

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA  
ESCUELA DE POSGRADO

## ANÁLISIS DE TRABAJOS POST-FRACTURA PARA OPTIMIZAR DISEÑOS

YACIMIENTO DE TIGHT GAS: CAMPO INDIO

AUTOR: Melendo Peirano, María Florencia (Leg. N° 104125)  
DOCENTES: Sorenson, Federico; Acosta, Gustavo.

TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
ESPECIALISTA EN TERMINACIÓN DE POZOS EN RESERVORIOS NO  
CONVENCIONALES

BUENOS AIRES  
SEGUNDO CUATRIMESTRE, 2018

## Indice

1)	Abstract .....	Pág 2
2)	Introducción.....	Pág 3
3)	Marco geológico.....	Pág 4
3.1)	Marco Estructural.....	Pág 5
3.2)	Estratigrafía.....	Pág 5
3.3)	Entrampamiento y Reservorio.....	Pág 6
4)	Estudio Geomecánico.....	Pág 9
5)	Historia de Producción.....	Pág 13
6)	Fracturas realizados.....	Pág 14
6.1)	Punzado.....	Pág 15
6.2)	Diseño de Fractura.....	Pág 15
6.3)	Análisis bombeo diagnóstico: DFIT, MiniFrac. ....	Pág 16
6.4)	Estudio con Arena trazada para determinar crecimiento en altura. ....	Pág 17
6.5)	RTA: Rate Transient Analysis.....	Pág 24
7)	Propuesta de fractura.....	Pág 26
8)	Conclusión.....	Pág 26
9)	Referencias.....	Pág 27

## 1) **ABSTRACT**

El caso de estudio presentado en este trabajo muestra el rápido incremento en la producción de gas del Yacimiento de Campo Indio correspondiente a la formación Magallanes M1 a través de la estimulación por fractura hidráulica.

Al evaluar la efectividad de los tratamientos de fractura, usando un simulador conocido en la industria (FracPro), se encontró que las mismas se propagaban en altura excediendo los límites del reservorio productivo, resultando en un desperdicio de agente de sostén.

Este trabajo describe los resultados obtenidos en dos pozos en los que se empleó agente de sostén con trazador no radioactivo para proveer información acerca de la geometría de la fractura y su crecimiento en altura.

Esto nos obligó a revisar el procesamiento de los perfiles analizando las variables que determinan el crecimiento en altura como el contraste de esfuerzos, las propiedades petrofísicas de la roca, las condiciones de cemento, entre otras.

Por este motivo se trabajó en las simulaciones para que estas se ajusten a la realidad, nos permitan optimizar los diseños y de esta forma procurar maximizar la ecuación económica.

## 2) Introducción

El yacimiento Campo Indio Magallanes se encuentra ubicado en la provincia de Santa Cruz a 140 km al NO de Río Gallegos (Figura 1). Cubre una superficie de 76.29 km<sup>2</sup> y hasta el momento se han perforado 87 pozos de los cuales 77 se encuentran a la fecha en producción con 4252 MMm<sup>3</sup>/dE de gas y 138 m<sup>3</sup>/dE de condensado. (Diciembre 2018).

El yacimiento hacia el Oeste tiene las características de un Yacimiento Convencional y hacia el Este de un Yacimiento Tight.

En este documento se presentan características de la cuenca, formaciones que la componen, ubicación y características de la roca reservorio de la Formación Magallanes M1 y cómo se encuentra constituida la misma.

A partir de un estudio de geomecánica y del análisis de los perfiles característicos, se definen las propiedades que son consideradas en los diseños de fractura hidráulica.

Se analizan dos pozos en los que se realizaron estudios con trazadores no radioactivos para la arena que permitieron conocer el crecimiento en altura y el ancho de la misma para poder determinar la geometría final de cada tratamiento.

Esto permitió evaluar los factores que tuvieron incidencia en tales resultados y que conclusiones se obtuvieron para optimizar la generación de futuros diseños.

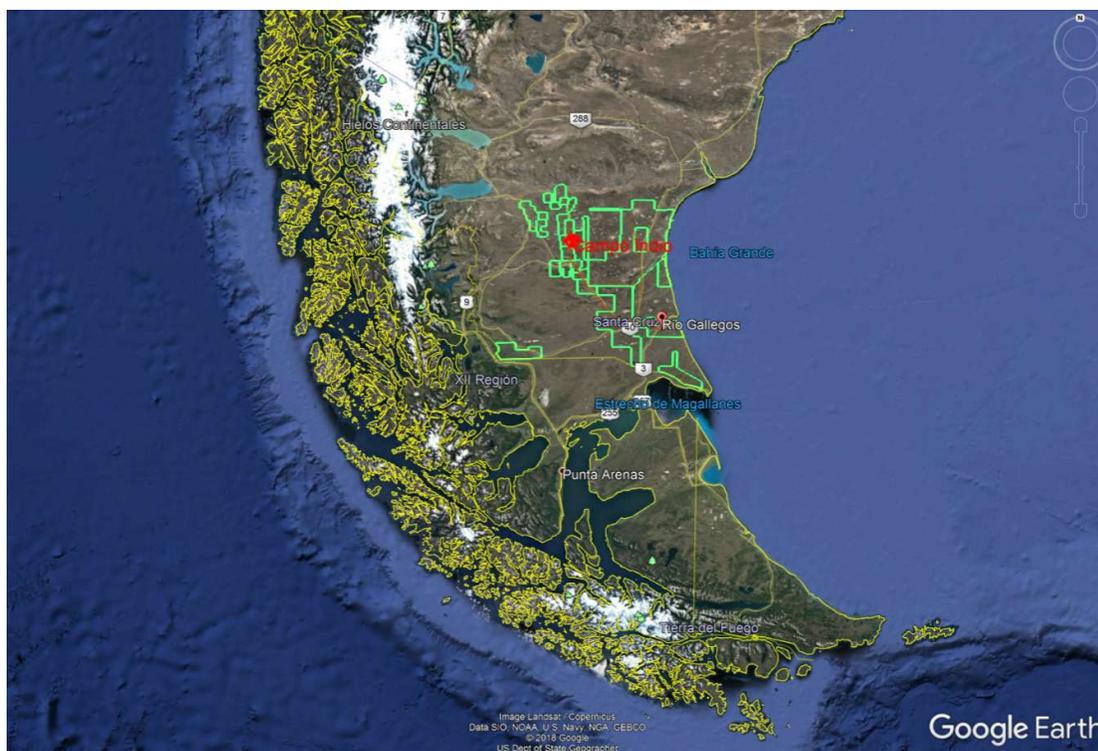


Figura N° 1- Ubicación del Yacimiento Campo Indio- Cuenca Austral

### 3) Marco Geológico

La Cuenca Austral también se conoce como Cuenca de Magallanes y se ubica en el extremo sur del continente Americano, en la provincia Argentina de Santa Cruz, en la provincia chilena de Magallanes, en la Isla grande de Tierra del Fuego y sobre una importante superficie de la Plataforma Continental Argentina. La misma cubre una superficie total de 230.000 km<sup>2</sup> de los cuales el 85% se desarrolla en la República Argentina.

La columna sedimentaria alcanza un espesor máximo de 8.000 metros, con desarrollo casi exclusivo de rocas clásticas. Los sedimentos carbonáticos sólo se presentan en algunas posiciones de la cuenca y tienen espesor reducido.

La Formación Magallanes se subdivide en dos miembros de los cuales el Miembro Inferior es el que presenta los reservorios productivos. Este miembro es de edad Cretácico Superior – Terciario inferior (Figura 2).

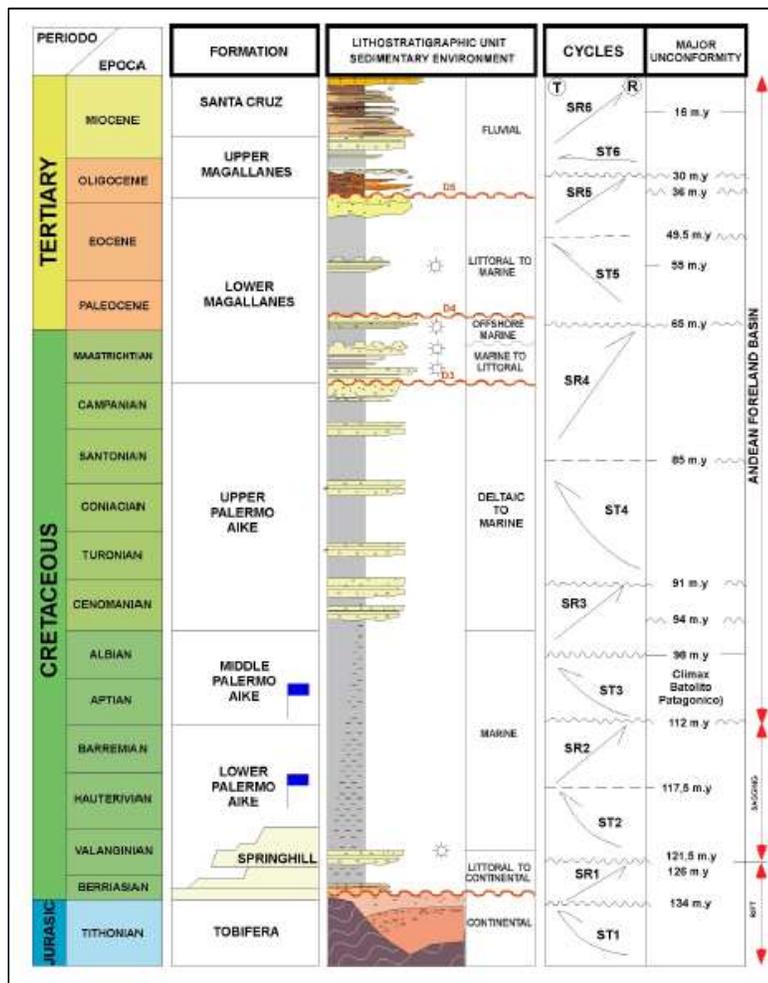


Figura N° 2- Columna Estratigráfica

### 3.1) Marco Estructural

La estructura del yacimiento Campo Indio Magallanes presenta una geometría homoclinal. En esta zona, la discordancia postdaniana está representada por la paleogeografía generada a partir de la reactivación terciaria de fallas de basamento y la posterior erosión. La distribución original de fallas de basamento y su consecuente reactivación generaron dos depocentros principales separados por un máximo. Uno de estos depocentros tiene una dirección N-S y pertenece al denominado Campo Boleadoras. El segundo depocentro, cuyo eje principal es NE-SO corresponde al yacimiento Campo Indio.

