

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

Mariano Bruzzon, Andrés Cremonini, Florencia Melendo, José Vega Sainz



Introducción

- Características del yacimiento.
- Desarrollo.
- Esquemas de terminación de pozos verticales y horizontales.

Estimulación Pozos Horizontales

- Evolución de los diseños de terminación y estimulación.
- Estudio de trazadores.
- Limpieza de pozo.

Estimulación Pozos *monobore*:

- Evolución de los diseños de terminación y estimulación.
- Optimización del largo de fractura.

Estudios

- Modelo numérico para sensibilidad a parámetros de terminación.
- Determinación de la dirección del plano de fractura.

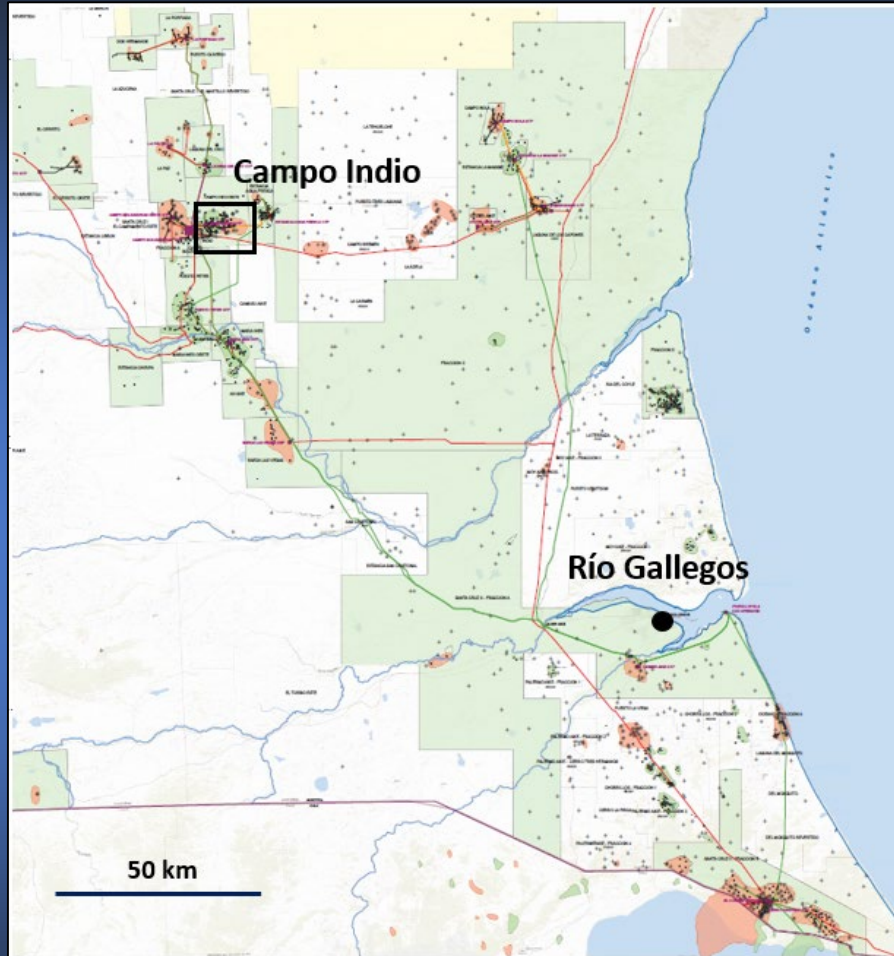
Conclusiones



INTRODUCCIÓN

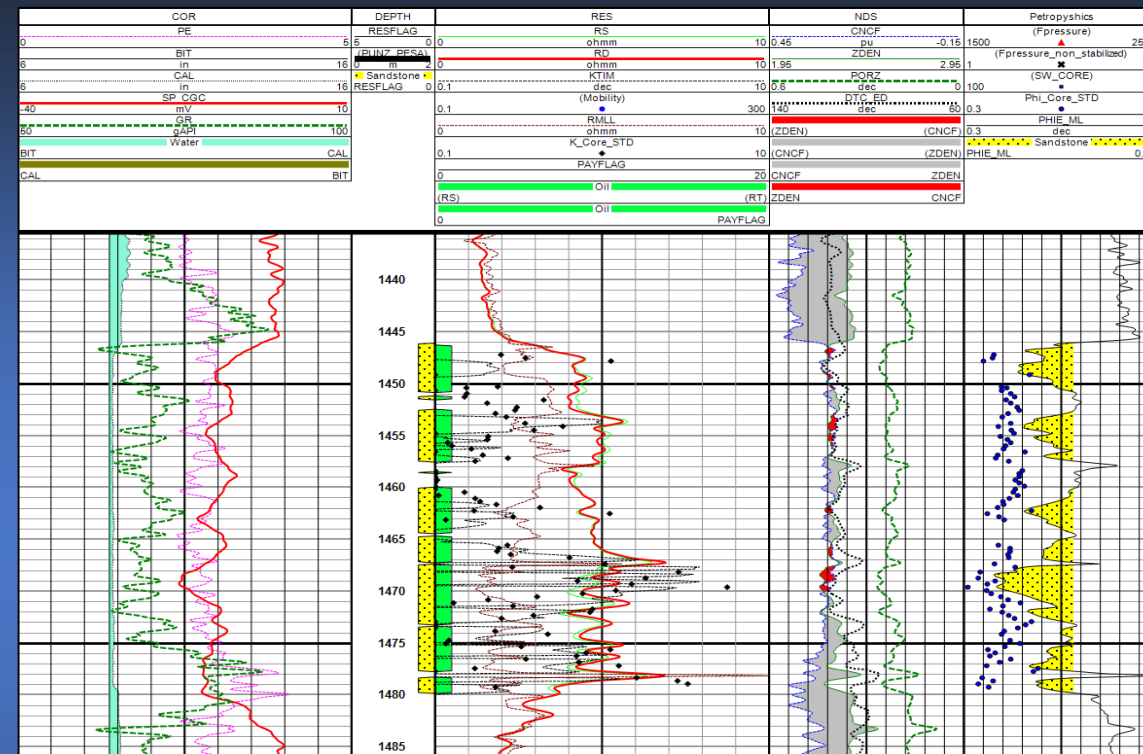
Características del yacimiento

Mapa ubicación Yacimiento Campo Indio



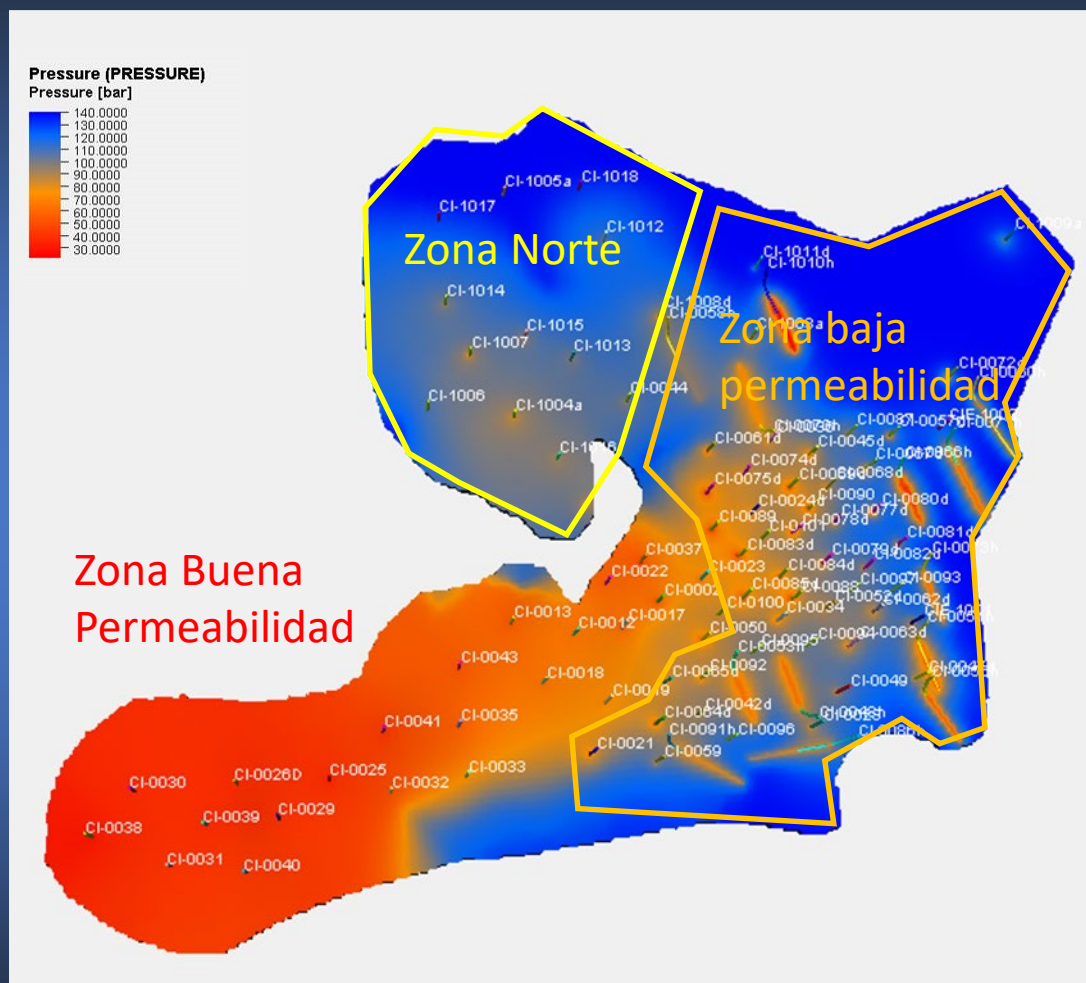
- Cuenca Austral
- Provincia de Santa Cruz
- 140 Km de la ciudad de Río Gallegos
- Yacimiento de gas y condensado
- Objetivo Geológico: Fm. Magallanes Inferior – Reservorio M1
- Fase: Desarrollo

