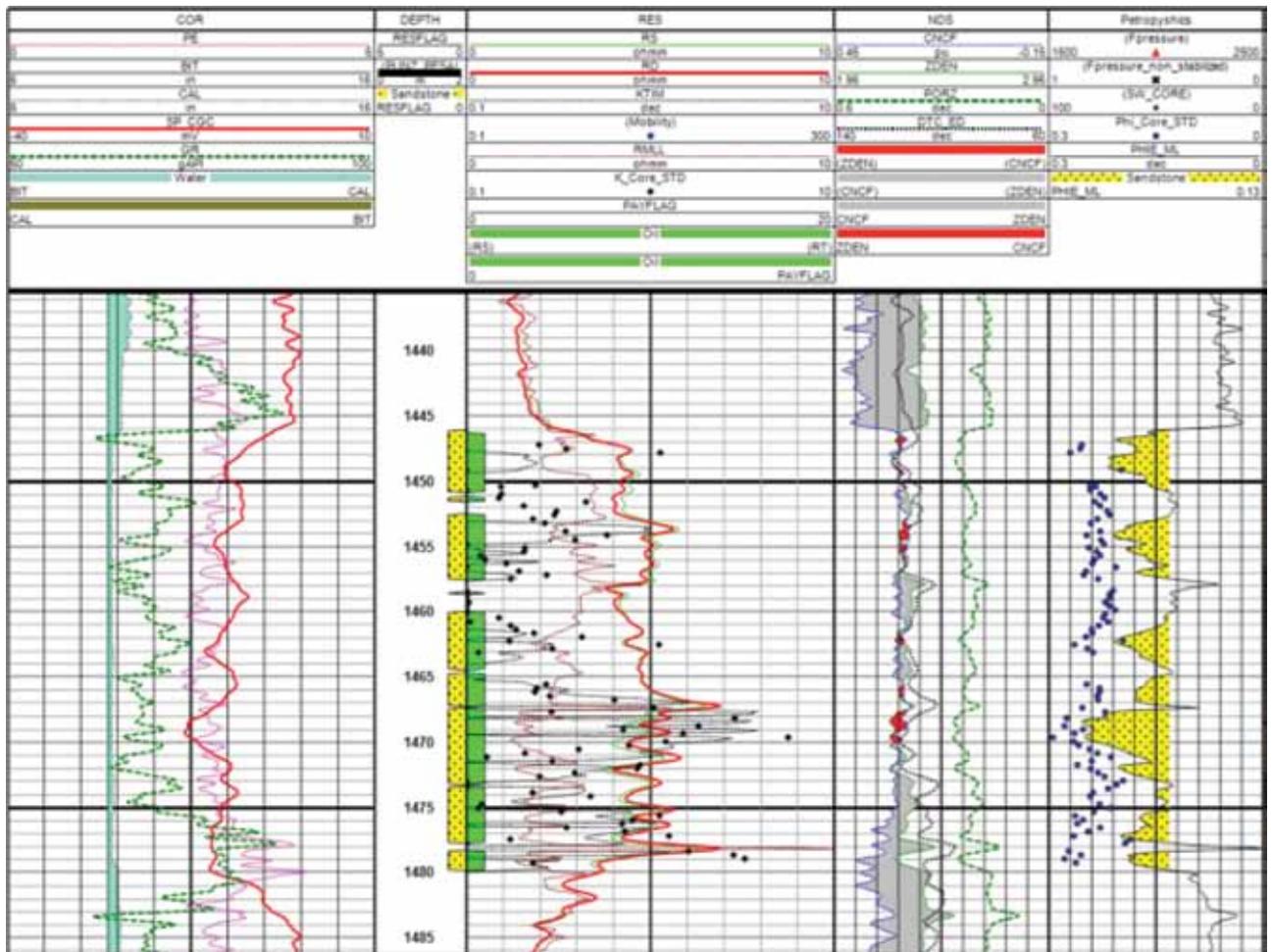


Figura 3. Perfiles eléctricos y datos de corona del pozo CI-28.

de se centran las experiencias de estimulación descritas en este trabajo, tiene una permeabilidad promedio menor que 1 mD. El desarrollo principal ocurrió desde 2017 con la perforación de 38 pozos verticales y 12 pozos horizontales hasta mediados de 2019. En la zona Norte, también desarrollada desde 2017, se perforaron 17 pozos verticales y un horizontal. Esta última zona, alterna pozos con muy buen espesor permeable con otros marginales o improductivos. En la figura 5 se muestra la historia de producción que refleja el incremento de producción de gas proveniente de los nuevos desarrollos.

La zona Oriental, de baja permeabilidad, se desarrolló con pozos verticales y desviados, entubados con cañería única (*monobore slimhole*). Hacia los bordes de menor espesor se perforaron pozos horizontales estimulados con fracturas múltiples.

Dadas las capacidades de las instalaciones disponibles, los pozos nuevos se captan inicialmente en media presión (Presión en boca de pozo - Pbp: 40 kg/cm² aprox.) y luego de algunos meses se pasan a baja presión (Pbp: 15 kg/cm² aprox.). Además de los controles de producción en baterías, algunos pozos se encuentran equipados con placa orificio. También pueden controlarse mediante separadores móviles de boca de pozo o mediante equipo ultrasónico.

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 (900 m). 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. Luego de experimentar con ambos diámetros, se optó por continuar el desarrollo con el más pequeño (2 7/8"). Mayores detalles sobre la perforación y la 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

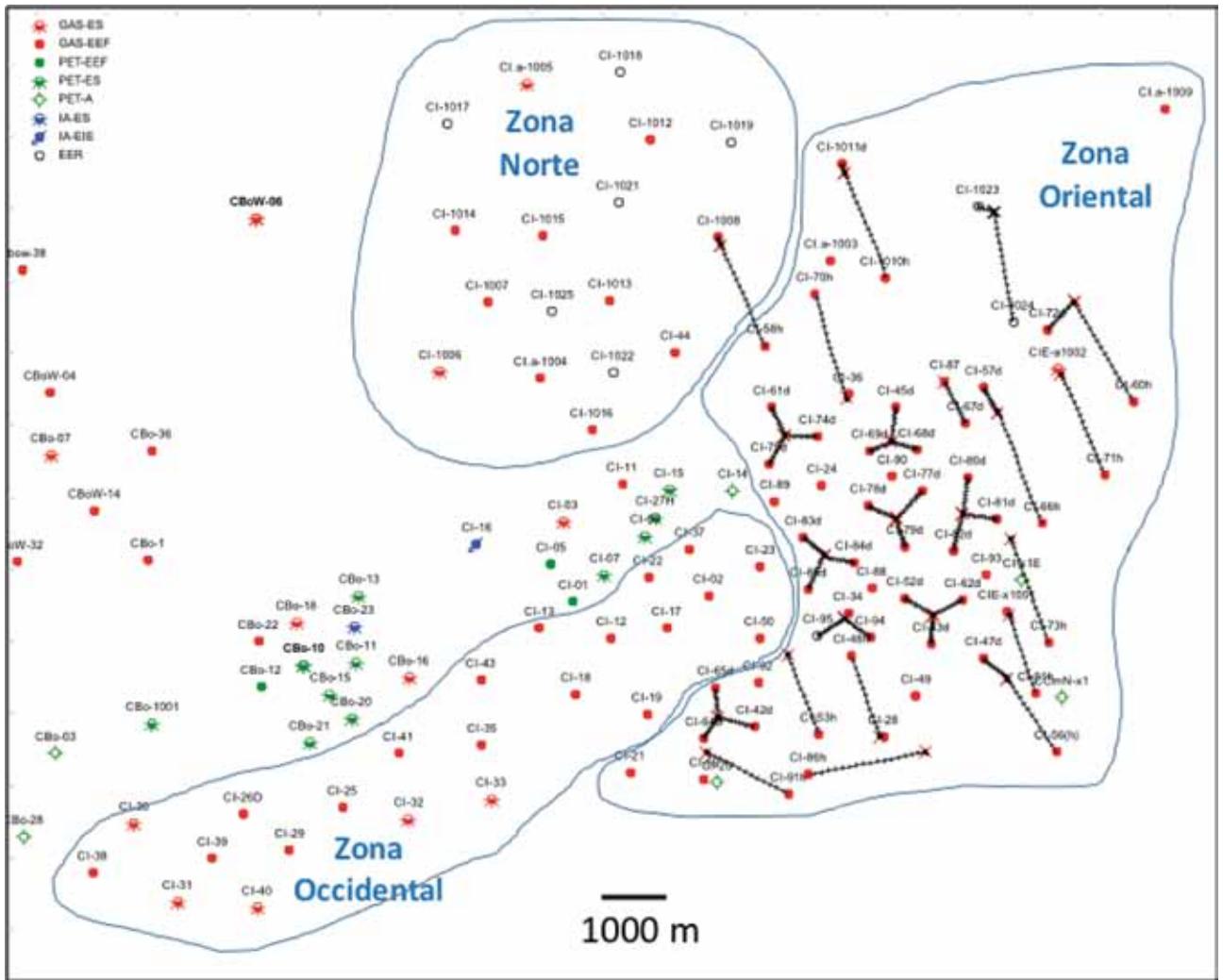


Figura 4. División del yacimiento en zonas según la calidad petrofísica del reservorio.