En general las fallas presentan un diseño de flor negativa. Algunas de las fallas principales (sintéticas) tienen su raíz en la Serie Tobífera o en el tramo inferior de la F. Palermo Aike, es decir estas fallas conectan la roca madre con los reservorios y podrían haber actuado como vías de migración.

Los sistemas de fallas extensionales que afectan el reservorio son secundarios, en general de poco relieve, predominantemente de orientación NO-SE y si bien en ocasiones conforman algún límite de acumulación, no juegan un rol importante. (Figura 3)

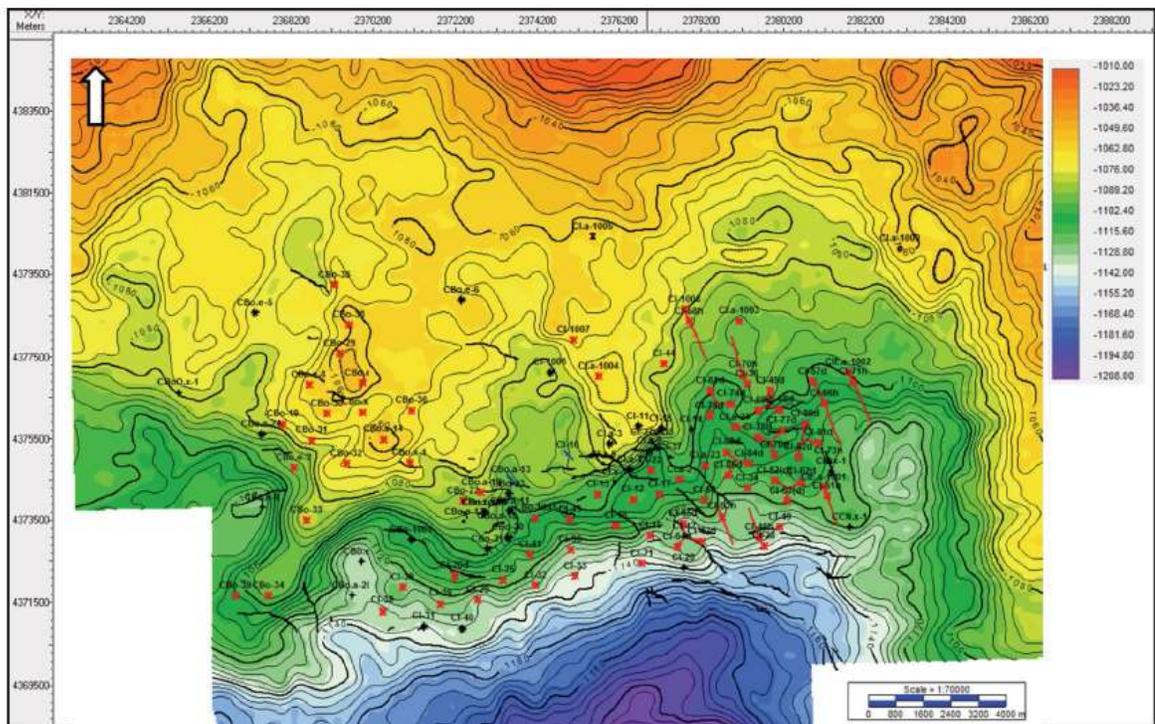


Figura N° 3- Mapa estructural en profundidad de la discordancia Post-Daniano (D4) que constituye el techo del reservorio M1

### 3.2) Estratigrafía

A nivel regional el Miembro Inferior de la Fm. Magallanes está atravesado por una discordancia regional de carácter erosivo (discordancia Postdaniana) que separa

dos secuencias tectónicas de 2do orden. La primera de edad Mastrichtiana– Paleocena y contiene las areniscas M2 y M3. La segunda secuencia de edad Paleocena - Eoceno Medio –Superior que representa el relleno post-tectónico (Arenisca M1). Las areniscas M1 son productivas en el yacimiento Campo Indio Magallanes (Figura 4).

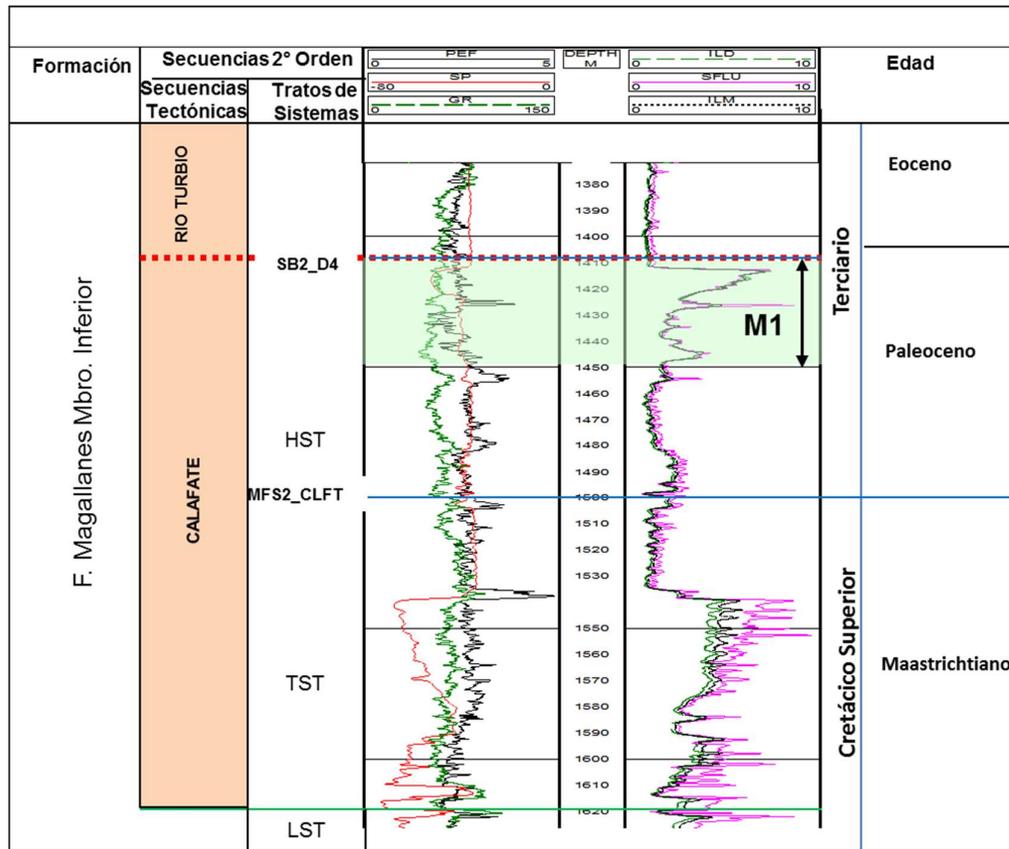


Figura N° 4- Columna Cronoestratigráfica

### 3.3) Entrampamiento y Reservorio

El entrampamiento del yacimiento Campo Indio Magallanes es de tipo estratigráfico. Esto se debe a que el reservorio ha sufrido una serie de erosiones atribuidas a procesos tectónicos. Con respecto al reservorio, este ha sido dividido en dos zonas. La primera zona corresponde a la parte oeste del yacimiento. Esta zona ha sido determinada como un reservorio convencional. La segunda zona es la parte este (zona tight). Aquí el reservorio presenta un desmejoramiento en la calidad del reservorio.

Esta división ha sido realizada tomando en cuenta los estudios realizados en las coronas de varios pozos, así como en la producción de los mismos.

La calidad del reservorio ha sido uno de los aspectos más representativos para esta división. Este desmejoramiento se lo ha atribuido a la no existencia de uno de los paquetes sedimentarios que posee buenas permeabilidades y que se encuentra en la zona oeste del campo. Se cree que este paquete fue erosionado en la zona este. Otro aspecto identificado es la diagénesis, la cual fue determinada mediante el análisis de

las coronas de los pozos y la evaluación petrofísica. Este proceso puede ser relacionado a la ubicación de cada pozo en el ambiente depositacional (Figura 5).

Las facies reservorio de M1 están constituidas por areniscas muy finas hasta medias, cuarzo-líticas con glauconita y baja porosidad visual, que gradan lateral y verticalmente a facies glauconíticas finas y pelitas marinas (sello de la trampa).

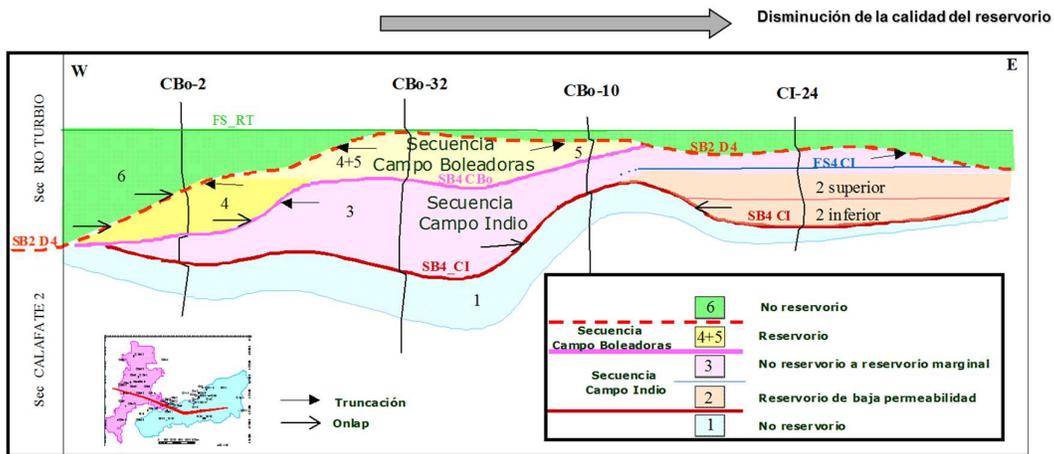


Figura N° 5- Esquema conceptual depositacional del yacimiento

En la siguiente figura se ha colocado parte de los estudios sedimentarios realizados en las coronas de los pozos CI-26 (zona oeste) y CI-28 (zona este) que muestran las diferencias diagenéticas y por ende la diferencia de permeabilidad que existe en estas dos zonas. (Figura 6).