Perfiles eléctricos y datos de corona del pozo CI-28

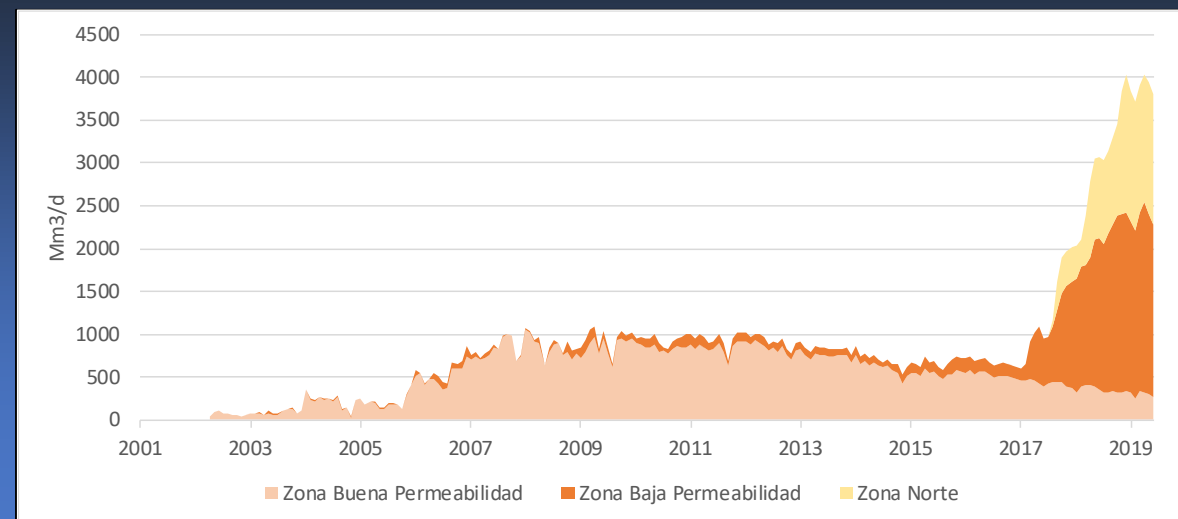


- Areniscas Lítico-feldespáticas
- Espesor neto: 10-20 m
- Porosidad: 22%
- Permeabilidad Zona Este (0.1 – 1 mD)

Mapa de presiones Yacimiento Campo Indio



Historia de producción Yacimiento Campo Indio – Fm. Magallanes



Anterior 2016

2017-Jun 2019

- Zona Baja Permeabilidad:
7 pozos verticales

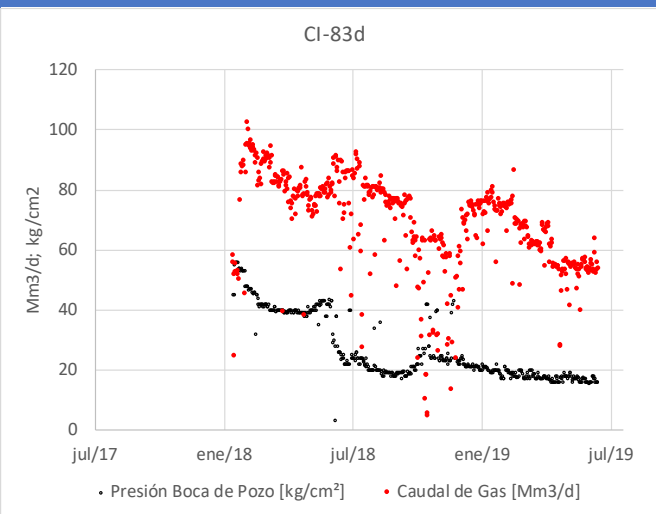
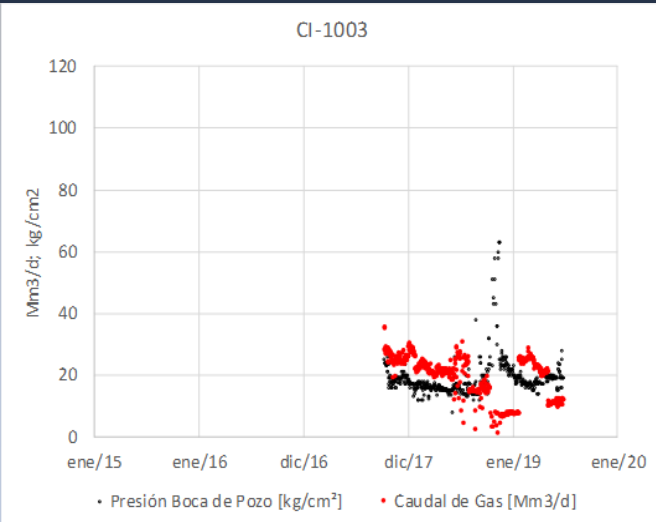
- Zona Baja Permeabilidad:
38 pozos vert/desviados
13 pozos horizontales
- Zona Norte:
17 pozos verticales
1 pozo horizontal



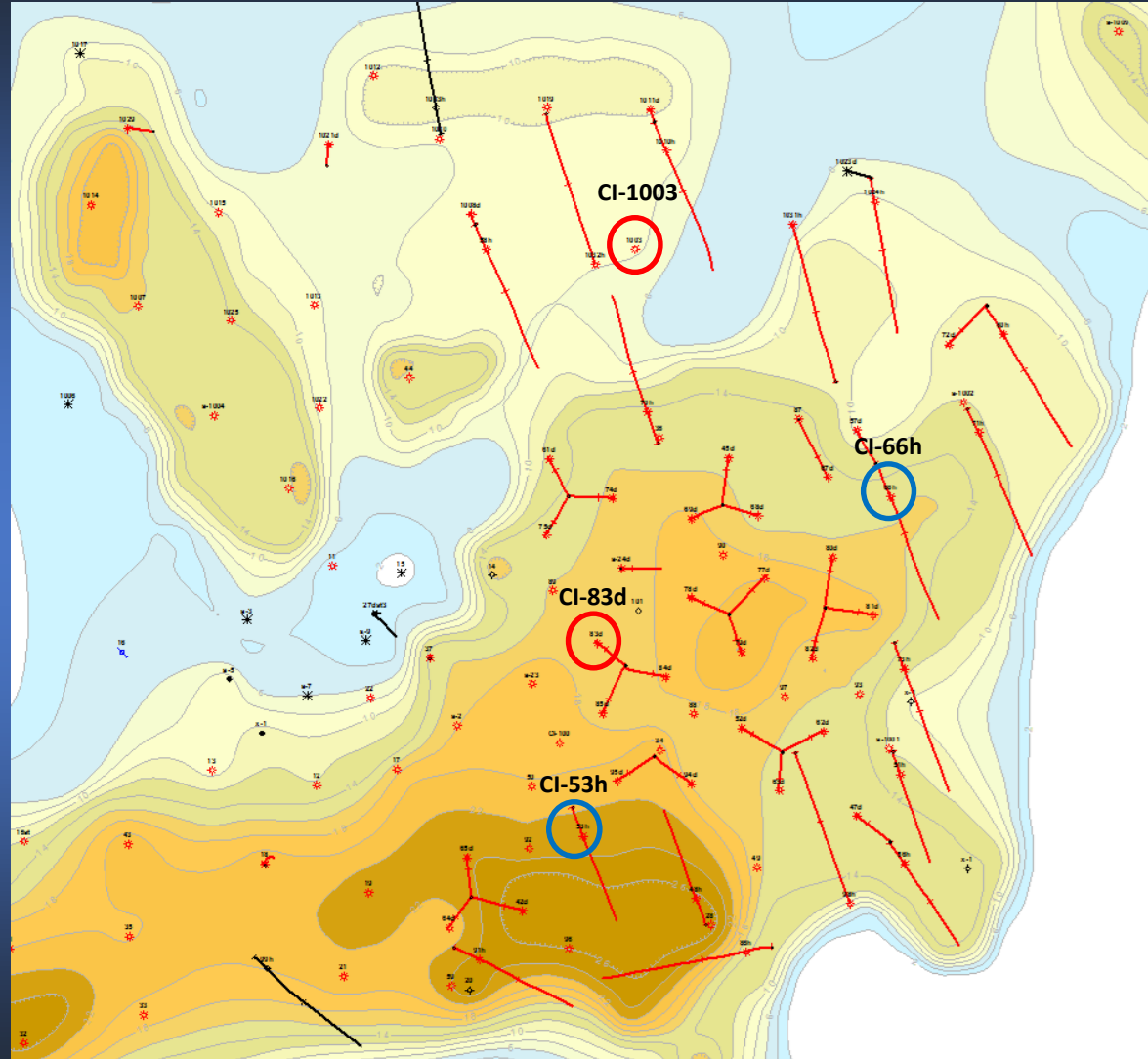
INTRODUCCIÓN

Desarrollo del yacimiento

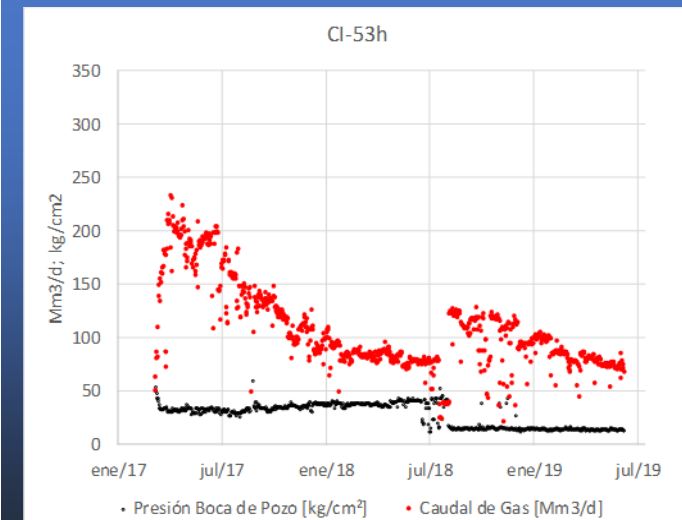
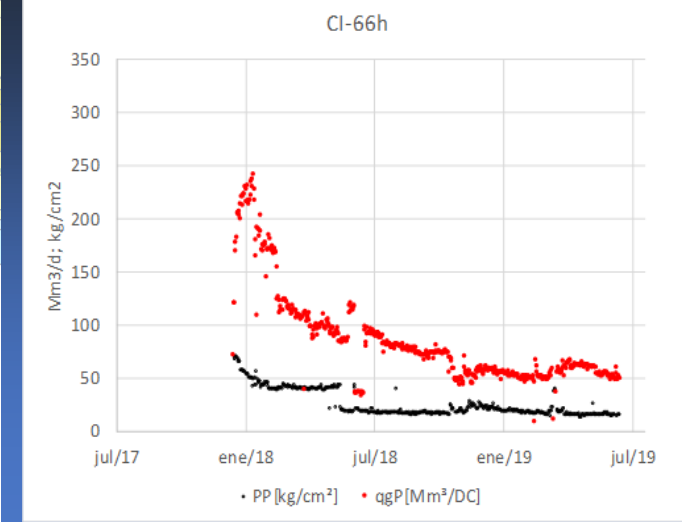
Pozos verticales