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



Figura 5. Historia de producción de gas que muestra el impacto del desarrollo de las zonas Oriental y Norte a partir de 2017.

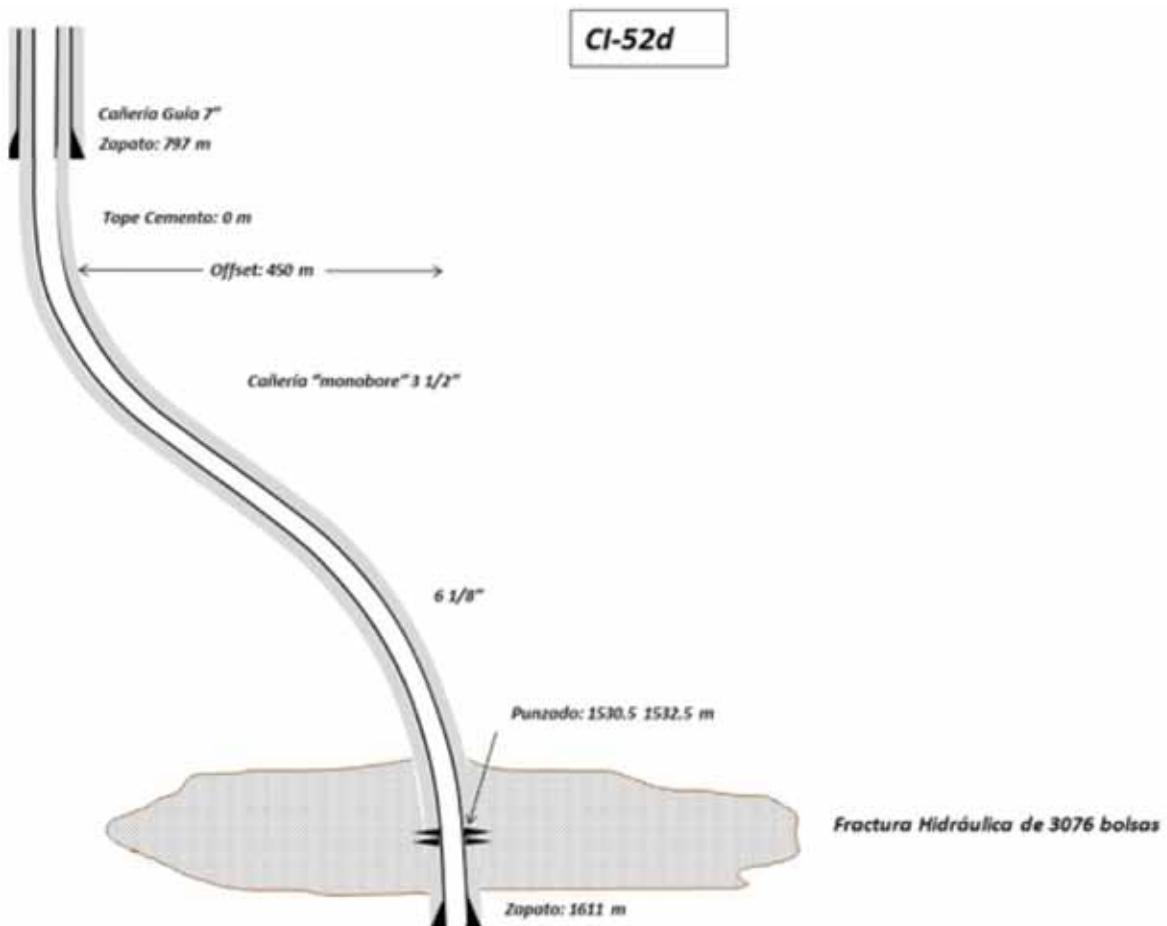


Figura 6. Esquema de pozos desviados *monobore slimhole*.

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.

En la figura 7 se muestran 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.

Evolución de los diseños de fractura en pozos verticales

Durante el desarrollo de la zona de baja permeabilidad (Oriental) se introdujeron variaciones en los diseños de fractura con el objetivo de aumentar la productividad,

reducir costos y lograr operaciones sin arenamientos prematuros y seguras.

Los ensayos previos a la fractura son “sin entrada”, esto hace imposible contar con datos de incremento de productividad prefractura *versus* posfractura.

Se incrementó sustancialmente el volumen de los tratamientos de estimulación hidráulica con respecto a lo que se habían realizado previo a 2017, en donde se utilizaban 50 sacos de agente de sostén por metro de capa a 120 sacos en promedio. Esto representó un incremento aproximado en total de bolsas de 500 a 3000. Se considera que este aumento significativo en el tamaño logró mejorar la productividad de los pozos. En la figura 8 se muestra el número de bolsas *versus* la productividad posfractura. Si bien la correlación es dispersa, se considera apreciable la mejora de productividad al variar el número de bolsas en las magnitudes antes descritas.

Puede observarse mejor correlación cuando se comparan propiedades petrofísicas del reservorio con la productividad alcanzada. Este parámetro resulta ser el más determinante en la productividad de los pozos. En el gráfico de la figura 9 se correlaciona la productividad posfractura con el espesor facies 1. Este parámetro resulta de discriminar los espesores del reservorio de mejores propiedades petrofísicas.

En cuanto a los caudales de bombeo, los primeros tratamientos fueron de 18 a 23 bpm. En algunos pozos se observó que a estos caudales se producían incrementos súbitos de presión durante el bombeo de concentraciones de