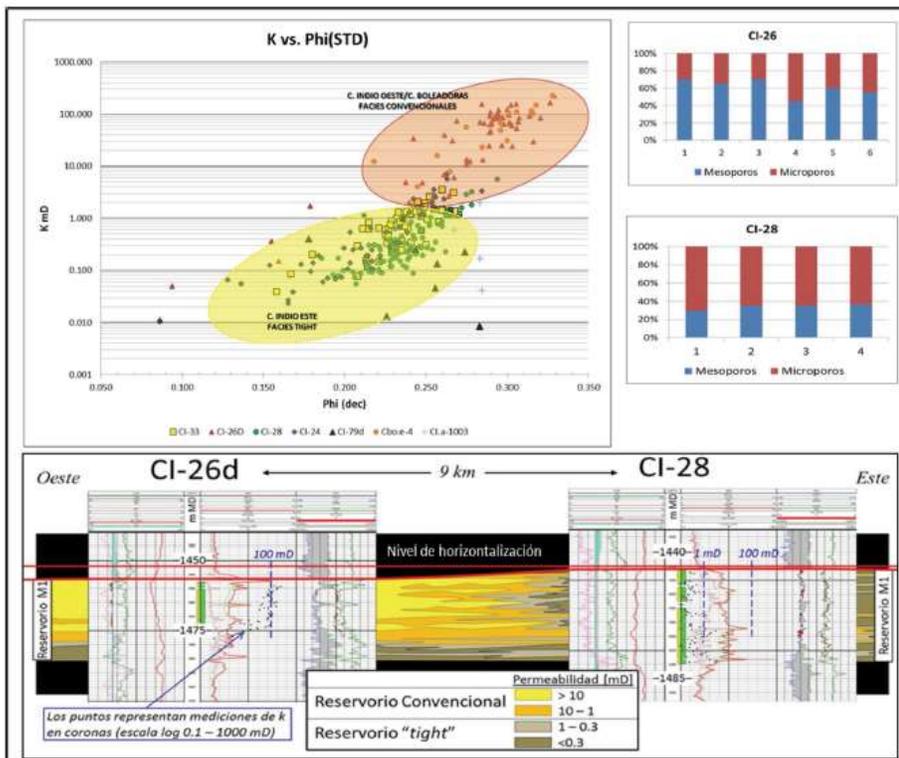


Figura N° 6- Comparación de datos petrofísicos de los pozos CI-26 y CI-28. Tomados de los estudios de coronas





## Propiedades Mecánicas de Roca – CI-50

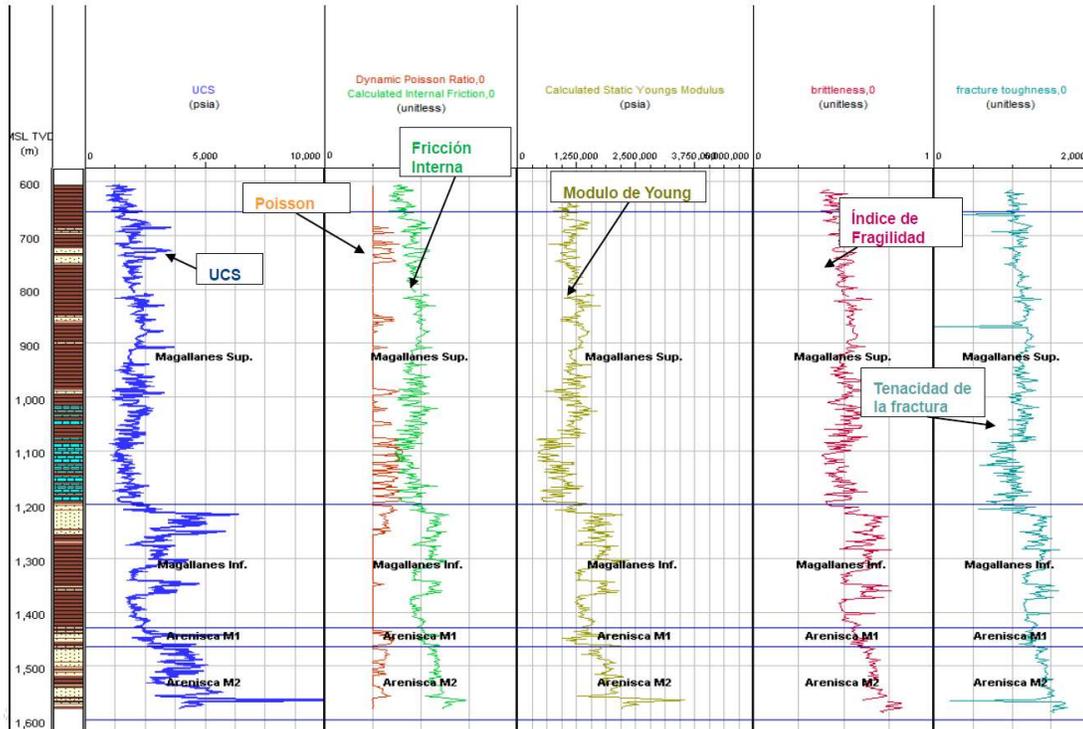


Figura N° 9- Propiedades Mecánicas de la Roca- CI-50

El  $S_{hmin}$  está en el orden de  $\sim 11.0$  lb/gal (0.57 psi/ft), a nivel de formación Magallanes en el Techo de la Arenisca M1 y las arcillitas (calibradas con LOT's) indican gradiente de fractura de  $\sim 11.9$  ppg. El contraste de esfuerzo es de 0.9 ppg. Estos valores están calibrados con las pruebas de PIT's, LOT's, SRT, DFIT's, Minifrac's y operaciones de fracturamiento hidráulico. (Figura 10)

El estado de esfuerzos actual es del tipo rumbo deslizante:  $S_{Hmax} > S_v > S_{hmin}$ , en todos los niveles estratigráficos y sectores de este campo.

El azimut más probable del esfuerzo horizontal máximo ( $S_{Hmax}$ ) es de  $\sim 72^\circ$  y fue estimado con imagen del pozo CI-50. Él es consistente con la tendencia regional observada en el mapa mundial de esfuerzos.

La magnitud del gradiente de esfuerzo horizontal máximo ( $S_{Hmax}$ ) está en el orden de  $\sim 19.37$  lb/gal en la formación Magallanes en el Techo Arenisca M1. (Fig. 11)

Por los eventos inducidos en la perforación se cree que el régimen de esfuerzos puede ser Normal independientemente de lo que arrojo este estudio de Geomecánica por lo que se está avanzando en ensayos de laboratorio sobre coronas para poder determinar el coeficiente de fricción de la roca.

## CI- 50 - Determinación del Esfuerzo Horizontal Mínimo

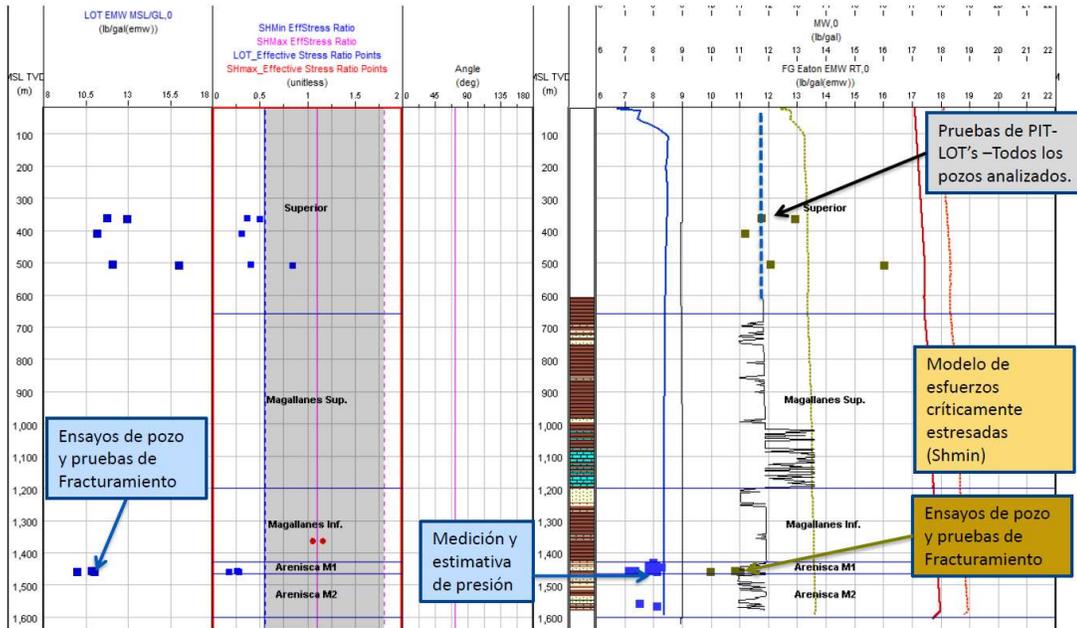
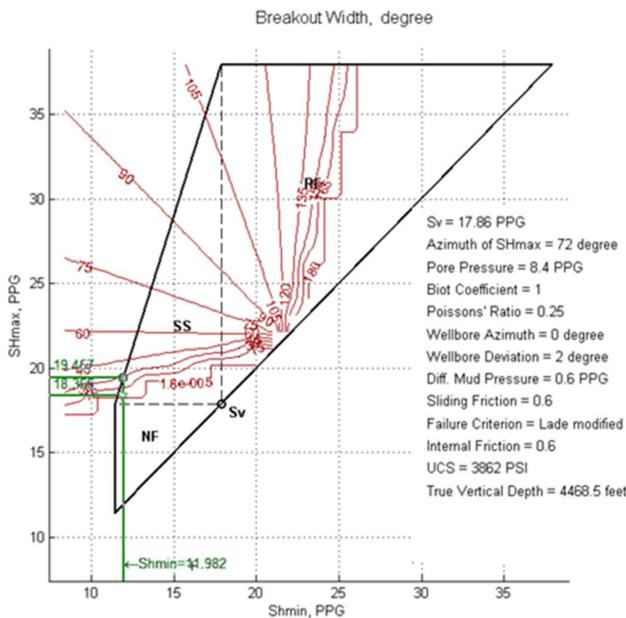