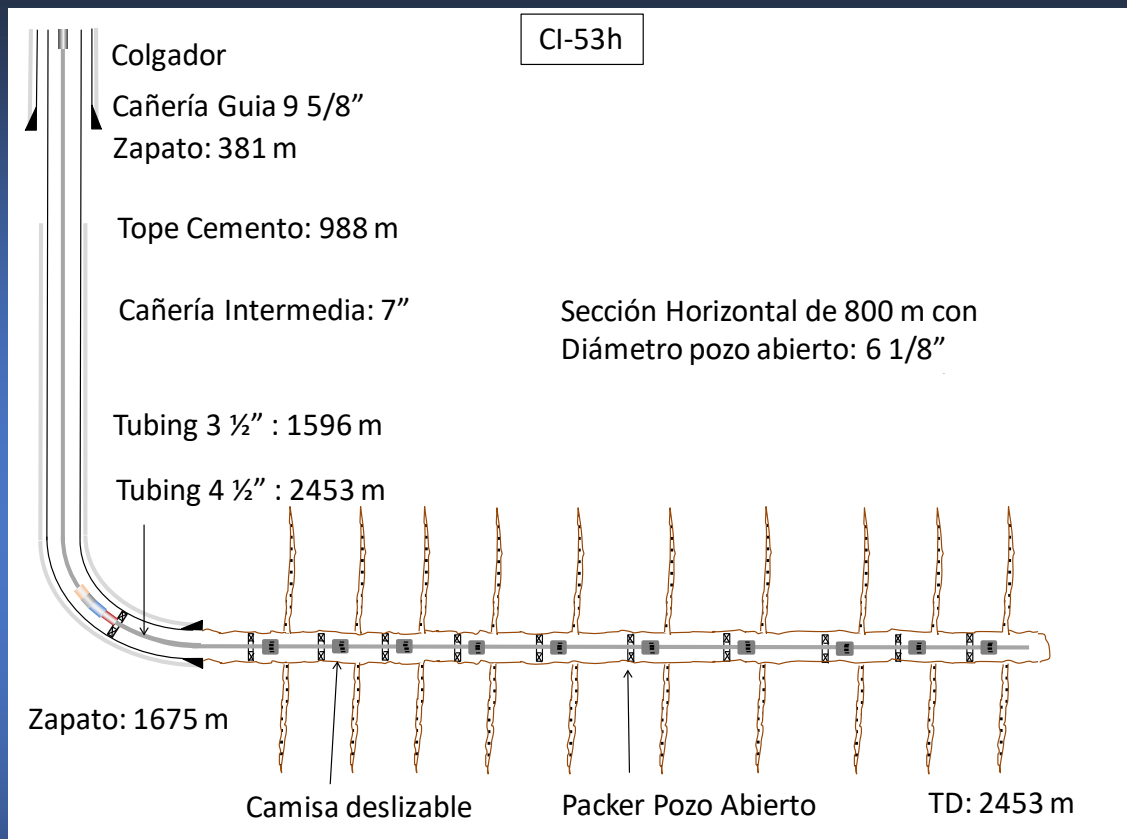
Mapa de espesor neto de Reservorio M1



Pozos horizontales

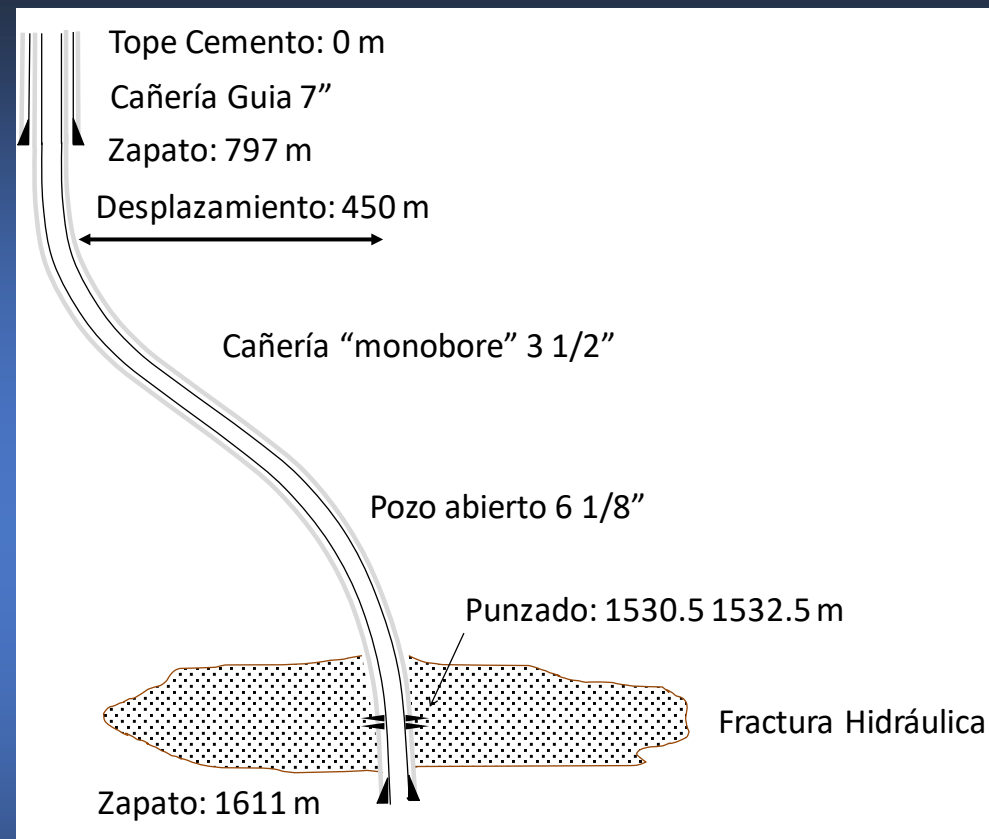


Esquema tipo de pozo horizontal



- Rama Horizontal 800 m → 1600 m.
- 10 a 16 etapas de fractura.
- Sistema de camisas y packers a pozo abierto 4 1/2".
- Tubing de 3 1/2"; casing de 7".

Esquema tipo de pozo desviado *monobore slimhole*



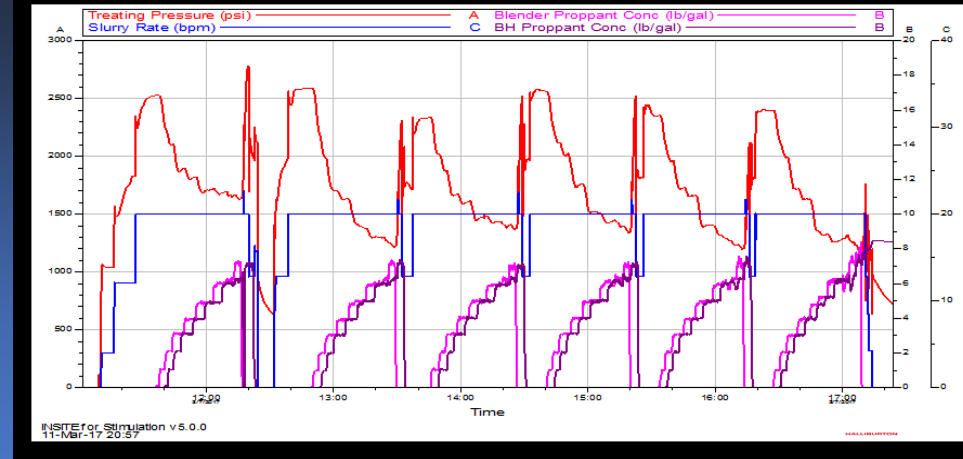
- Monobore de 3 1/2" → 2 7/8".
- Locación compartida por 3 pozos.
- Ahorro significativo (cañería única).



Evolución de los diseños de terminación y estimulación

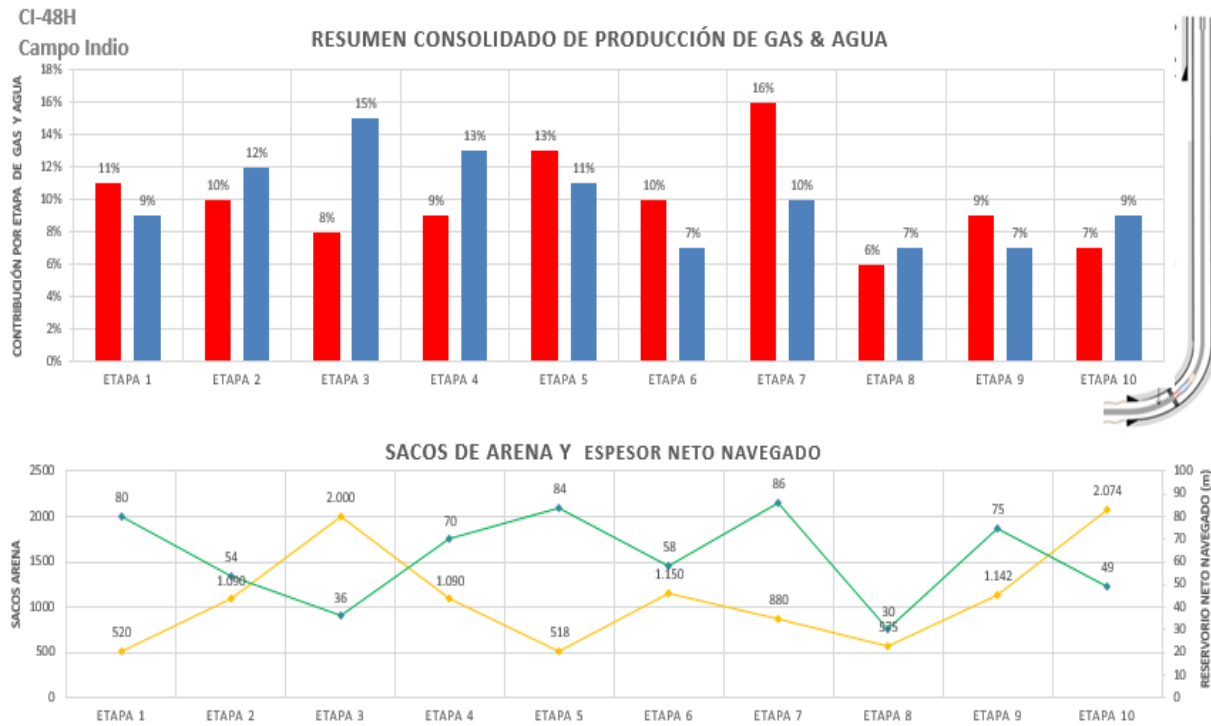
- Sistema ball dropping y pozo abierto.
 - Operación rápida, buen funcionamiento.
 - Producción adicional desde el pozo abierto.
 - Necesidad de limpieza con CTU.
- Tamaño de fractura de 1800 bolsas por etapa.
- Extensión de la rama horizontal de 800 a 1200 m (max. 1600m).
- Aumento del número de etapas 10 etapas → 12 etapas (max. 16).
- Utilización de arena 20/40 y 16/30 blanca y resinada.
- Concentración final de 6 -7 ppg (menor riesgo a arenamiento prematuro).
- Caudal: 22 bpm → 18 bpm.