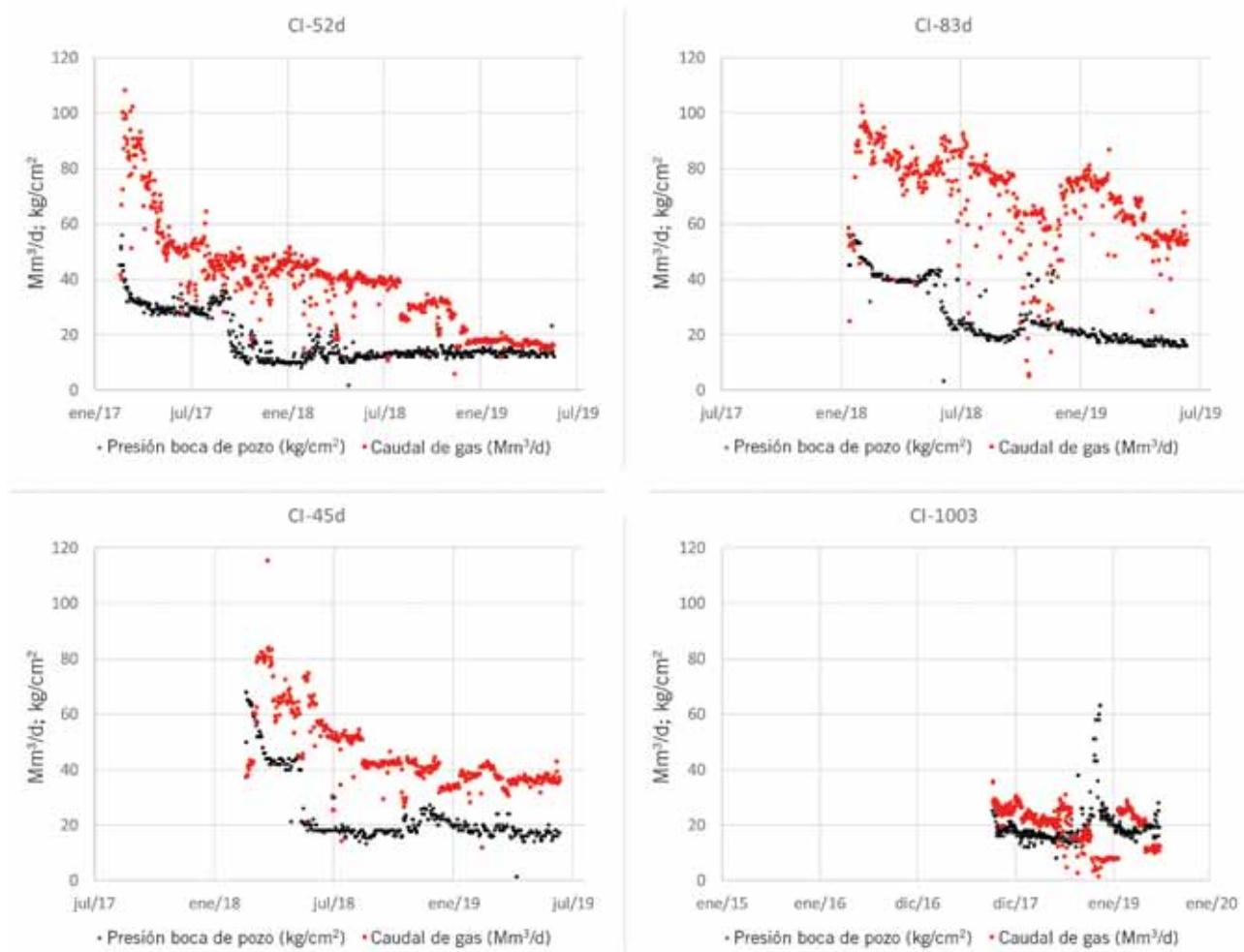


Figura 7. Gráficos típicos de producción de pozos verticales.

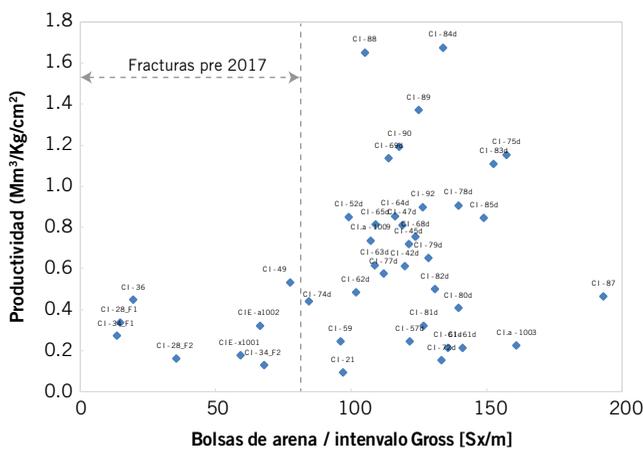


Figura 8. Productividad posfractura versus número de bolsas de agente de sostén.

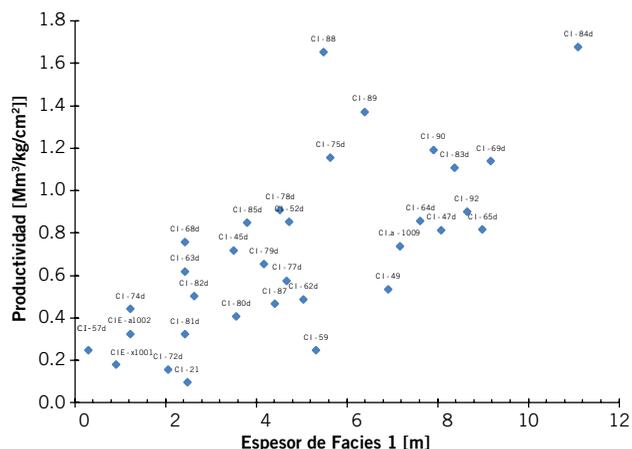


Figura 9. Productividad posfractura versus espesor reservorio de mejor calidad.

arena cercanas a las 5 ppg. Esto derivaba en la necesidad de realizar modificaciones al programa de fractura durante la operación con el fin de evitar los “arenamientos” prematuros (*screen out*). Estas modificaciones incluían reducción de caudal o de concentración de agente de sostén de acuerdo al caso. En las figuras 10 y 11 se muestran ejemplos de cartas de fractura evidenciando el efecto descripto.

Con el fin de mitigar los efectos mencionados, se traba-

jó 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 pulgadas).

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



Figura 10. Carta de fractura CI-83d.



Figura 11. Carta de fractura CI-1003.

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 al comienzo de la campaña eran elevados (hasta un 10% del total bombeado), fueron reducidos a menos del 2%.

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 posfractura fue mayor a aproximadamente una semana, disminuyeron los tiempos de limpieza y puesta en marcha. Hubo casos de pozos, con pocos días de reposo posfractura, que se debieron 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.

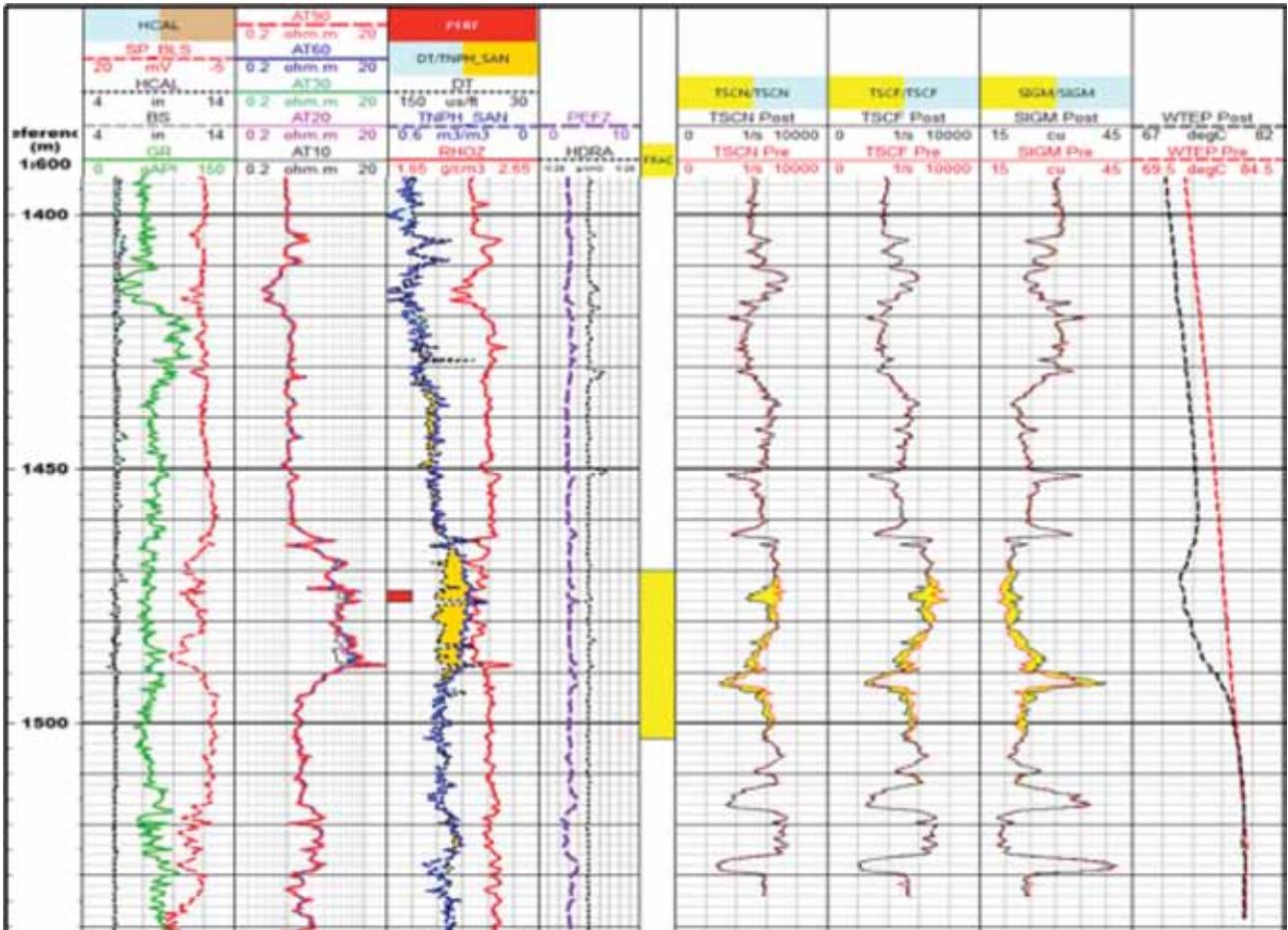


Figura 12. Perfil combinado del pozo CI-69d que muestra interpretación del crecimiento en altura de la fractura.