Figura N° 10- Determinación del Shmin- CI-50

## SHmax: Formación Magallanes Inferior



UCS 3200~4200 psi  
Ancho de Breakout ~16°

SHmax~19.45 ppg

Estado de Esfuerzo:  
Rumbo-Deslizante o  
Transcurente

Figura N° 11- Determinación del SHmax

Imagen CBIL en Pozo CI-50 en el intervalo: 1269.9m- 1595.0 mMD con Desviación del pozo máxima:  $\sim 20$ . La calidad de la Imagen es buena y fueron identificados muy pocos breakouts con apertura de  $170 \pm 30$ , y con dirección de  $1620 \pm 140$ . Con esto la dirección de SHmax es de  $720 \pm 140$ . (Figuras 12)

### Breakouts – CI-50- Conclusiones - 1361.0-1366.5 mMD

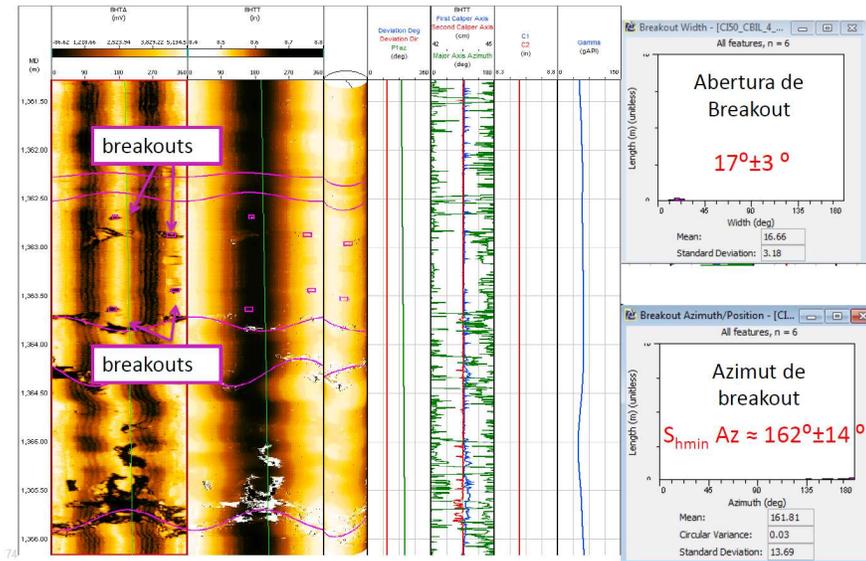


Figura N° 12- Breakouts

Con esto la dirección de SHmax es de  $720 \pm 140$  consistente con el mapa regional de esfuerzos. (Figuras 13)

El régimen de esfuerzo es rumbo deslizante ( $S_{hmin} < SV < S_{hmax}$ ). La fractura hidráulicamente inducida es vertical y a  $20^\circ - 35^\circ$  del rumbo de la falla.

### Mapa de Esfuerzos Mundial

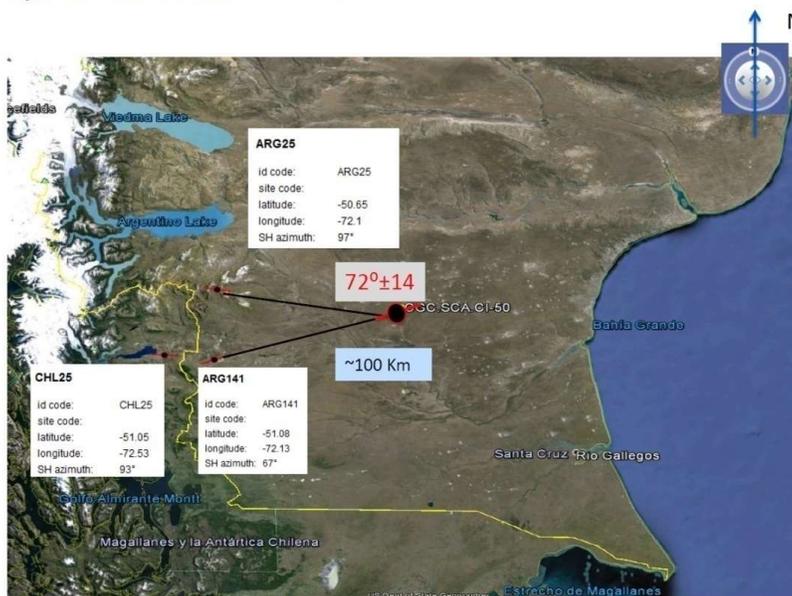


Figura N° 13- Mapa de Esfuerzos Mundial

## 5) Historia de Producción

Durante la etapa de avanzada y delineación de la acumulación se identificó un notorio deterioro de las condiciones de reservorio hacia el Este, lo que resultaba en reservorios de baja permeabilidad (“tight”) con rastros de gas y surgencias de gas sin presión. Durante esta etapa se perforaron pocos pozos en el sector Este, los cuales quedaron con producciones subcomerciales, suspendidos y abandonados.

En 2015 toma la operación del campo CGC dándole un nuevo enfoque. Por un lado, se buscó detectar los límites geológicos del campo y por otro definir la estrategia y las técnicas que permitirían un desarrollo comercial de estos reservorios tight.

Luego de un año de re-ingeniería del modelo de pozo, se introdujeron dos diseños que apuntarían a una mayor productividad a través de mayor carga de estimulación y a una reducción en el costo de construcción de pozo.

La primera idea puesta en marcha consistió en reducir los costos de construcción de pozos a través de un diseño monobore con el tubing cementado frente a la formación. De esta forma, a la reducción de costo de los materiales frente al diseño convencional de casing más tubing y packer, se sumaba que la terminación se haría en modo “rig-less” por no requerirse maniobras de tubing. Estos pozos monobore se realizaron en ramillete de tres pozos desde la misma locación, con bodegas independientes, lo que acarreo nuevos ahorros en la obra civil y las líneas de conducción, al precio de tener que desviarlos durante la perforación.

La segunda idea apuntó a un aumento de la productividad de los pozos, mediante un diseño horizontal y múltiples fracturas. La completación del tramo horizontal consistió en un liner de fijación hidráulica no cementado, con camisas y packers aislando las mismas. Este diseño resulta más caro que un pozo convencional en la zona, pero busca cambiar la ecuación económica a través de un aumento en la producción.

El desarrollo del área se consolidó al ser encuadrado dentro de un Desarrollo Tight como “Área de Explotación No Convencional Campo Indio Este” siendo la primera concesión con un precio diferencial fuera de la Cuenca Neuquina.

A partir de 2017 se realizó una campaña de perforación muy intensiva en el área que permitió descubrir extensiones al Norte duplicando el área de explotación y septuplicando la producción de Campo Indio, de 600 Mm<sup>3</sup>/d a fines de 2014 a 4252 Mm<sup>3</sup>/dE en diciembre de 2018 (Figura 14).

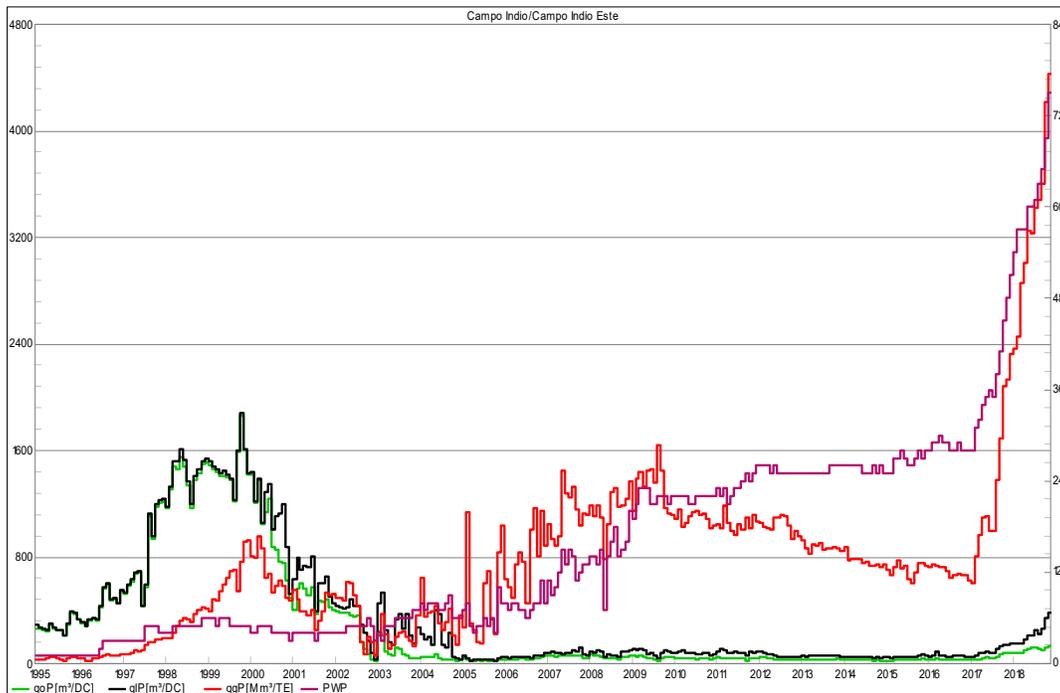


Figura N° 14- Historia de Producción y Número de pozos en Producción

## 6) Fracturas Realizadas

En la zona Tight a la fecha de preparación de este informe se cuenta con 68 pozos verticales /desviados fracturados y con 12 pozos horizontales con múltiples fracturas. El diseño de estos pozos está orientado a asegurar la fracturabilidad de la formación Magallanes, permitiendo aplicar distintas técnicas que logren mejor conductividad, condición para ser rentables.