Etapas 5 a 10

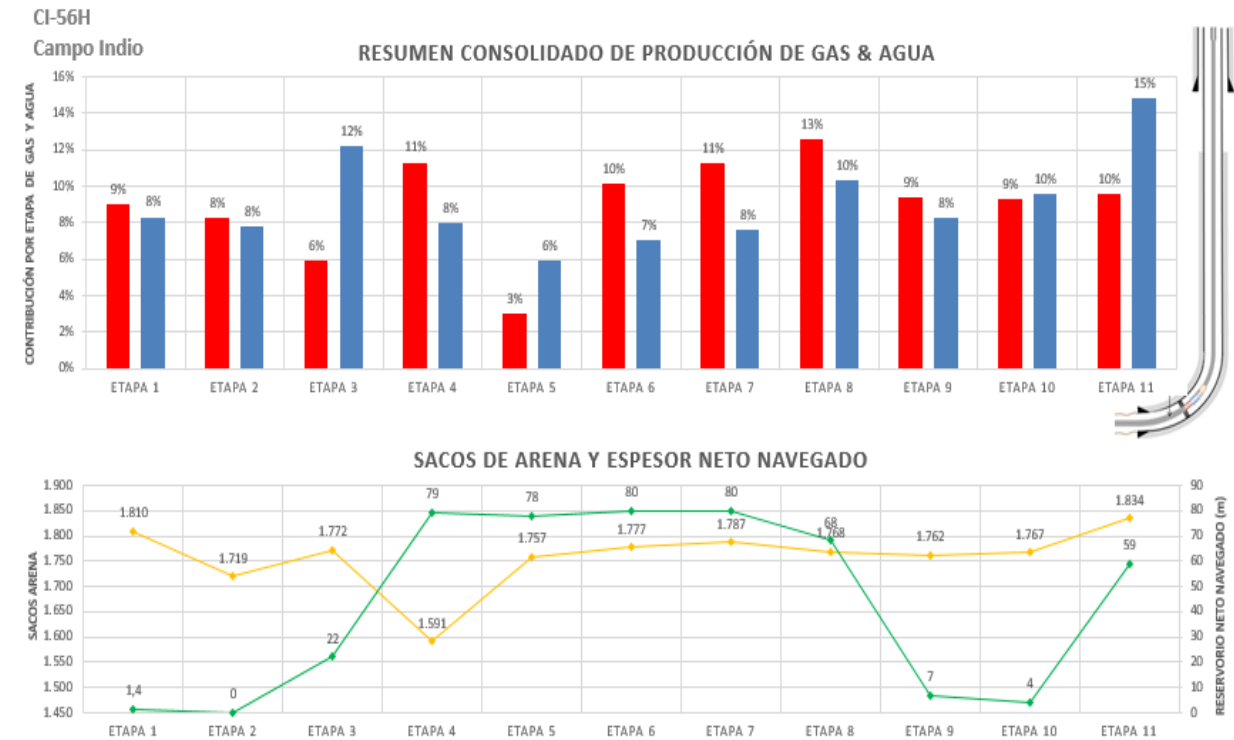




POZOS HORIZONTALES Estudio de Trazadores



- Trazadores base agua y base hidrocarburo.
- Identificar contribución de gas y devolución de agua de cada etapa.
- Asegurar sección horizontal libre de obstrucciones.



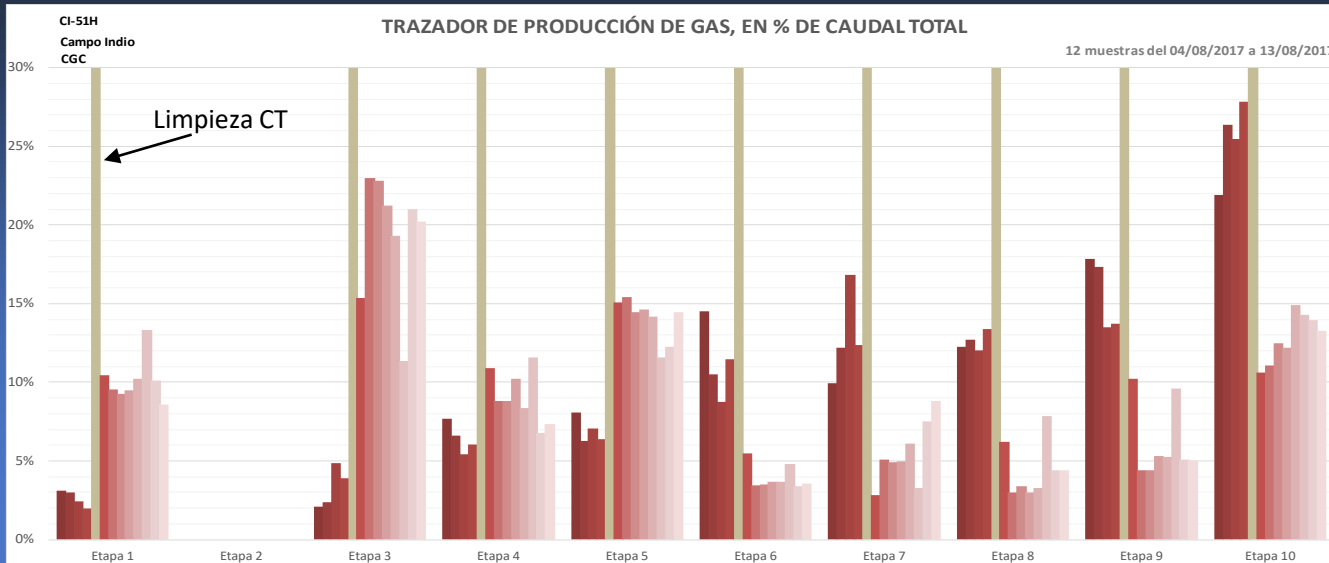
- Sacos de arena bombeados y espesor neto navegado.
- No se encuentra relación entre tamaño de fractura y producción.
- Ni entre calidad de reservorio y producción (Etapas 1, 2, 9 y 10).



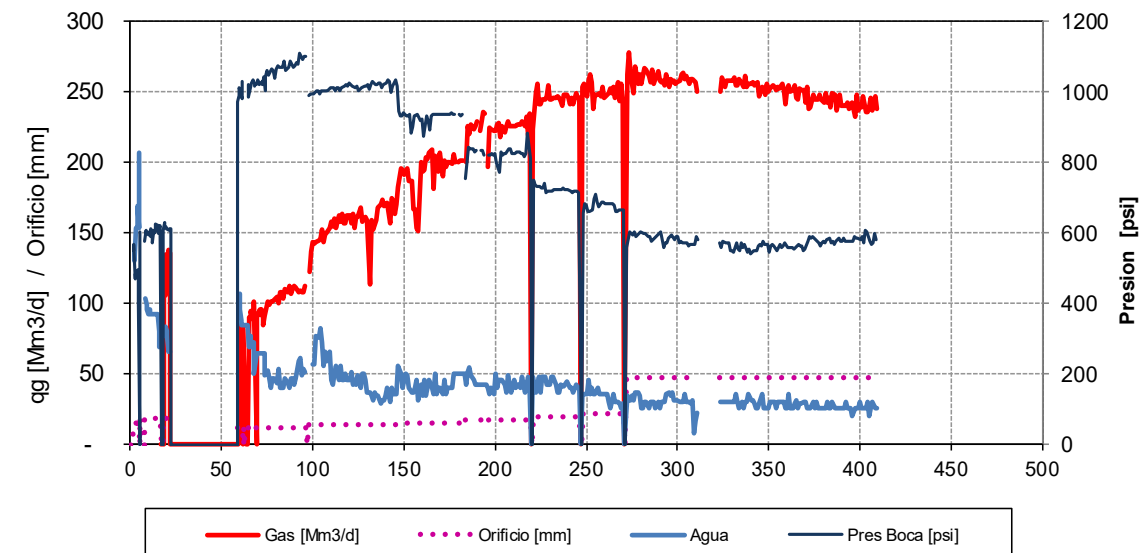
POZOS HORIZONTALES

Trazadores y Limpieza de pozo CI-51H

Estudio de trazadores en CI-51h: Limpieza con Coiled Tubing



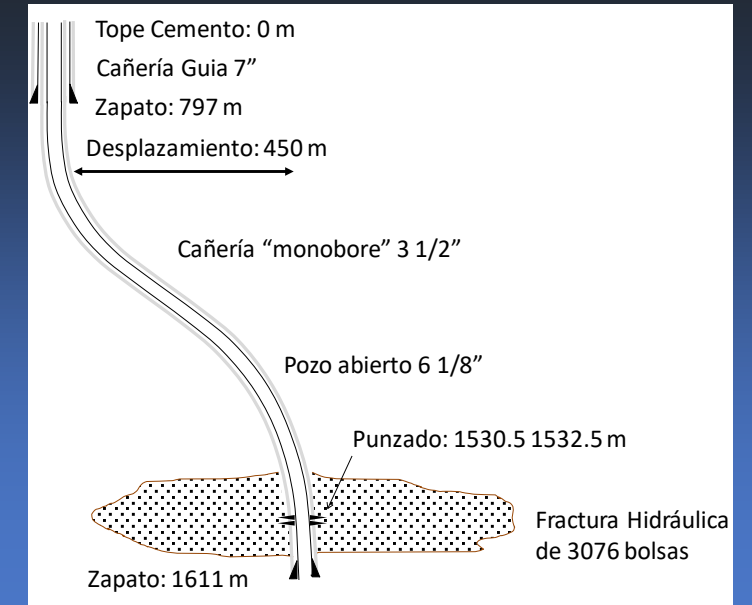
- La etapa 2 no pudo trazarse por un problema operativo.
- Aumento de producción de etapas 1 a 5 luego de limpieza con CT.
- Se modificó configuración de camisas para asegurar limpieza total de pozo.