La fluencia de limpieza (*flow back*) se realizó con caudales intermedios (presión en boca de pozo aproximada de 40 a 60 kg/cm²), con el fin de encontrar 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.

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. El perfil utilizado fue el neutrón pulsante registrado prefractura y posfractura. 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. En la figura 12 se 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-1476 m) se observa un crecimiento mayor hacia abajo.

En el pozo CI-88 se inyectaron 3050 bolsas, de las cuales el 30% fueron trazadas. En la figura 13 se 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-1416 m) el crecimiento queda contenido en la zona central de la arena M1.

La disminución de temperatura en ambos casos indica 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.

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 *versus* horizontales fue aproximadamente similar si se considera una relación tres verticales *versus* 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 800 m con 10 etapas de fractura. Los diseños más recientes se extendieron a 1200 m 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 del pozo en figura 14).

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 (solo 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 105 m 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.

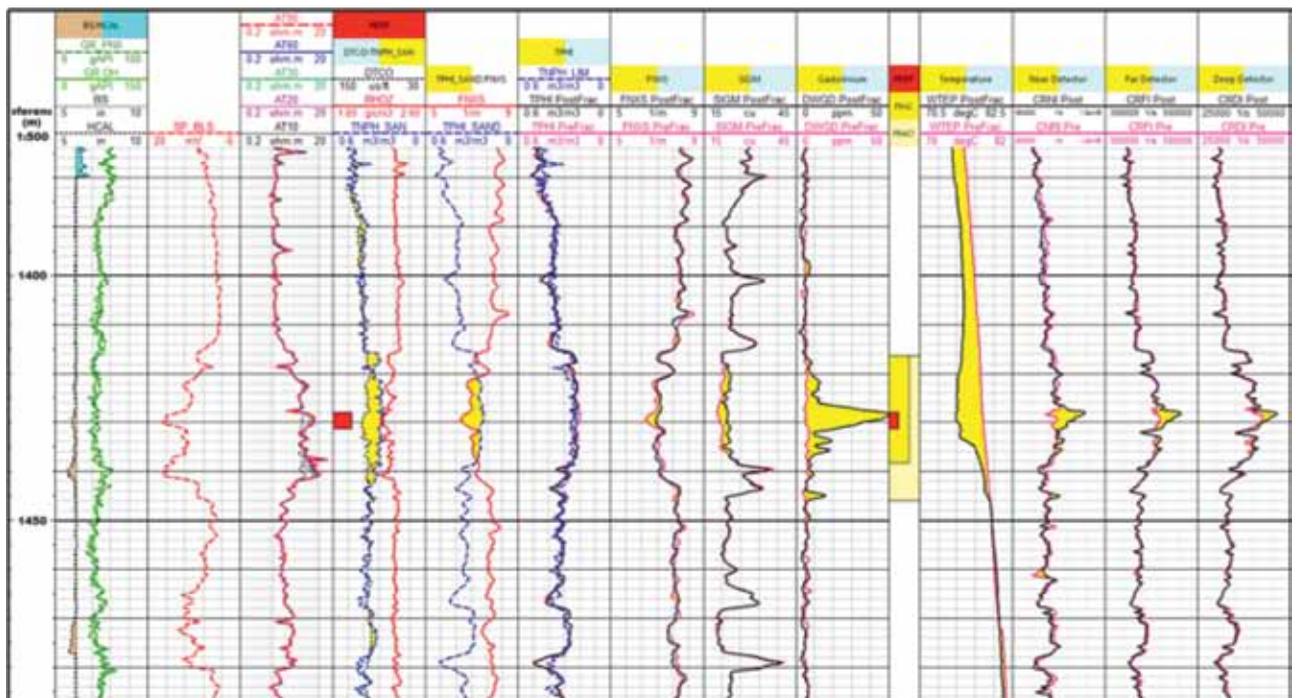


Figura 13. Perfil combinado del pozo CI-88 que muestra interpretación del crecimiento en altura de la fractura.

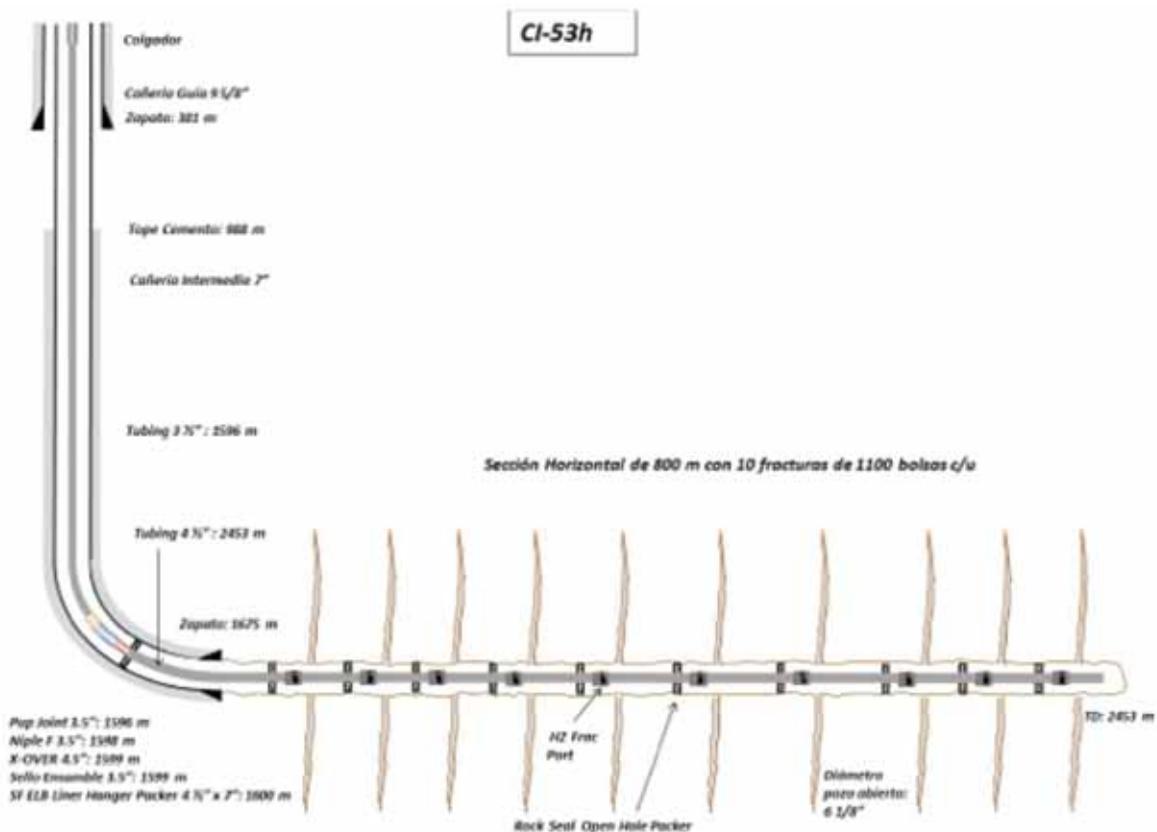


Figura 14. Esquema de pozo horizontal típico.

La mayoría de los diseños de fractura fueron de unas 1500 bolsas de agente de sostén por etapa, las últimas concentraciones de cada etapa fueron 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.

La limpieza posfractura se realizó con *coiled tubing* al limpiar 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 figura 15 muestran ejemplos del perfil de producción de los pozos horizontales. Se observa una gran declinación atribuible a la baja permeabilidad del reservorio.

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, se concluye que la dirección más probable del esfuerzo horizontal máximo (S_{hmax}) es de 72° .