Los principales desafíos para lograr estos objetivos se enfocan en:

- Lograr la mayor longitud conductiva posible ( $X_f$ ), ya que la zona no cuenta con importantes contrastes de esfuerzos y las fracturas tendrían tendencia a crecer en altura. Esto está en la etapa de evaluación por contar con suficientes datos de producción como para iniciar los estudios. Como parte de este proceso de mejora continua, se está analizando el uso de fluidos de baja viscosidad. Actualmente se usa fluidos de alta viscosidad (geles activados).
- Controlar el retorno de arena durante el periodo inicial de fluencia, producto de las condiciones del reservorio. Para esto se están probando distintas técnicas y recursos disponibles en el mercado, tales como químicos que actúan aglutinando los granos de arena con suficiente resistencia como para resistir la presión de la fluencia y también arenas resinadas curables que trabajan a bajas presiones de confinamiento y en el rango de temperatura de Magallanes. Como parte del control, también se adoptó punzar en tramos reducidos de 2 a 3 m con cargas de alta penetración.
- Optimizar el uso y tipo de agua, como recurso crítico. Se ha logrado utilizar agua de formación producida desde un pozo cercano. Esta agua, sin embargo, dista de ser la ideal para el funcionamiento de los aditivos químicos ya que tiene presencia de Boro. Se requiere de ensayos y calibraciones en laboratorio con muestras del agua de

campo en simulaciones con condiciones a las que el fluido se someterá durante todo el proceso desde el armado del gel hasta el flowback.

### 6.1) Punzado

En los pozos monobore se redujo el intervalo punzado a 2/ 3 m con dos objetivos: reducir la devolución de arena y evitar que se generen múltiples fracturas.

### 6.2) Diseño de Fractura

En toda fractura se busca optimizar el retorno económico de la misma a través de varios parámetros composicionales y geométricos como la longitud de fractura, la cantidad y el tamaño de apuntalante, la concentración del mismo, el tipo de fluido y la relación del colchón sobre el total de lo bombeado.

Para definir la cantidad de sacos de arena de las fracturas, se realizaron dos tipos de estudios:

Por un lado, se simularon las sensibilidades de longitud de fractura ( $x_f$ ) versus arena en formación (Figura 15). Como hay una relación creciente entre los sacos en formación y la producción se buscó realizar fracturas de mayores dimensiones, siempre que el incremento marginal en el costo sea compensado por un incremento de producción que lo justifique y de esta forma optimizar la economía del proyecto.

Paralelamente se estudió el rendimiento observado en pasadas fracturas. Se analizó la relación de sacos de arena por metro de espesor de capa total o gross. Como puede verse en la Figura 16, al incrementar la relación de sacos de arena por metro de espesor Gross se obtienen mayores producciones iniciales. Al comienzo del desarrollo se estaba trabajando como muestra la figura con 20 sacos/ m Espesor Gross y actualmente se pasó 120 sacos /m Espesor Gross.

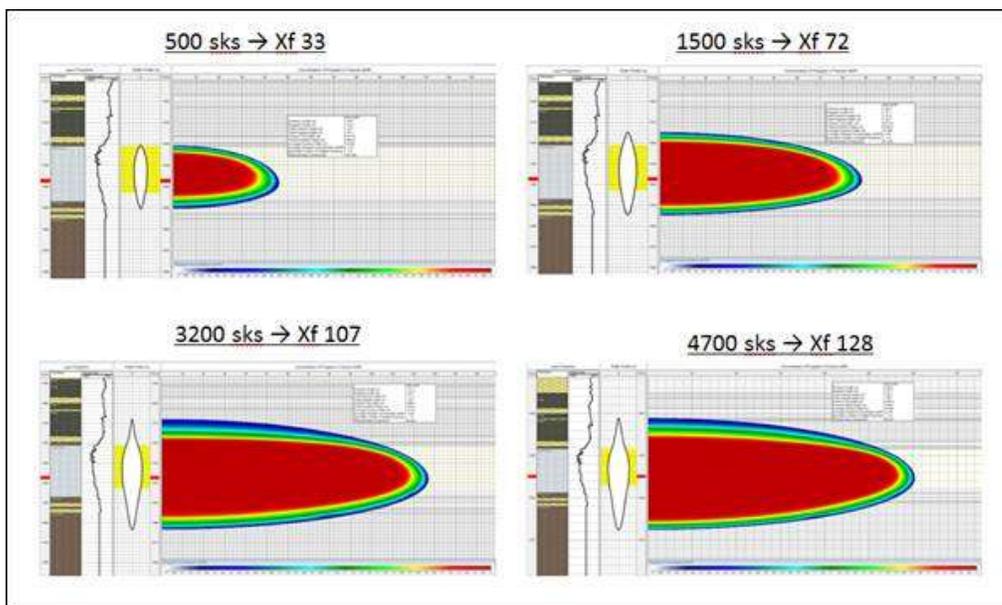


Figura N° 15- Simulaciones Frac Pro Sacos vs Longitud de fractura.

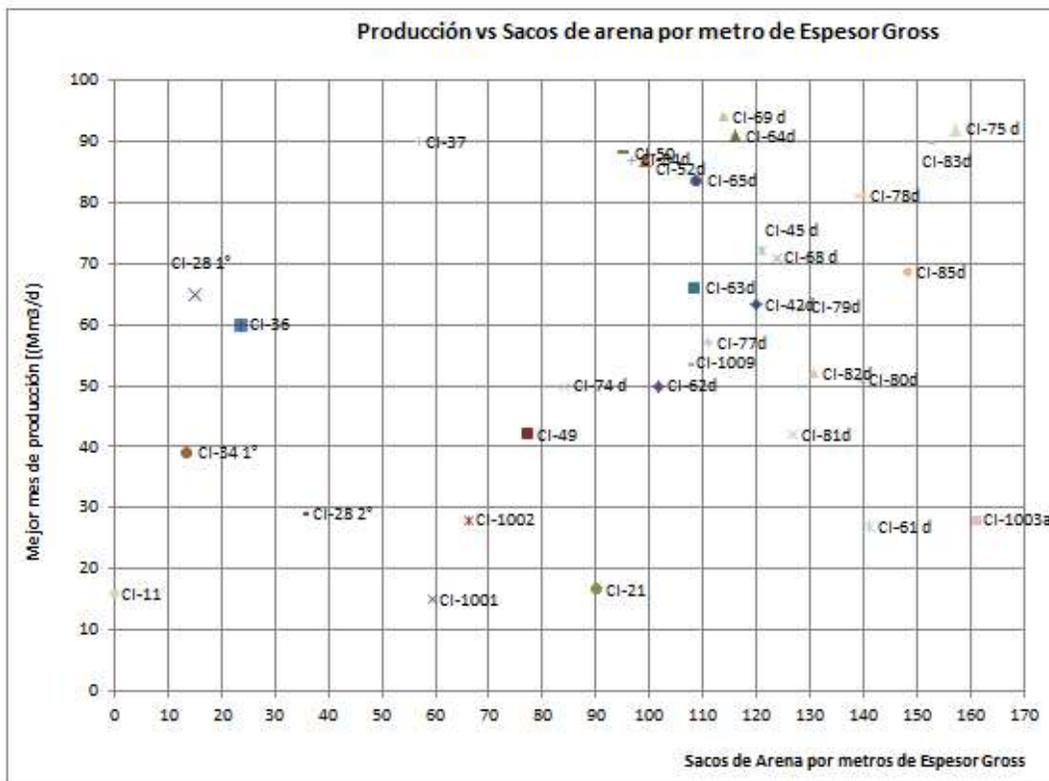


Figura N° 16- Mejor Productividad Inicial vs sacos de arena por metro de Espesor Gross

### 6.3) Análisis bombeo diagnóstico: DFIT, MiniFrac.

Durante el desarrollo del campo se han realizado múltiples Bombeos diagnósticos tanto de DFIT como de MINIFRAC.

Los DFIT apuntaban a conocer la presión de cierre y poder determinar la permeabilidad y presión de reservorio.

Los Minifrac si bien también determinaban la presión de cierre eran más operativos permitiendo conocer las fricciones presentes en el pozo y la eficiencia de fluido para poder determinar si era necesario bombear algún apuntalante cerámico para erosionar punzados o se debía modificar el PAD propuesto en el diseño.

A continuación, en la Tabla 1 se puede ver un resumen de los parámetros obtenidos en dichos bombeos.

	DFIT				MINI			
	Tipo de leakoff	Gradiente de fractura	Gradiente de cierre	Gradiente Poral	Tipo de leakoff	Gradiente de fractura	Gradiente de Cierre	Gradiente Poral
	Descripcion	(psi/ft)	(psi/ft)	(psi/ft)	Descripcion	(psi/ft)	(psi/ft)	(psi/ft)
CI-49	PDL	0	0,45	0,43	PDL	0,62	0	0
CI-50	HR	0,56	0,52	0,41	HR	0,57	0,52	0,43
CI-21	NL	0,52	0,46	0,41	HR + NL	0,51	0,45	0,36
CI-65d	PDL	0,56	0,52	0,46	0	0,57	0	0
CI-1004a	0	0	0	0	0	0,64	0	0
CI-61 d	0	0,59	0	0	HR	0,58	0,54	0,43
CI-77d	0	0	0	0	HR	0,58	0,54	0
CI-78d	0	0	0	0	HR+NL	0,58	0,54	0
CI-79d	0	0	0	0	HR+NL	0,62	0,54	0
CI-80d	0	0	0	0	HR	0,61	0,53	0
CI-81d	0	0	0	0	HR	0,6	0,54	0
CI-82d	0	0	0	0	HR	0,62	0,54	0
CI-1006	PDL+HR	0,64	0,58	0,44	0	0	0	0
CI-83d	0	0	0	0	HR	0,52	0,45	0
CI-45 d	HR	0,6	0,55	0	0	0,59	0	0
CI-69 d	0	0	0	0	HR	0,58	0,53	0
CI-44	0	0	0	0	HR	0,63	0,55	0,43
CI-1007	0	0	0	0	PDL	0,59	0,55	0
CI-1008	HR	0,63	0,59	0	0	0	0	0
CI-87	0	0	0	0	HR+NL	0,59	0,52	0
CI-88	HR	0,56	0,49	0,36	HR	0,56	0,5	0
CI-1011	HR	0,63	0,56	0,46	0	0	0	0
CI-1012	PDL	0,65	0,5	0,43	0	0	0	0
CI-90	PDL	0,58	0,48	0,41	0	0	0	0
CI-72 d	PDL	0,59	0,47	0,43	HR	0,6	0,53	0,40
CI-89	HR	0,54	0,47	0,33	HR	0,54	0,47	0,40
CI-1014	PDL	0,59	0,48	0,42	PDL	0,57	0,44	0,41
CI-1013	PDL	0,63	0,5	0,42	0	0	0	0
CI-67 d	PDL+HR	0,57	0,52	0,47	HR+NL	0,61	0	0
CI-1016	PDL	0,59	0,52	0,43	0	0	0	0
CI-1015	PDL	0,6	0,5	0,41	0	0	0	0
CI-92	0	0	0	0	HR	0,56	0,51	0,40

Tabla N° 1- Datos de DFIT y MINIFRAC Yacimiento Campo Indio

#### 6.4) Estudio con Arena trazada para determinar crecimiento en altura.

En los pozos CI-69 y CI-88 se realizó un estudio con arena trazada para poder determinar el crecimiento en altura.