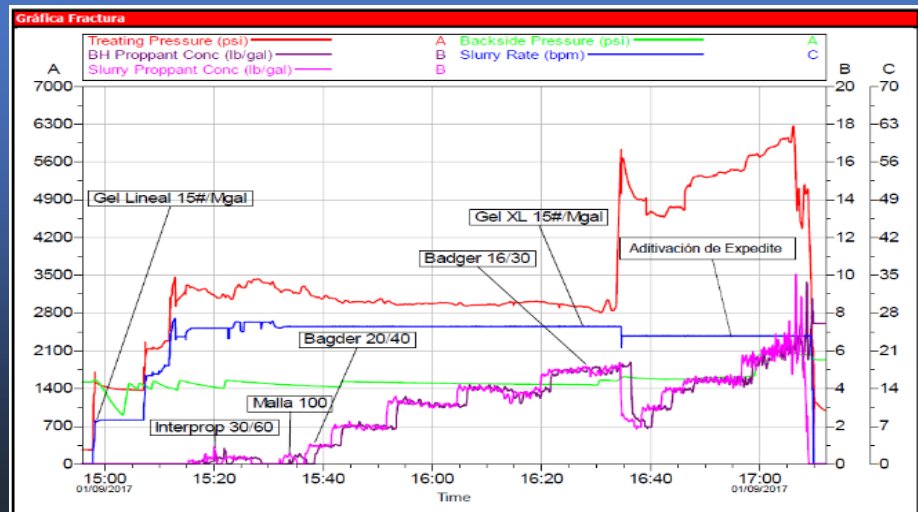


Evolución de los diseños de terminación y estimulación

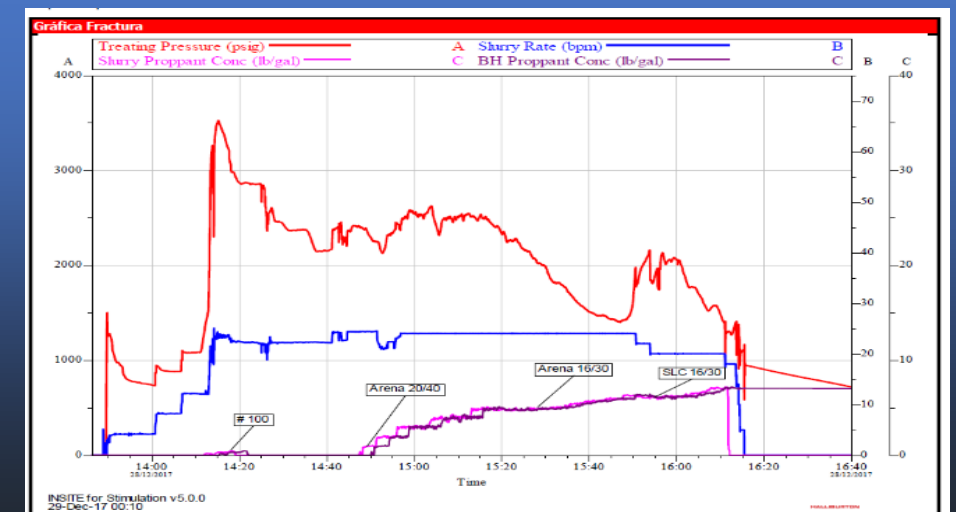
- Terminación rigless, locación compartida, pozos *monobore*.
- Cambio de 3 1/2" a 2 7/8"
- Reducción de caudal de 20-18 a 14-16 bpm.
- Se aumento orificio de punzados de 0,24 a 0,36 pulg.
- Utilización de arena 20/40 y 16/30 hasta concentraciones de 8 ppg
- Uso de arena resinada (30%) logra reducción de producción de arena.
- Estudios con arena trazada para determinar crecimiento en altura.
- Calibración de modelos de simulación de geometría de fractura.



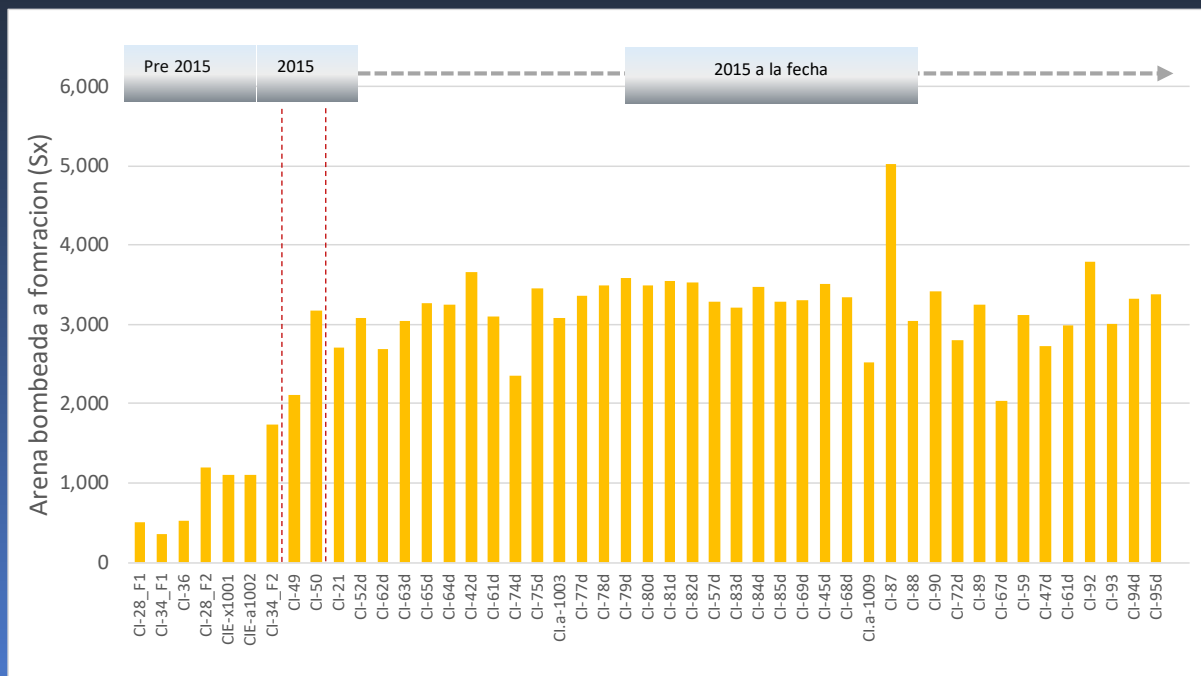
Carta de Fractura CI-1003



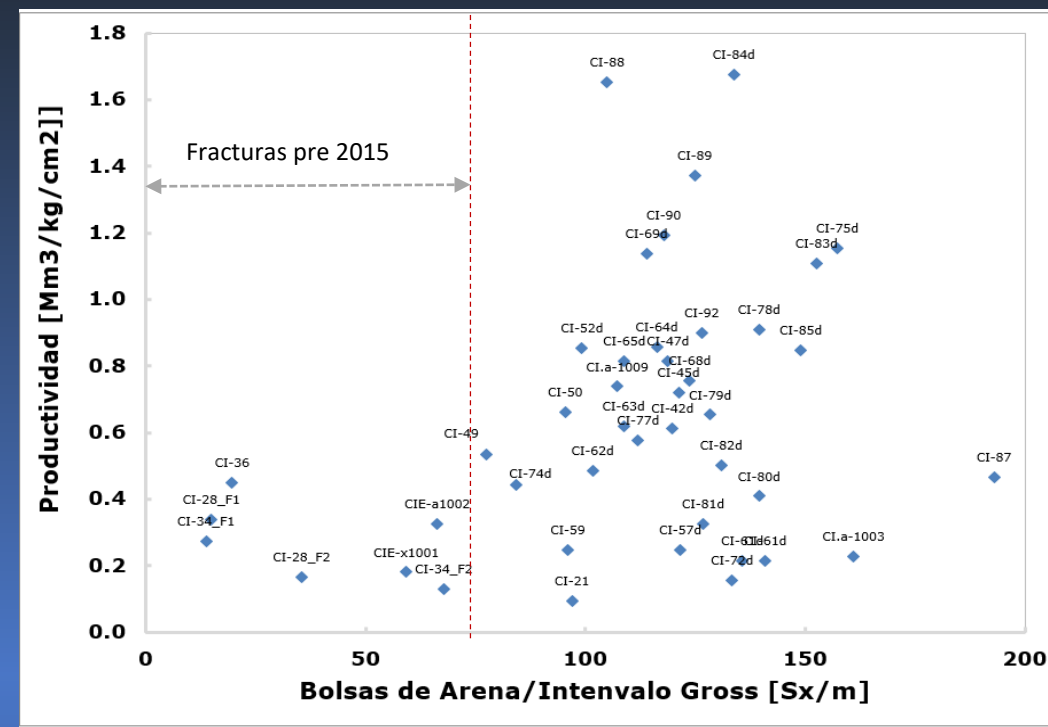
Carta de Fractura CI-83d



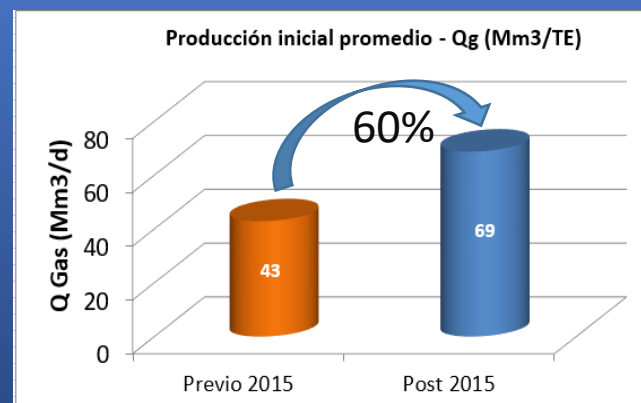
Evolución del numero de bolsas de agente de sostén bombeado por pozo