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 micro-resistivo. El procedimiento consistió en realizar un registro previo e instalar el *casing hasta* el tope de la formación de-

jando el reservorio a pozo abierto. Luego se realizó un minifrac (17.000 gal de agua- figura 16) y, finalmente, se repitió el mismo registro. Lamentablemente, por problemas técnicos, no se pudo realizar el registro luego de la fractura principal. En la figura 17 se muestran los resultados obtenidos, donde se puede apreciarse la fractura generada. La principal observación de este estudio es el rumbo interpretado de 75° . El mismo puede considerarse coincidente con lo interpretado en el rumbo del estudio 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 la 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 figuras 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).

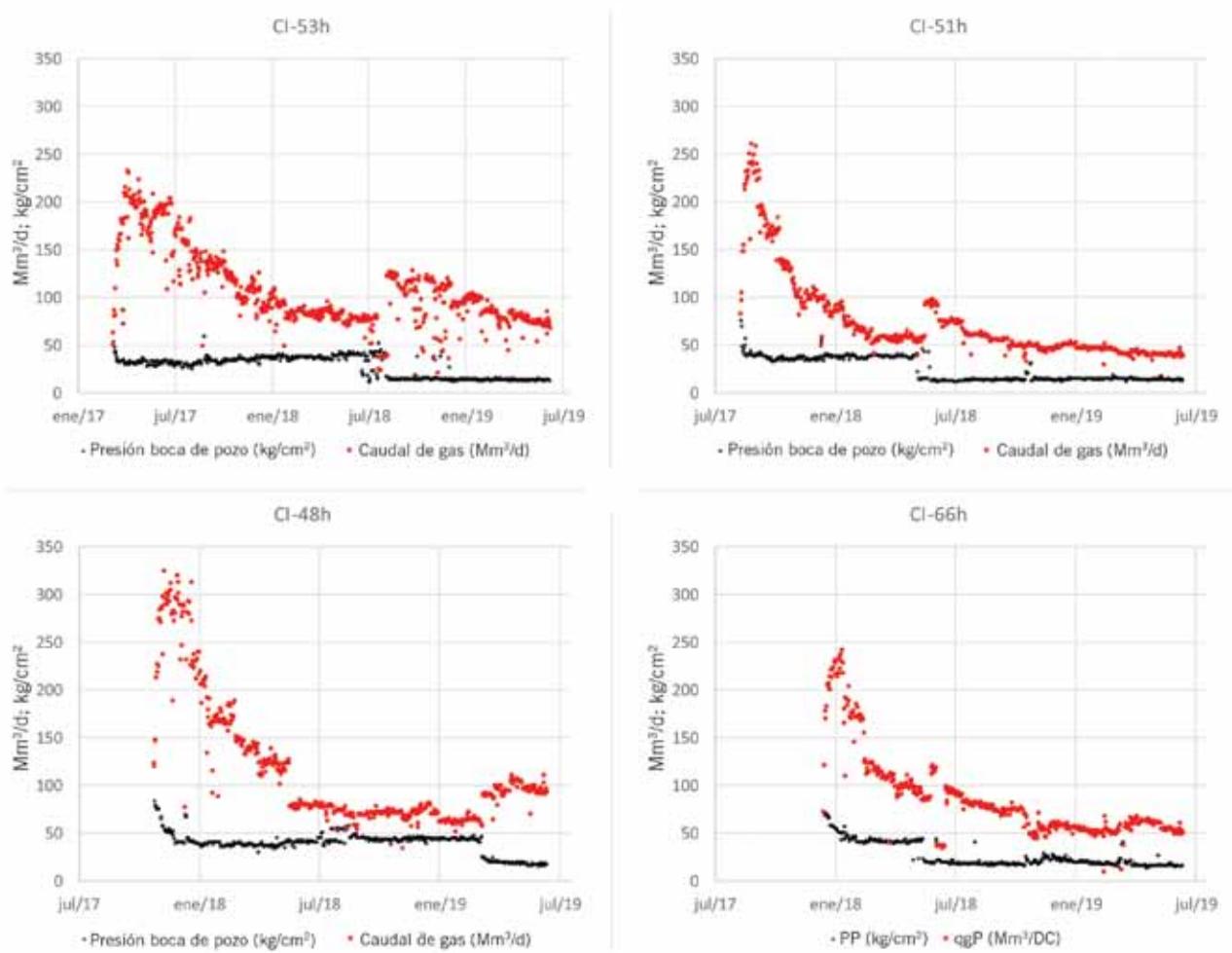


Figura 15. Perfiles de producción típico de pozos horizontales.

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 (Figura 20). Por este motivo, se es-

tableció 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 figura 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 figura 19. En el pozo CI-56h se redujo el tamaño del tratamiento por un problema operativo. No se observa que esto afecte la producción.

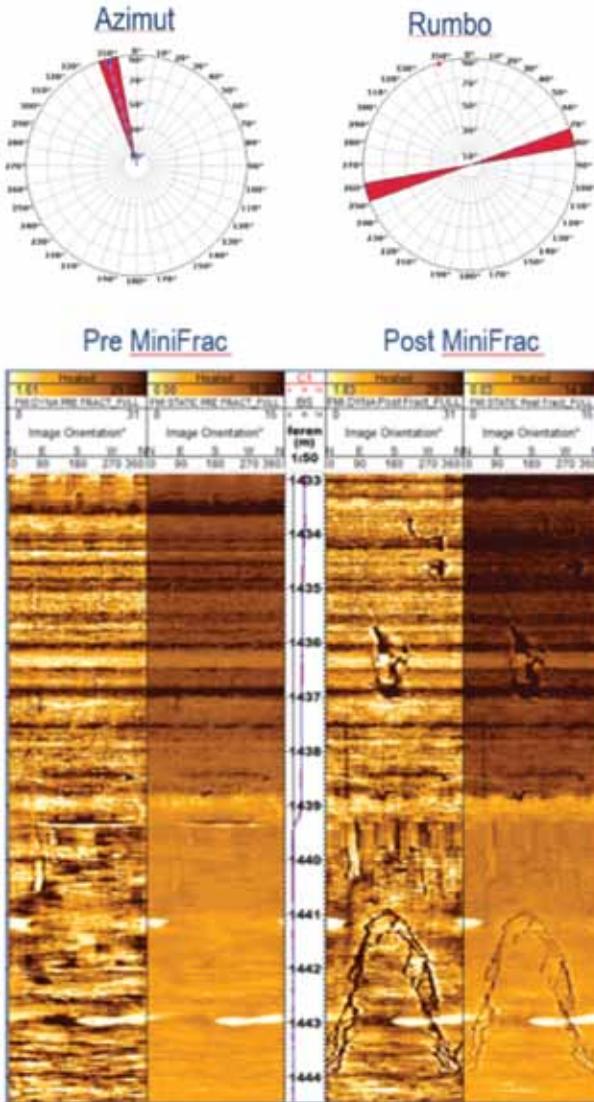
Tampoco pudo observarse correlación con la producción si se tienen en cuenta la calidad de la petrofísica determinada por el perfilaje horizontal. Las etapas 1, 2, 9 y 10 de la figura 19 (pozo CI-56h) muestran una producción promedio de agua y gas para un espesor neto navegado nulo. Es probable que las propiedades petrofísicas sean mejores en un nivel distinto al navegado por el pozo, pero si contactado por la fractura generada.

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.



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



Características de la fractura generada en 1441/44:

- Azimut 345 °
- Buzamiento 89 °
- Rumbo 75 °-255 °
- Alto en la pared del pozo 3 m

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 (Qg) y presión dinámica de boca de pozo (Pbp). Para estimar las presiones dinámicas de fondo se utilizaron correlaciones de flujo multifásico, que fueron ajustadas 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 (Xf), radio de drenaje (Rd) y permeabilidad (k).

En la figura 21 se resume las principales variables para la simulación analítica de cada pozo.

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 (Xf) cargada fue estimada con un software de simulación para el diseño de fracturas. El Radio de drenaje (Rd) y la permeabilidad (K) fueron las variables de ajuste que permitieron reproducir los datos dinámicos (Figura 23).

Figura 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.