## CI-69d

En este pozo se realizó una fractura de 3300 sks compuesta por arena Badger 20/40 y arena CARBO NRT 20/40. El 30 % de la fractura fue con la arena trazada y el 45 % de la arena fue con expedite.

La determinación de la arena trazada se hizo corriendo una herramienta RST previa a la fractura y se repitió el perfil posterior a la misma.

Arena M1		Punzados		Intervalo con Arena	
Superior (m MD)	Inferior (m MD)	Superior (m MD)	Inferior (m MD)	Superior (m MD)	Inferior (m MD)
1463.5	1492.5	1474	1476	1470	1502

Las cuentas en los detectores Near y Far (TSCN, TSCF) disminuyen donde está el trazador, y el SIGM aumenta. En la figura 17 esta resaltado en amarillo.

El NRT fue entre ~1470 y 1503 m aproximadamente, es decir la fractura creció casi toda para abajo.

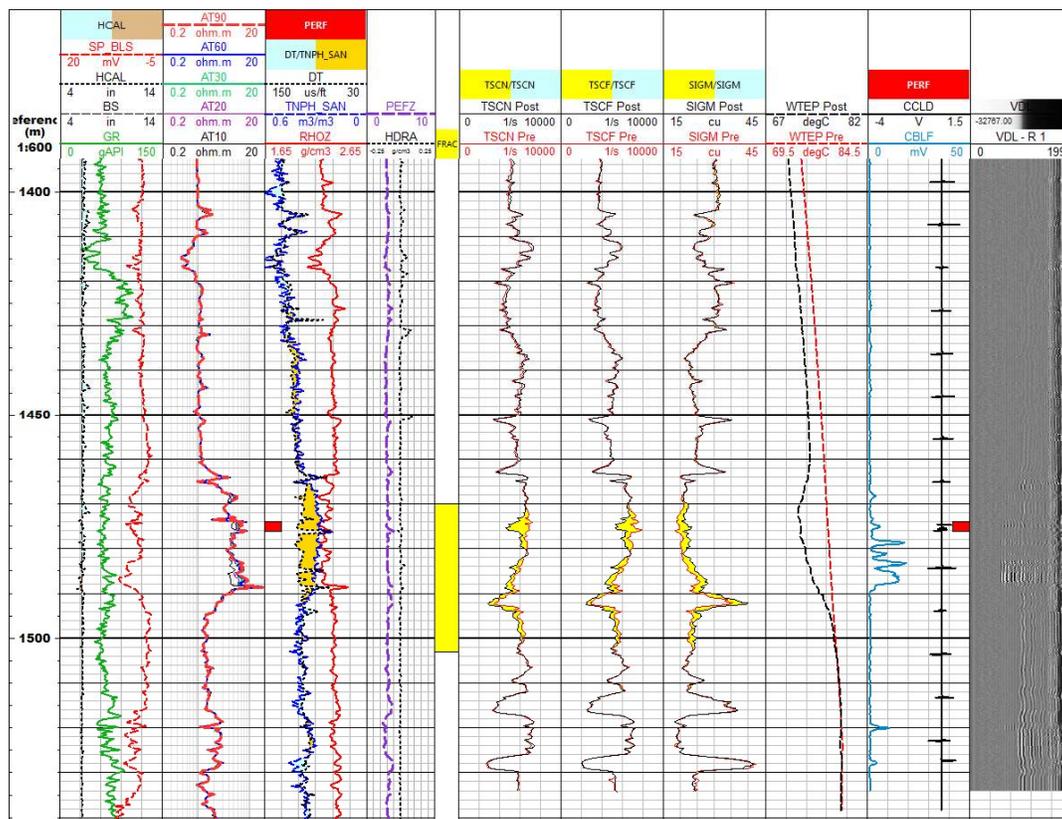


Figura N° 17- Interpretación realizada por Schlumberger para la arena trazada.

Los cambios pre vs post dependen de varios factores, pero los más importantes son la concentración del marcador en la arena y el ancho de la fractura. La figura 4 a muestra un intento de cuantificar el ancho de la fractura (en la vecindad del pozo) en función del cambio en Sigma. Tratar de cuantificar en función de las cuentas es más

difícil porque estas dependen de muchos más factores (tamaño de agujero, fluido en el pozo, litología, porosidad, etc.). Para este pozo en el intervalo que interpretamos fracturado el cambio promedio en Sigma =  $(\text{Sigma}_{\text{post}} - \text{Sigma}_{\text{pre}}) / \text{Sigma}_{\text{pre}} \sim 9\%$ . Frente al punzado el cambio es un poco más grande porque por ahí entro el apuntalante.

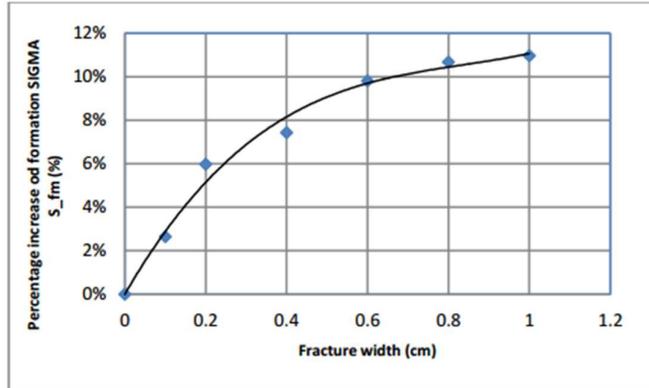


Figura N° 18- Porcentaje de aumento de captura de neutrón termal de Herramienta de PNC vs. Ancho de fractura- Paper A new Nuclear Logging Method to Locate Proppant Placement in Induced Fracture (1\*)

Se puede inferir que la fractura tiene un ancho estimado de 0.5 cm. Se logró un ajuste aceptable de la fractura en FRACPRO (Figuras 19 y 20) obteniéndose los siguientes resultados:

- Presión de Reservorio: Diseño: 1930 psi
- Gradiente de Cierre: 0.53 psi/ft
- Gradiente de Fractura: 0,58 psi/ft

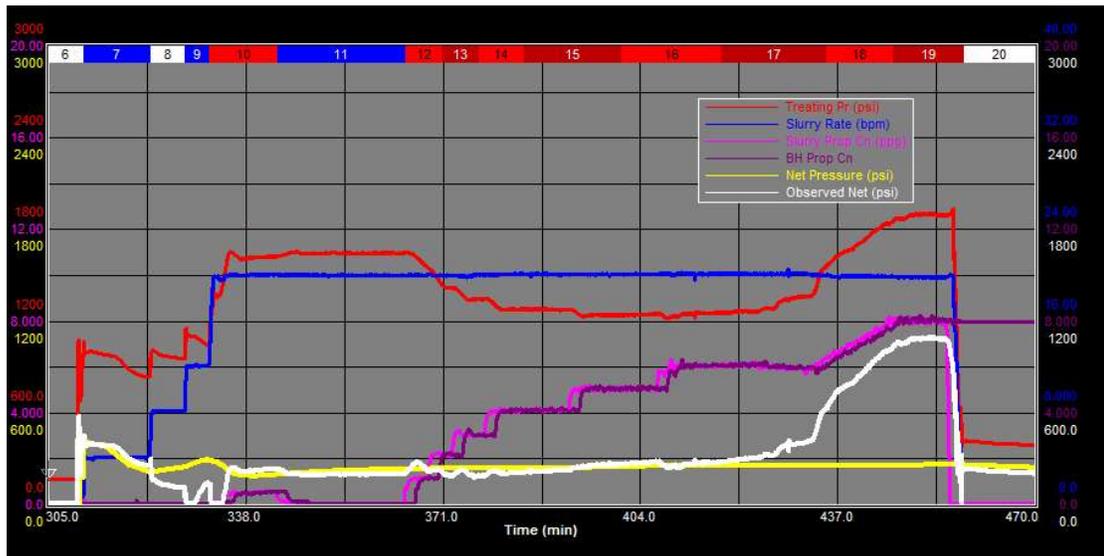


Figura N° 19- FracPro- Ajuste de Presión Neta.