Correlación productividad inicial Vs. tamaño de estimulación



- Aumento de tamaño de estimulaciones
50 sks /m gross → 110 sks /m gross
- Incremento de productividad promedio del 60%



POZOS MONOBORE

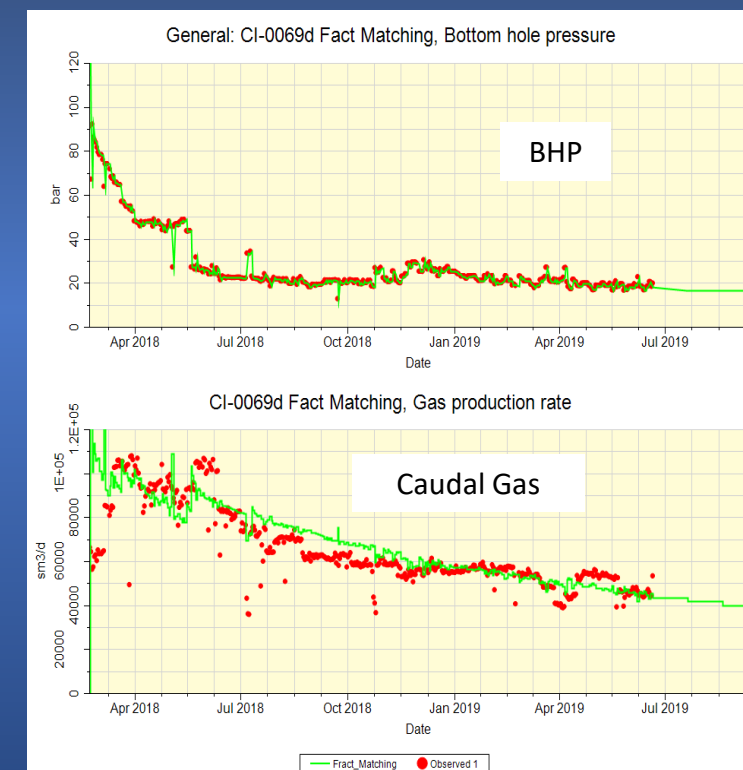
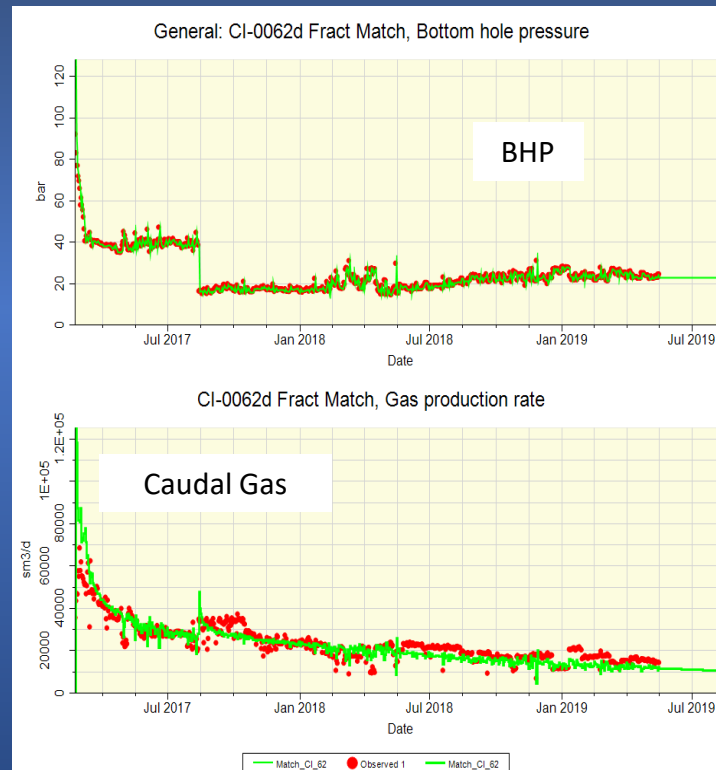
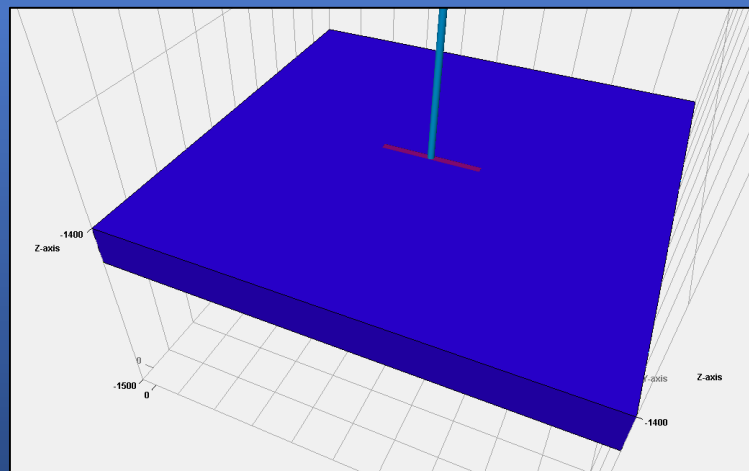
Estudio de optimización de tamaños de fractura

Parametros de ajuste – Modelo analítico

	Pozo	
	CI-62d	CI-69d
Espesor (m)	15	19
Porosidad (fracción)	0.18	0.19
Saturación agua (fracción)	0.45	0.40
Largo de fractura (m)	106	72
Area de drenaje (m2)	230400	360000
Permeabilidad (mD)	0.1	0.4

- Datos petrofísicos de perfiles de pozo.
- Datos de fractura del simulador de geometría de fractura.
- Permeabilidad y radio de drenaje como variables de ajuste.

Ajuste de producción Pozos CI-62d y CI-69d



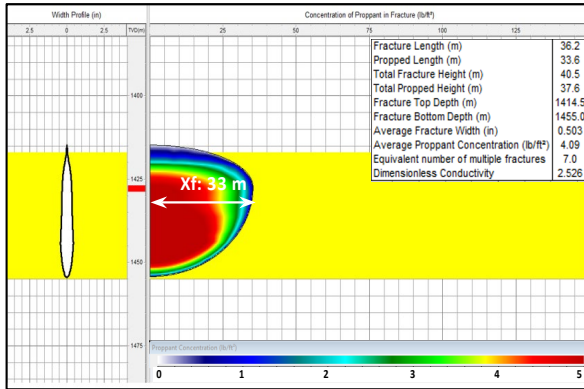


POZOS MONOBORE

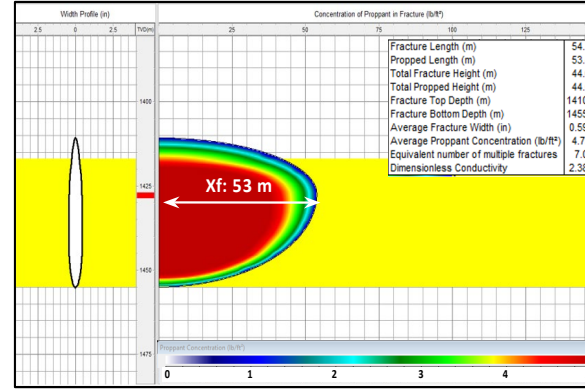
Estudio de optimización de tamaños de fractura

Simulaciones de geometrías de fracturas para el Pozo CI-69d

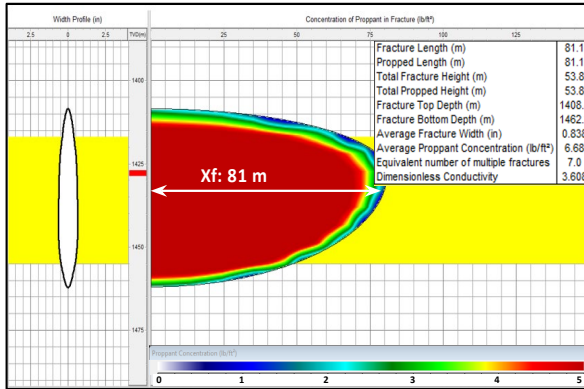
Simulación fractura 1000 sacos



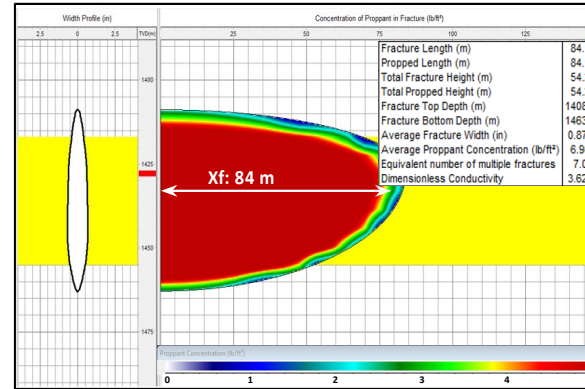
Simulación fractura 2000 sacos



Simulación fractura 4500 sacos



Simulación fractura 5500 sacos

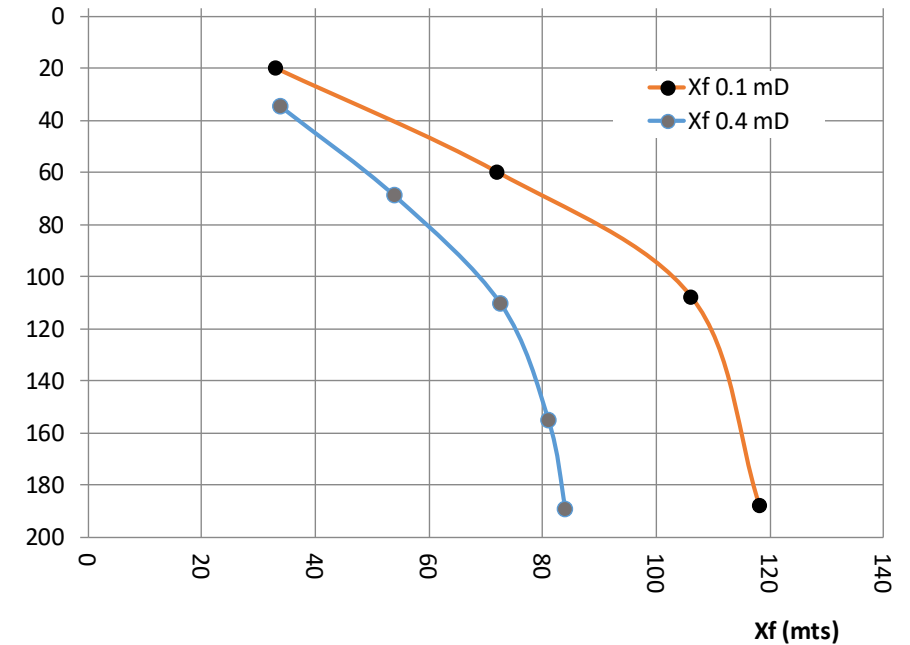


- Se realizan simulaciones de las geometrías para distintas cantidades de arena por pozo.