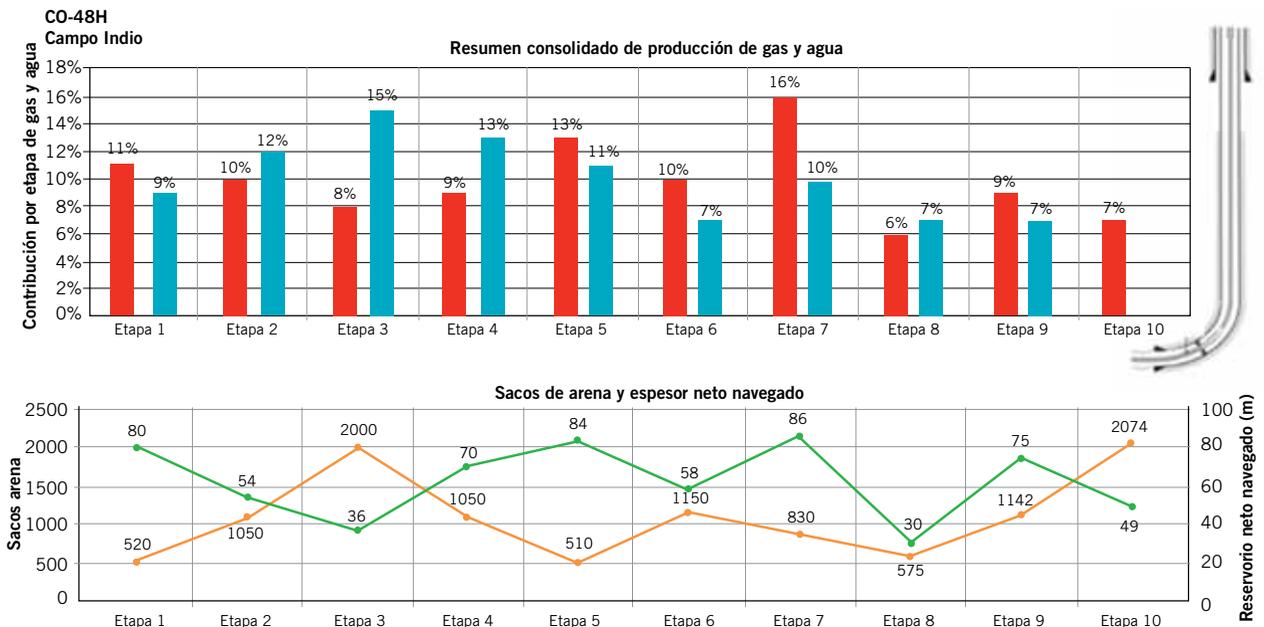


Figura 18. Estudio de trazadores realizado en CI-48h.

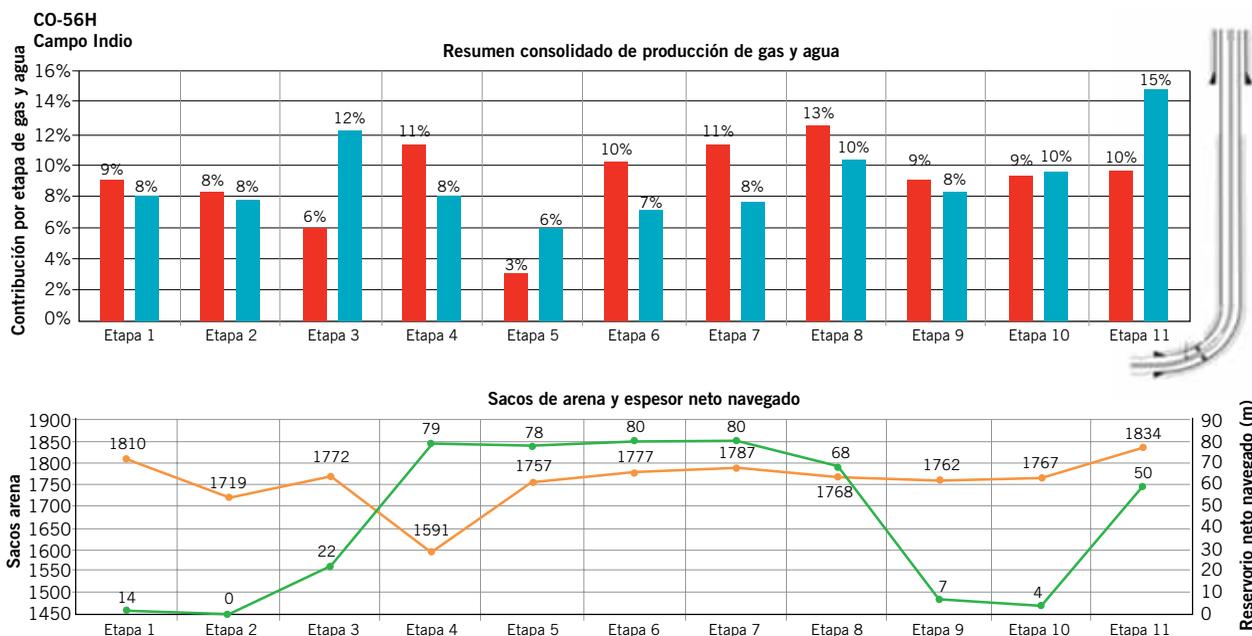


Figura 19. Estudio de trazadores realizado en CI-56h.

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 (Figura 24).

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 (S_x). Para este caso particular se simuló las geometrías generadas con 1000, 2000, 4500 y 5500 sacos de arena (Figura 25).

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 are-

na totales sobre espesor total de capa ($S_x \text{ arena} / H \text{ gross}$).

El gráfico de la figura 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.

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 la 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.

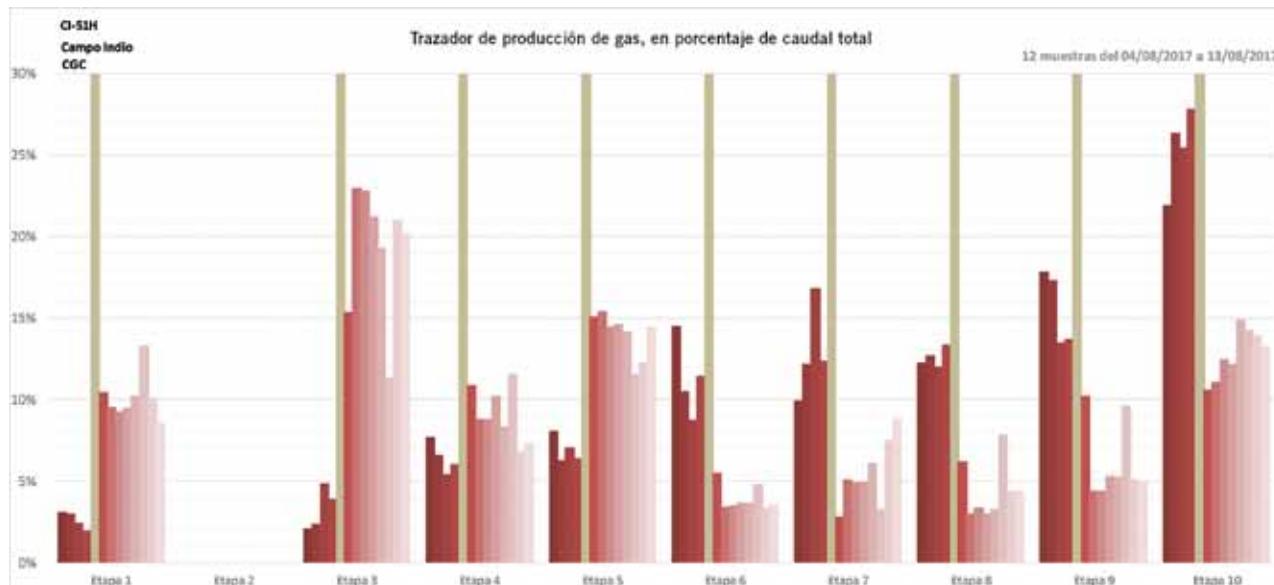


Figura 20. Estudio de trazadores realizado en CI-51h. La Etapa 2 no pudo trazarse por un problema operativo.

	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 ²)	230400	360000
Permeabilidad (mD)	0.1	0.4
Largo de fractura (m)	106	72

Figura 21. Parámetros de ajuste.

En las figuras 26 y 27 se resumen los resultados obtenidos para los pozos de estudio.

De acuerdo con 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 de 2017 fue con un diseño promedio de 120 sacos por metro de capa buscando la mejor relación entre la productividad del pozo y los costos de terminación.