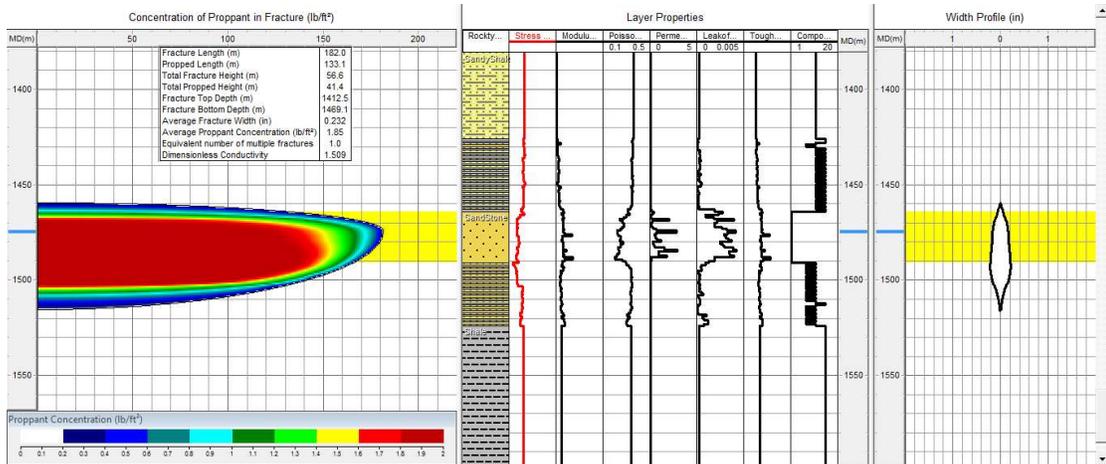


Figura N° 20- FracPro- Fracture Profile

Arena M1		Punzados		Intervalo con Arena		Ajuste FracPro	
Superior (m MD)	Inferior (m MD)	Superior (m MD)	Superior (m MD)	Superior (m MD)	Inferior (m MD)	Superior (m MD)	Inferior (m MD)
1463.5	1492.5	1474	1476	1470	1502	1464	1505

Como datos relevantes de la Fractura esta se realizó a 20 bpm y se obtuvo un ISIP inicial en el Minifrac de 660 psi y un ISIP post Fractura de 415 psi.

El Tipo de Cierre fue HR y el Minifrac mostró complejidad en la fractura creada, siendo necesario realizar el ajuste de presiones netas con 6 fracturas múltiples. En la fractura, la complejidad de la fractura fue variando con el tiempo, teniendo al inicio de la misma un ajuste de presiones netas con 6 fracturas múltiples, que posteriormente se redujo a 3 y terminó en una fractura única.

### CI-88

Continuando con el desarrollo en el yacimiento Campo Indio, se perfora el pozo CI-88, el primer pozo infill del yacimiento. El objetivo es continuar con el desarrollo gasífero del reservorio M1, evaluando el grado de depletación del reservorio para un futuro desarrollo infill.

Los pozos más cercanos son el CI-84d y CI-34, pozos actualmente productores los cuales se encuentran a 435 m y 480 m respectivamente. (Figura 21)

La presión original del reservorio es de 140 kg/cm<sup>2</sup> pero debido a la cercanía con pozos productores se esperaba una depletación del orden del 25%, sin embargo, la presión promedio del reservorio fue de 116 kg/cm<sup>2</sup> entre un 15 y 20% de depletación, menos de lo esperado.

En este pozo se realizó una fractura de 3050 sks compuesta por arena Carbolite 20/40 y arena CARBO NRT 20/40. El 30 % de la fractura fue con la arena trazada y el 30 % de la arena fue con expedite.

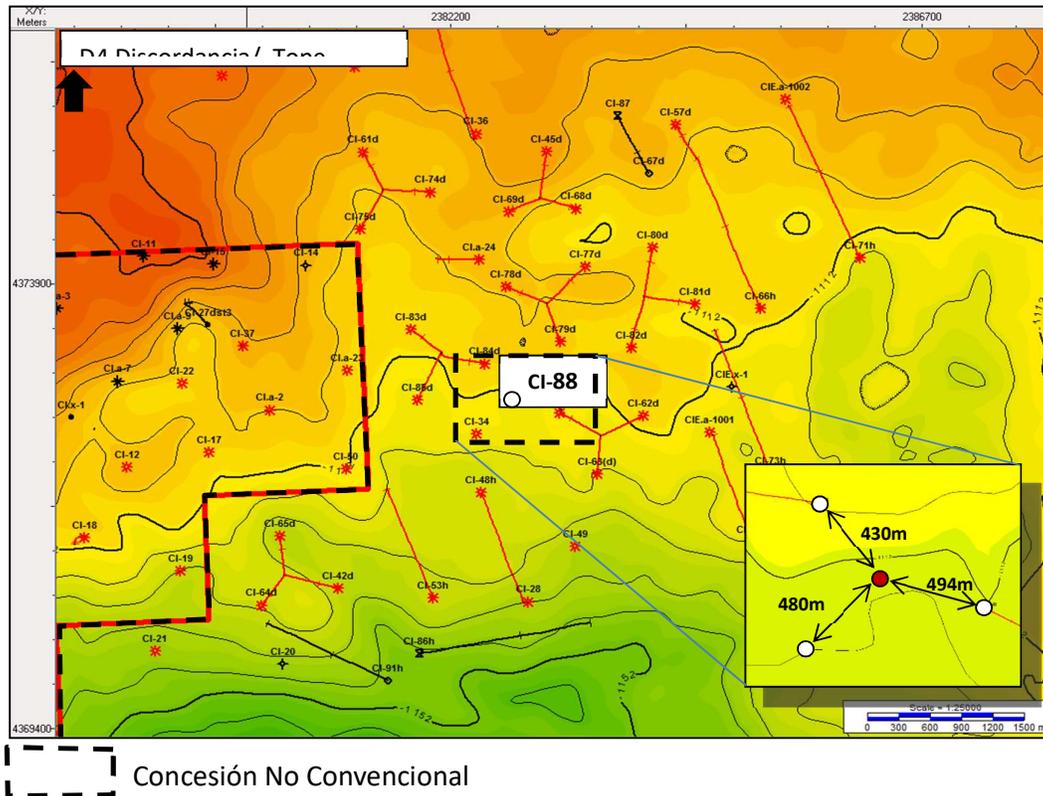


Figura N° 21- Mapa Estructural en Profundidad

La determinación de la arena trazada se hizo corriendo una herramienta PNX previa a la fractura y se repitió el perfil posterior a la misma.

Se utilizó la tecnología PULSAR (Espectroscopia de Alta Resolución), en el modo GSH-LITH.

De esta manera, utilizando la espectroscopia de capturas elementales (detección del Gd) y el Sigma se comparan ambos registros (pre y post) para determinar los cambios producidos por la presencia del Carbo NRT en la formación

Como puede observarse en la Figura 22 hay una respuesta clara para la arena Carbo NRT en el intervalo 1418,7 m MD a 1436.7m MD. Los distintos logs tienen diferentes profundidades de investigación (DOI), y esto provee la distribución de la arena a diferentes profundidades. Los logs Sigma en los tracks 6, 7, 8 tienen las mayores profundidades de investigación y no se ven afectados por los cambios cercanos al pozo. Como resultado proveen la mejor estimación para la determinación de la altura de la fractura.

La detección más clara es el Gd (Gadolinio), que es justamente el material que le ponen al apuntalante cerámico para ser detectado, ya que esto es una medición directa (y no indirecta a través de cambios de cuentas o Sigma, que están afectados por otros parámetros).

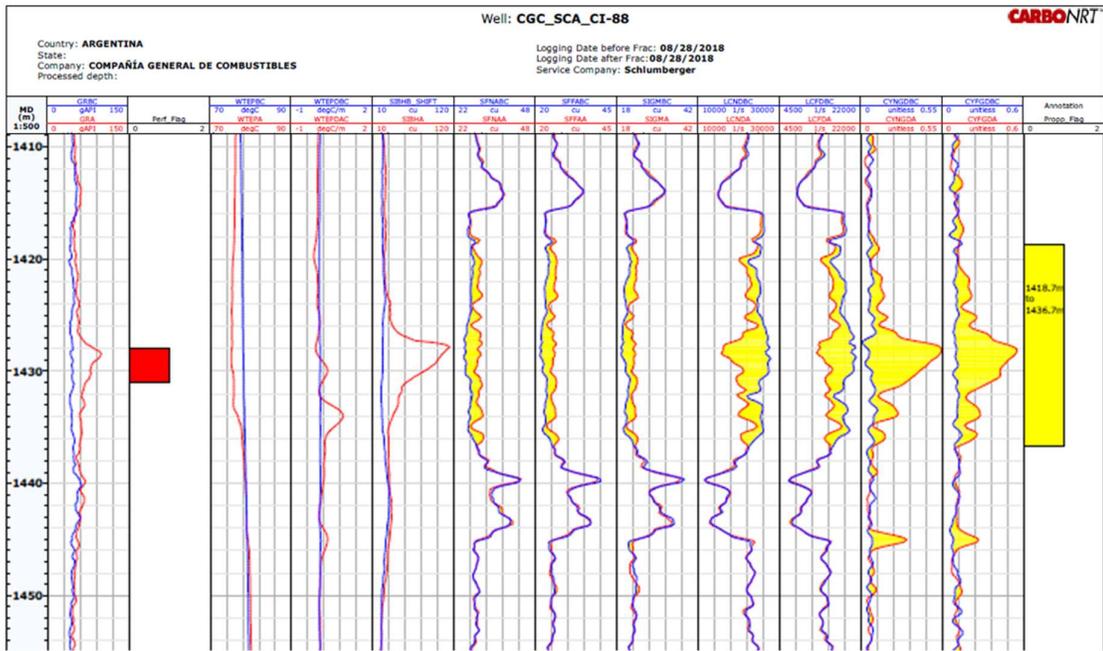


Figura N° 22- CI-88 Perfil para determinación de Arena Carbo NRT

El PNx nos puede dar esta medición a través de la espectroscopia de rayos gamma. En la figura 23 se ve que arriba la fractura llega claramente hasta 1416 m. Para abajo podemos poner el límite en 1437 m, según el Sigma, que es la medición más profunda, pero el Gd muestra apuntalante hasta 1446 m. Viendo los detectores, aunque la detección es menos clara, el Near muestra también un efecto hasta 1446 m, pero el Far y el Deep son más consistentes con la indicación hasta 1438 m. Por último, la temperatura (WTEP) también muestra cambios desde 1446 m.