- Parametrización del tamaño de la estimulación:
Sx arena / Espesor total de capa

Largo de Fractura [Xf] Vs Sacos de Arena

Sacos de Arena / mts de espesor de capa

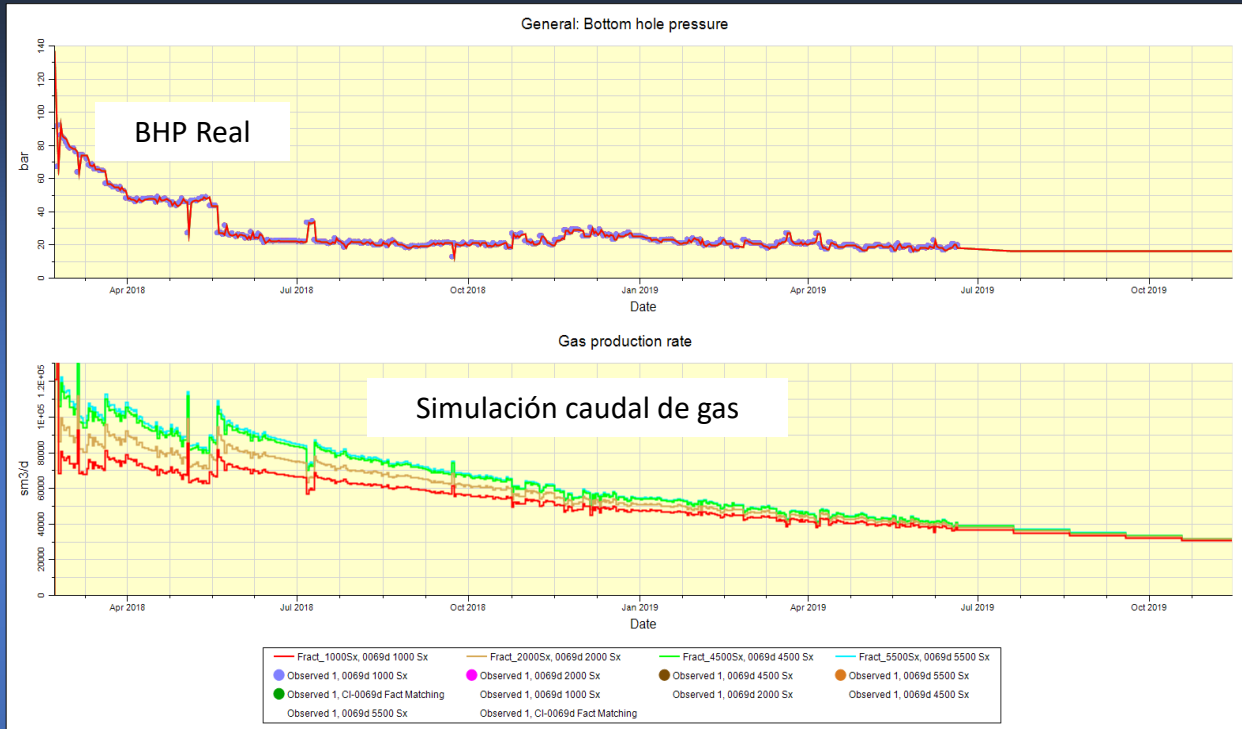




POZOS MONOBORE

Estudio de optimización de tamaños de fractura

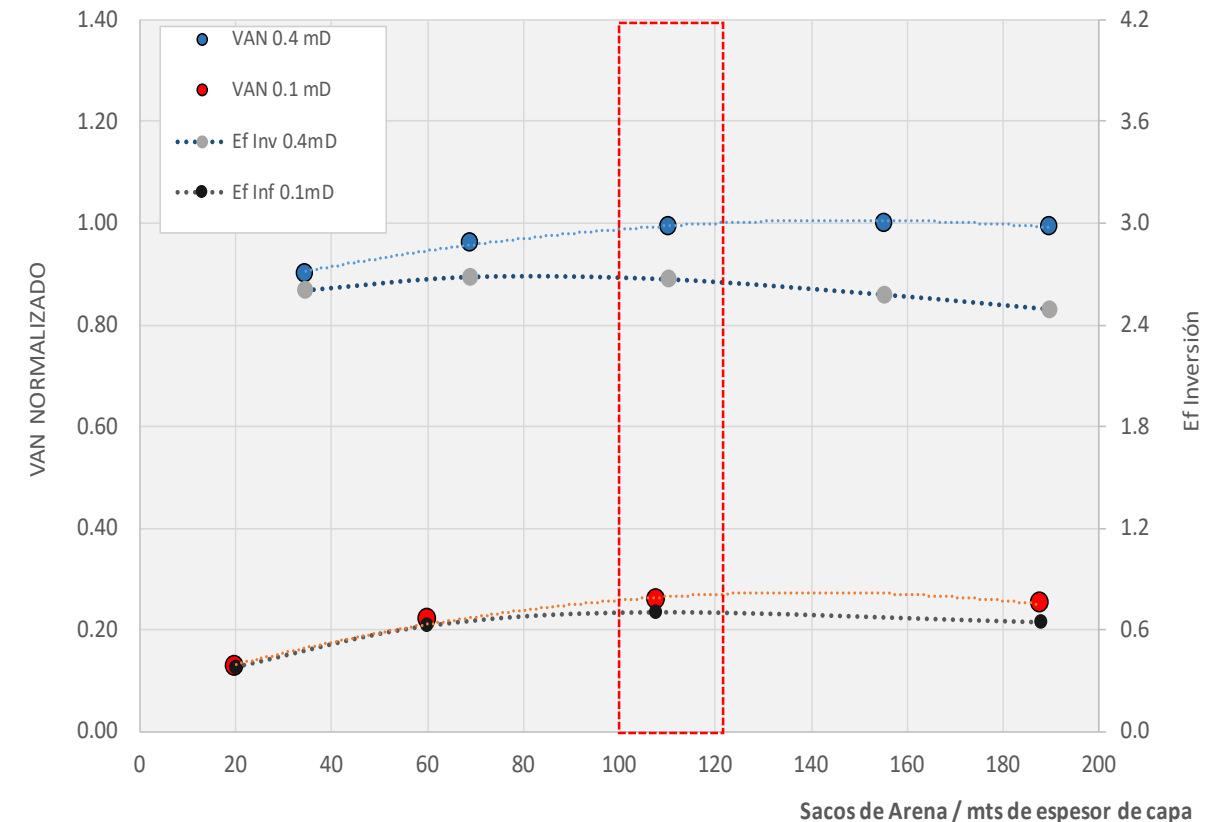
Escenarios de producción según el largo de fractura. Pozo CI-69