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 la densidad de las fracturas fueron analizadas para estimar el impacto de las distintas variables. Para ello se construyó un modelo numérico conceptual.

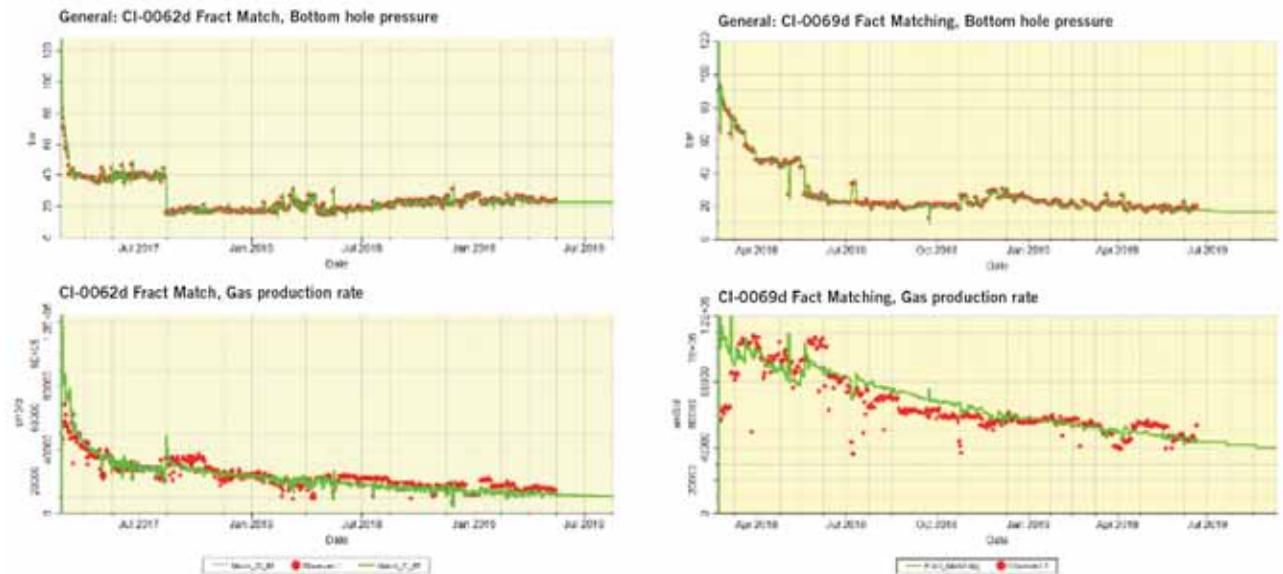


Figura 23. Ajuste de historia de producción del pozo CI-69d y CI-62.

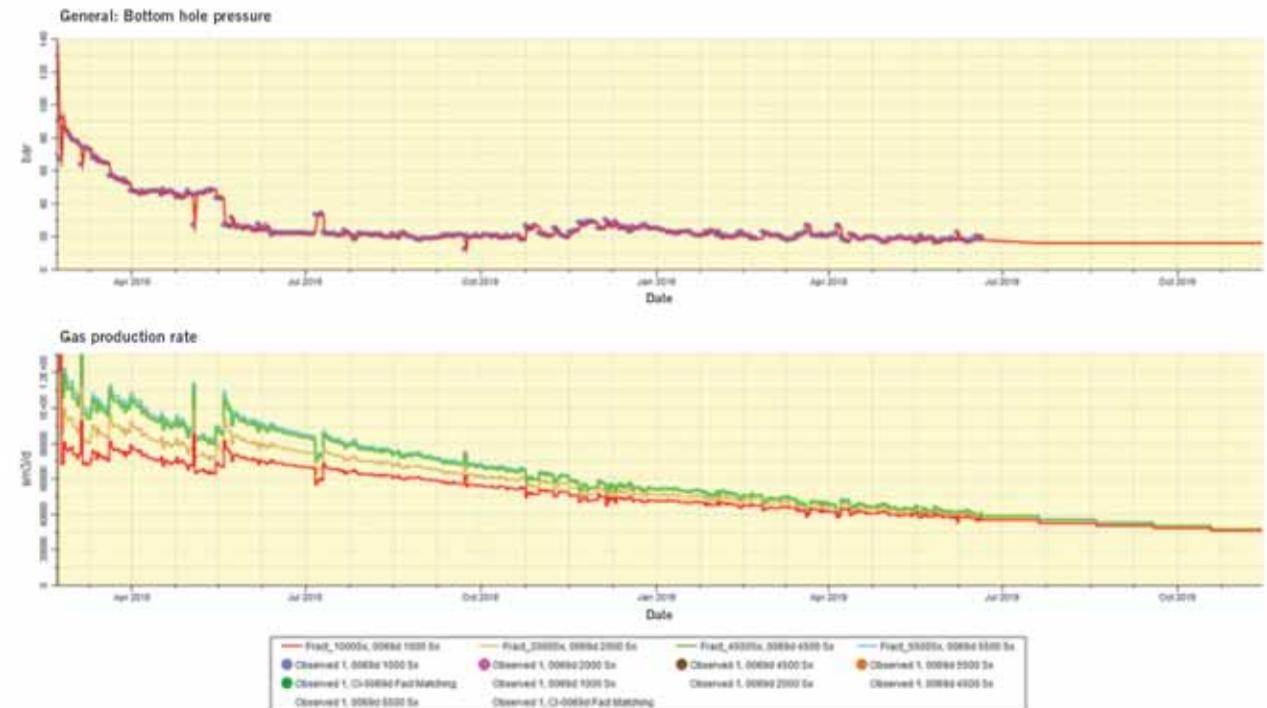


Figura 24. Escenarios de producción según el largo de fractura.

En la figura 28 se muestra el pozo y la grilla modelados. Se aprecia la depletación generada por la producción. Las celdas son de 10 x 10 x 2 m con 10 capas (espesor neto = 20 m). La estimulación es simulada por el software aumentando la permeabilidad de aquellas celdas por donde atraviesa la geometría de las fracturas.

Resultados: se toma como escenario base a un pozo de 800 m de largo horizontal, 10 etapas de fractura y largo de ala de fractura de 72 m. La tabla de la figura 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/cm². 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.

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 logra-

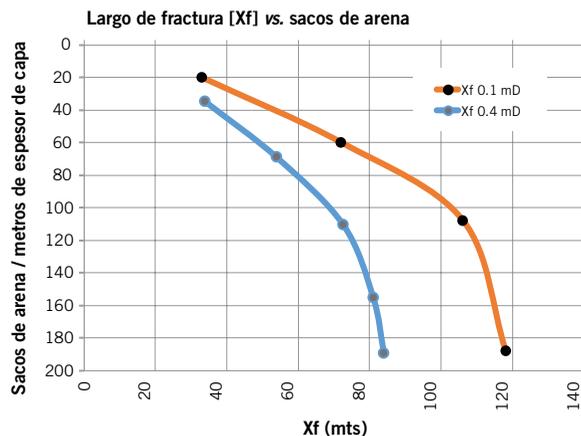
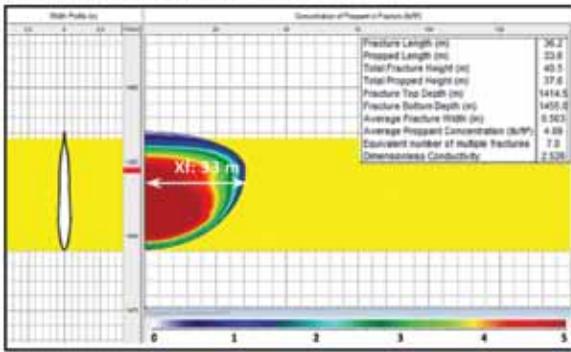
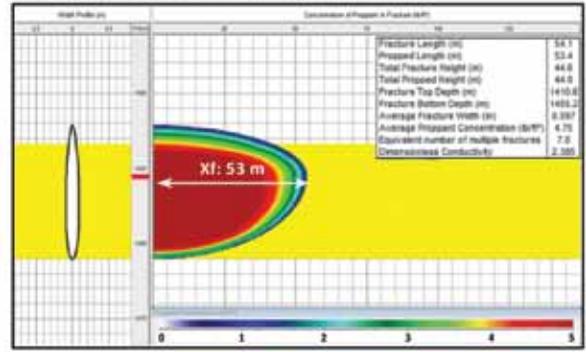


Figura 25. Simulaciones de geometría de fractura para el pozo CI-69.

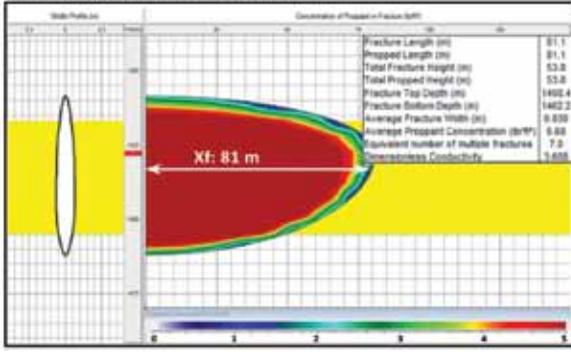
Simulación fractura 1000 sacos



Simulación fractura 2000 sacos



Simulación fractura 4500 sacos



Simulación fractura 5500 sacos

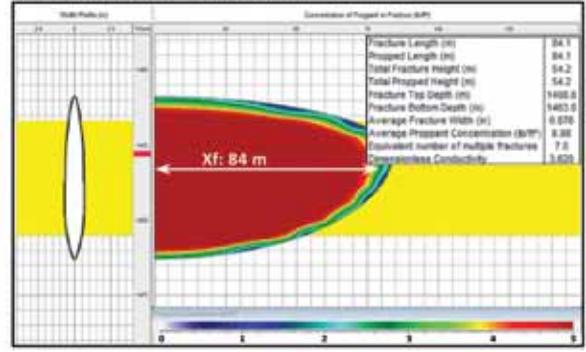


Figura 25. Variación del Xf respecto cantidad de agente de sostén. Pozos CI-62d y CI-69d (0.1 y 0.4 Md, respectivamente).

ron 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 al dejar mayor tiempo de reposo posfractura 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 paráme-

Pozo	Sacos de Arena	Sx / Mt espesor gross	Xf (mts)	VAN Normalizado	Ef inv
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

Figura 26. Evaluaciones económicas de las simulaciones al incrementar los tamaños de fractura. VAN: Valor presente neto. Efinv: eficiencia de la inversión (VAN/Inversión).

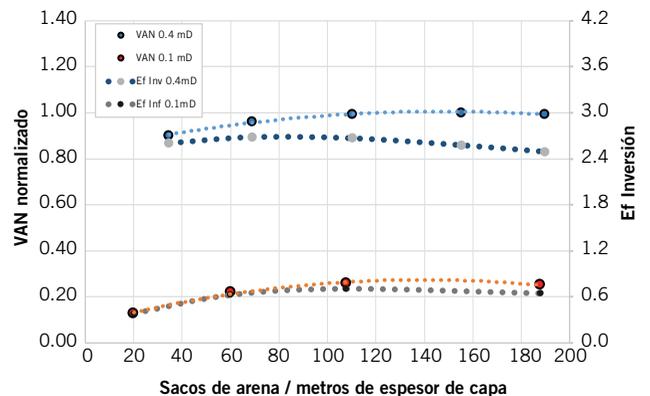


Figura 27. VAN (valor presente neto) y Eficiencia de la inversión (VAN/inversión) pozos CI-69 y CI-62.

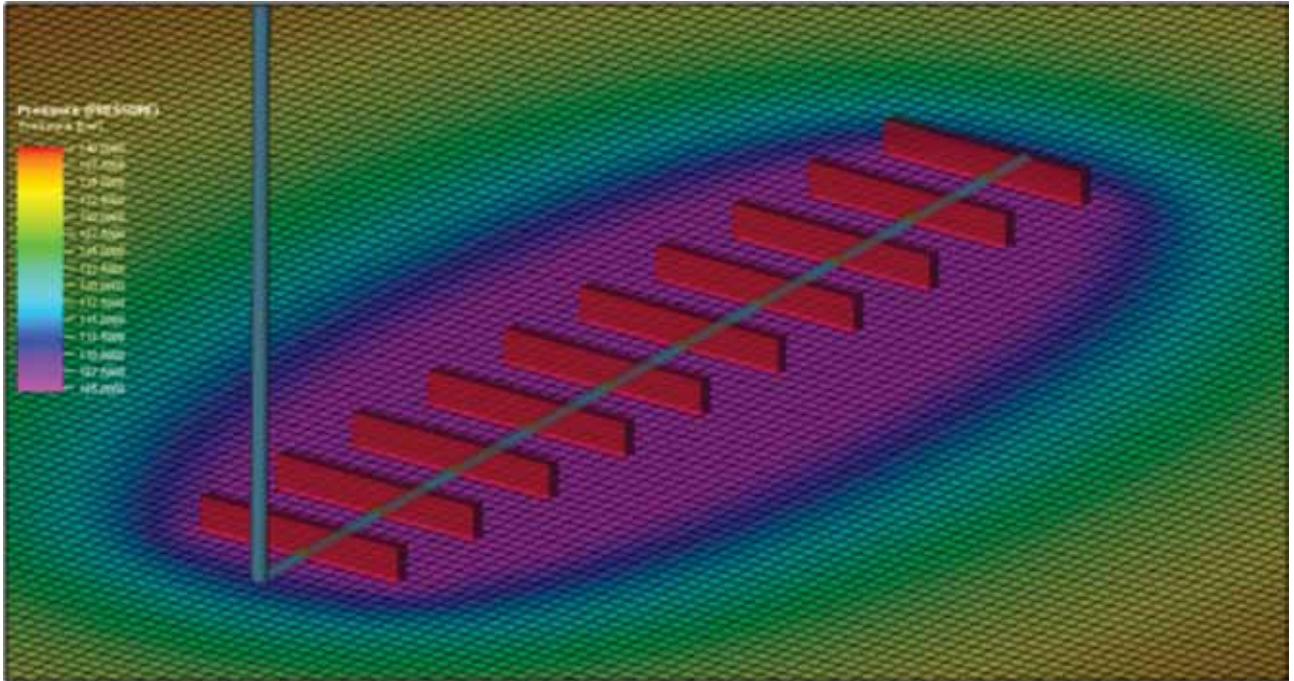


Figura 28. Modelo conceptual para estimación de la productividad de pozos horizontales.

Escenario	K, mD	Xf, m	L, m	N° etapas	Conexión a la grilla	Gp (12 meses) MMm ³
1	1	72	800	10	Fracturas	118
2	0.1	72	800	10	Fracturas	20
3	1	33	800	10	Fracturas	18
1	1	72	800	10	Fracturas	20
4	1	107	800	10	Fracturas	22
5	0.1	33	800	10	Fracturas	109
2	0.1	72	800	10	Fracturas	118
6	0.1	107	800	10	Fracturas	124
7	1	72	800	5	Fracturas	76
1	1	72	800	10	Fracturas	118
8	0.1	72	800	5	Fracturas	11
2	0.1	72	800	10	Fracturas	20
1	1	72	800	10	Fracturas	118
9	1	72	1200	15	Fracturas	167
2	0.1	72	800	10	Fracturas	20
10	0.1	72	1200	15	Fracturas	30
1	1	72	800	10	Fracturas	118
11	1	72	800	10	Pozo abierto	91
12	1	72	800	10	Ambos	142
2	0.1	72	800	10	Fracturas	20
13	0.1	72	800	10	Pozo abierto	14
14	0.1	72	800	10	Ambos	31

Figura 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.

tros de terminación y estimulación ayudaron a definir los diseños de pozo.

Unidades

m	Distancia, metro
ft	Distancia, pie
"	Distancia, pulgada

m ³	Volumen, metro cúbico
Mm ³ /d	Caudal de gas, miles de metros cúbicos por día en condiciones estándar
bpm	Caudal, barriles por minuto
kg/cm ²	Presión, kilogramos por centí metro cuadrado
psi	Presión, libras por pulgada cuadrada
mD	Permeabilidad, milidarcys
ppg	Concentración de agente de sostén, libras por galón

Referencias

- Ernesto Aimar, Martín Cevallos, Alejandro Cangini, Federico Mas Cattapan, Víctor 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.
- Florencia Melendo, Fernando Solanet. "Optimización Económica a través del Re-diseño de Pozos en un Campo Tight Gas Marginal. 3° 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.