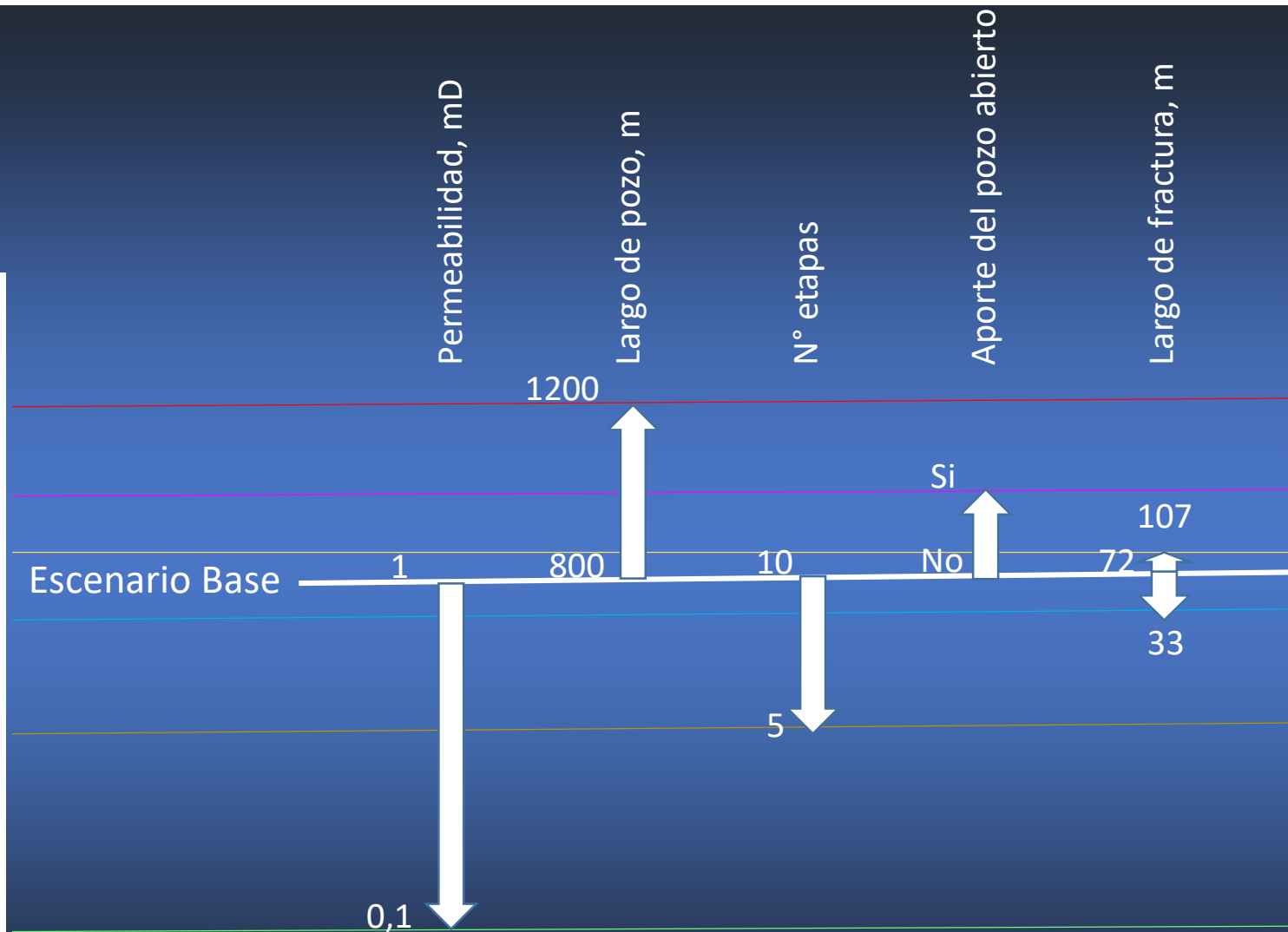
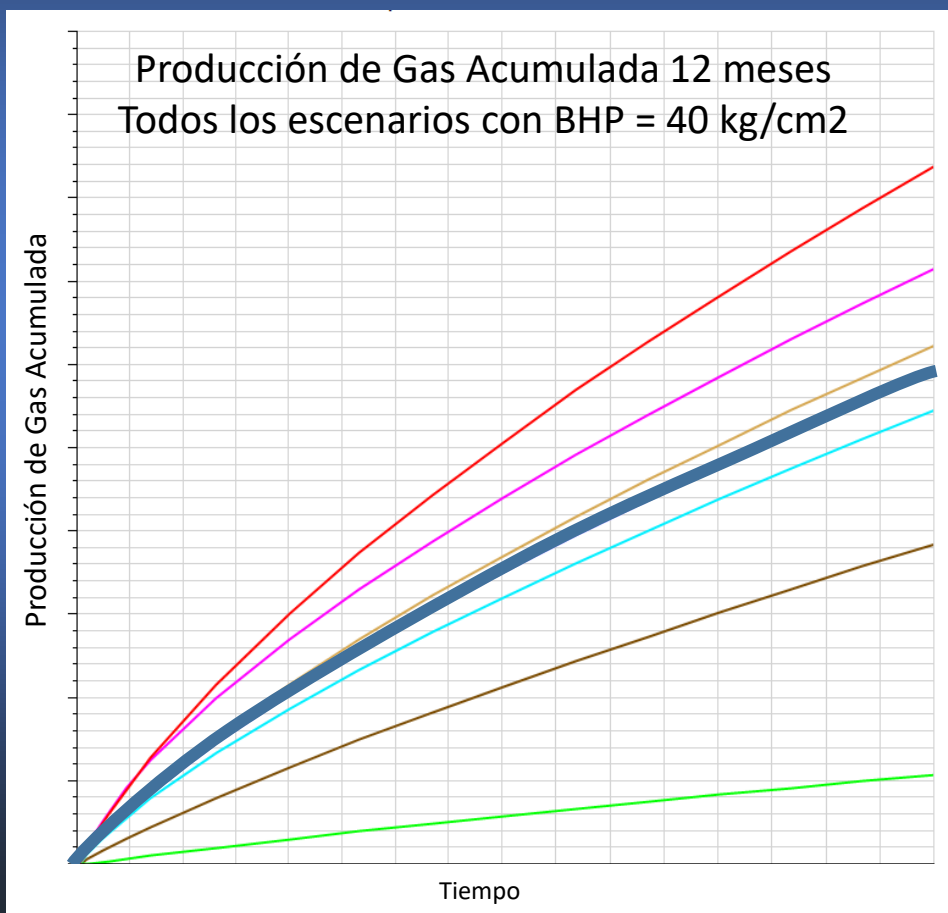
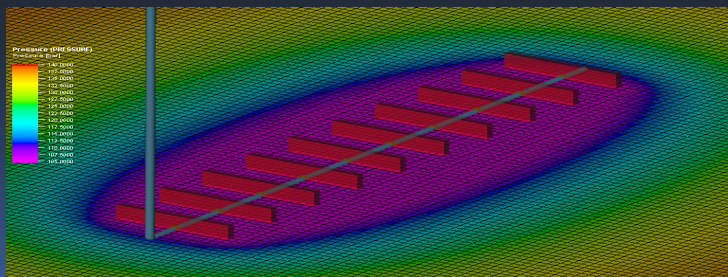


Pozo	Sacos de Arena	Sx / Mt espesor gross	Xf (mts)	VAN Normalizado	Ef inv
0.4 mD	1000	34	34	0.91	2.6
0.4 mD	2000	69	54	0.97	2.7
0.4 mD	3200	110	73	1.00	2.7
0.4 mD	4500	155	81	1.00	2.6
0.4 mD	5500	190	85	1.00	2.5
0.1 mD	500	20	33	0.13	0.4
0.1 mD	1500	60	72	0.22	0.6
0.1 mD	2694	108	106	0.26	0.7
0.1 mD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

- Simulaciones de producción para los valores de X_f obtenidos del simulador de fractura.
- Evaluación económica.
- Determinación de tamaños óptimos.

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







Determinación de la dirección del plano de fractura

Esquema de pozo CI-92

Cementación hasta superficie
Pozo 13.5"
Csg 9 5/8" H40, 32.3#, STC.

Zto: 400 mbbp.

Pozo 8 3/4"

Csg 7" K55, 26#, BTC

Zto 1428 mbbp.

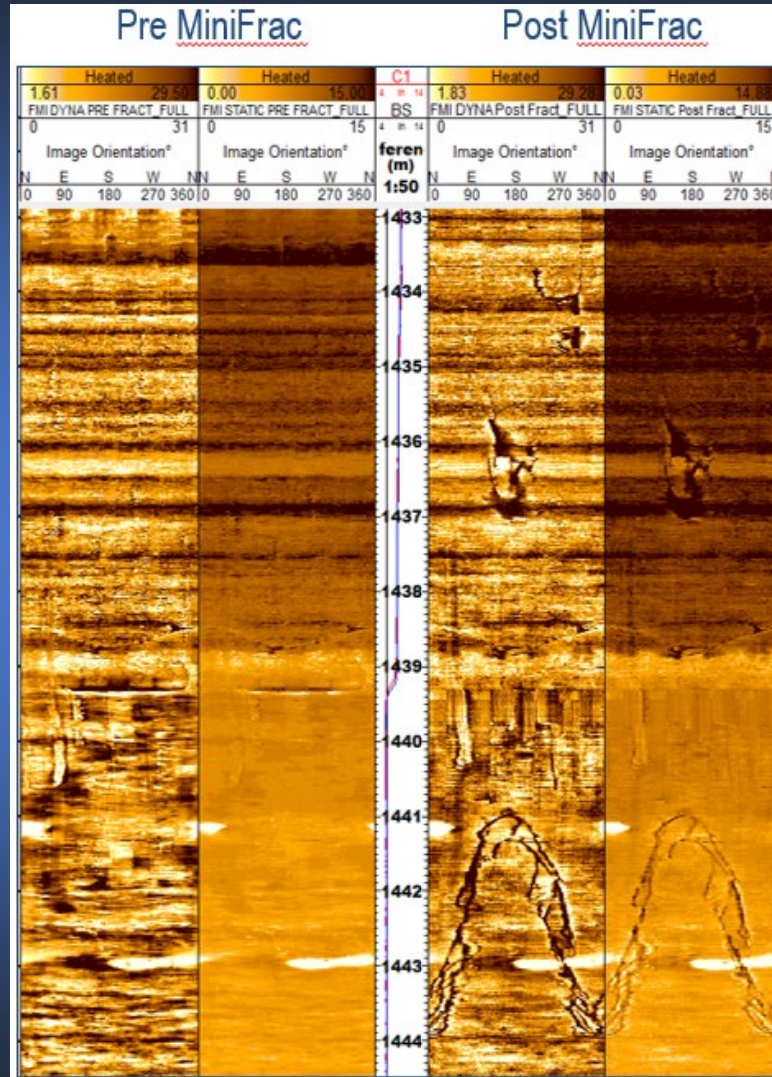
Tope M1 (1439 mMD)

Pozo 6 1/8"

Base M1 (1469 mMD)

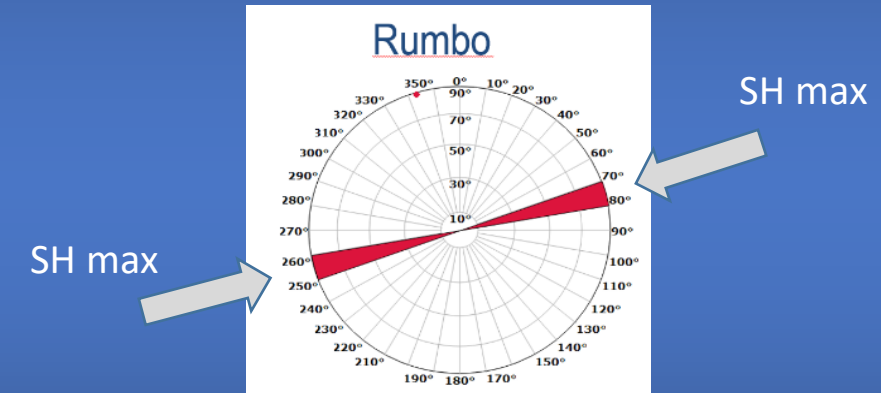
Fondo de pozo 1492 mbbp

Perfil de imagen Pre y Post MiniFrac



Secuencia operativa para la determinación de la orientación del plano de fractura:

- Perfil de imágenes microresistivo a pozo abierto.
- Minifrac 17.000 gal de agua tratada.
- Perfil de imagen post Minifrac y determinación de la orientación del plano de fractura.



Características de la fractura generada en 1441/44:

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

- La estimulación hidráulica de pozos verticales *monobore* y horizontales hizo posible el desarrollo exitoso de las zonas de baja permeabilidad de Campo Indio.
- El aumento masivo de los tamaños de fractura derivó en un incremento considerable en las producciones iniciales de los pozos.
- 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.
- Los perfiles de imagen fueron de utilidad para estimar la dirección de esfuerzos máximos y definir la orientación de los pozos horizontales.
- Los estudios de trazadores mostraron la importancia de la limpieza de toda la sección horizontal para garantizar el aporte de todas las fracturas aunque no se lograron identificar patrones de correlación entre la productividad de las etapas de fractura con el tamaño de las mismas.



7° CONGRESO **IAPEG**
Producción
y Desarrollo
de Reservas

IAPEG INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Muchas gracias