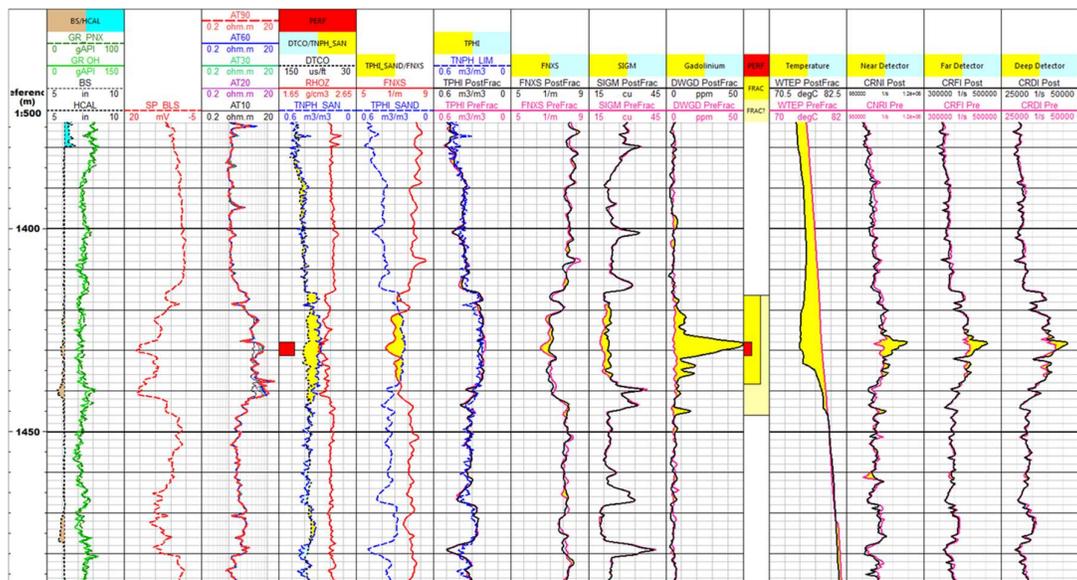


Figura N° 23- CI-88 Interpretación de Scumberger para determinación de Crecimiento en altura.

La altura de la fractura apuntalada varía entre 1418.7 y 1436.7 m. La fractura hidráulica, no necesariamente apuntalada, llega un poco más abajo, quizás hasta 1445 m, pero las lecturas más profundas (Sigma, detectores más lejanos) no ven mucho NRT.

Arena M1		Punzados		Intervalo con Arena	
Superior (m MD)	Inferior (m MD)	Superior (m MD)	Inferior (m MD)	Superior (m MD)	Inferior (m MD)
1416	1445	1428	1431	1418,7	1436.7

Se logró un ajuste aceptable de la fractura en FRACPRO (Figuras 24 y 25) obteniéndose los siguientes resultados:

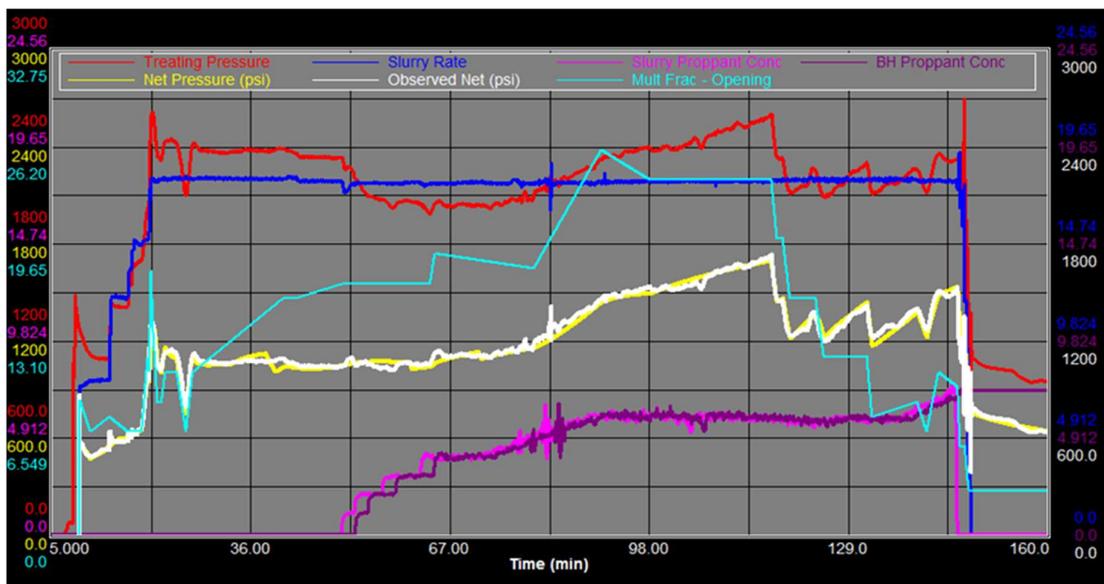


Figura N° 24- FracPro- Ajuste de Presión Neta.

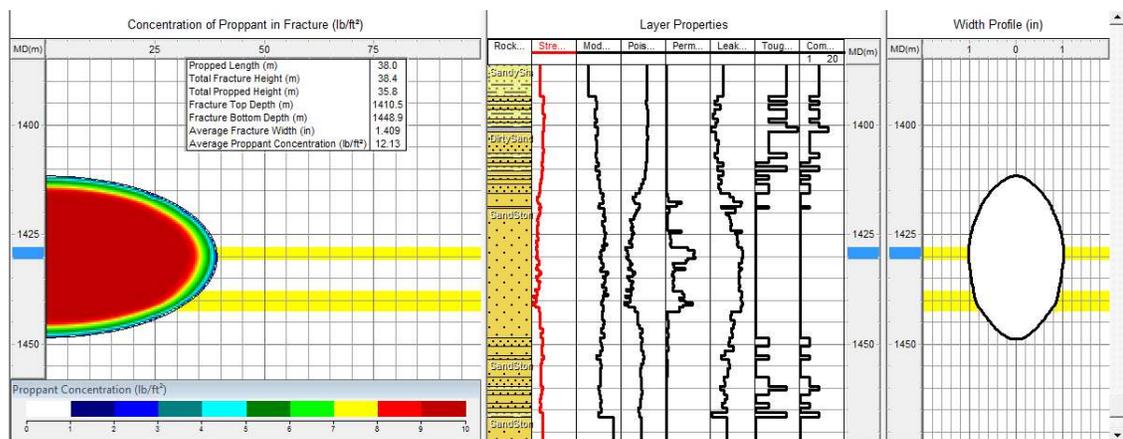


Figura N° 25- FracPro- Fracture Profile

Arena M1		Punzados		Intervalo con Arena		Ajuste FracPro	
Superior (m MD)	Inferior (m MD)	Superior (m MD)	Superior (m MD)	Superior (m MD)	Inferior (m MD)	Superior (m MD)	Inferior (m MD)
1416	1445	1428	1431	1418,7	1436,7	1415	1446

Como datos relevantes de la Fractura esta se realizó a 18 bpm y se obtuvo un ISIP inicial en el DFIT y Minifrac de 590/598 psi respectivamente y un ISIP post Fractura de 1095 psi.

El Tipo de Cierre fue HR y se desarrollaron 4 fracturas múltiples en el DFIT y 3 en el Minifrac.

Gradiente de fractura: 0.556 psi/ft

Gradiente de Cierre: 0.496 psi/ft

Cuando se tiene un gradiente de cierre de 0.50 psi/ft o menor, generalmente se observa una gran complejidad, y en general un comportamiento de la presión de tratamiento tipo “diente de sierra” a medida que avanza la fractura. La fractura se ajustó hacia el final con 10 fracturas múltiples.

Antes de ingresar con el Coiled Tubing se calibró el pozo con 50 mm y se constató el fondo en 1312 m. (Punzados: 1428-1431m)

Cuando se procedía al montaje del coiled tubing para limpiar el pozo e inducir surgencia, se encontró el pozo con presión, se abrió y quedó en producción.

Dos meses después se constató nuevamente el fondo y los punzados estaban libres.

## 6.6) RTA: Rate Transient Analysis

Una vez ajustadas las presiones netas en Frapro con las geometrías de fractura resultante se trabaja en el módulo de Production Analysis para determinar si las producciones obtenidas son consistentes con la geometría realiza.

### CI-69

Se logra un buen ajuste que es consistente con los datos de movilidad del intervalo fracturado obtenidos en el ensayo de FMT.

De los 3300 sks bombeados, 1590 sks generaron geometría de fractura con una concentración superior a 2 lb/gal.

Matching Parameter	Current	Minimum	Maximum	Best Fit
Change Overall Behavior Using ...				
<input type="checkbox"/> Net Pay Height	16.3	5.0	100.0	16.3 (m) <a href="#">Use Best-Fit Value</a>
<input checked="" type="checkbox"/> Permeability	1.431e+00	1.000e-01	1.000e+02	2.553e-01 (mD) <a href="#">Use Best-Fit Value</a>
Change Late Time Behavior Using ...				
<input type="checkbox"/> Reservoir Extent Parallel to Fracture	318.1	76.2	762.0	318.1 (m) <a href="#">Use Best-Fit Value</a>
<input type="checkbox"/> Reservoir Extent Normal to Fracture	318.1	76.2	762.0	318.1 (m) <a href="#">Use Best-Fit Value</a>
Change Early Time Behavior Using ...				
<input type="checkbox"/> Proppant Damage Factor	0.520	0.500	0.990	0.520 <a href="#">Use Best-Fit Value</a>
<input type="checkbox"/> Propped Fracture Half-Length	133.1	3.0	304.6	133.1 (m) <a href="#">Use Best-Fit Value</a>
<input type="checkbox"/> Filtrate Viscosity	3.00	0.50	2.00	3.00 (cp) <a href="#">Use Best-Fit Value</a>
<input type="checkbox"/> Pore Volumes to Achieve 50% Cleanup	10.0	1.0	20.0	10.0 <a href="#">Use Best-Fit Value</a>
Match Window Options				
<input type="checkbox"/> Pick from Start of Time Step	1	Matching Start Time	150.0 (days)	
<input type="checkbox"/> Pick from End of Time Step	1	Matching End Time	250.0 (days)	
<input type="checkbox"/> Set Transition Manually	Early/Late Time Transition	149.3 (days)		
<input type="checkbox"/> Adjust Proppant Concentration when Iterating on Propped Fracture Length				
Iteration Settings				
		Maximum # of Iterations	20	
		Current Iteration	6	
		Maximum Error	5.0 (%)	
		Current Error	4.4 (%)	
Display Plot #   28   from Plot List   <a href="#">Find Best Match</a>   <a href="#">Stop</a>   <a href="#">Back</a>				

Figura N° 26- Resumen parámetros ajustes

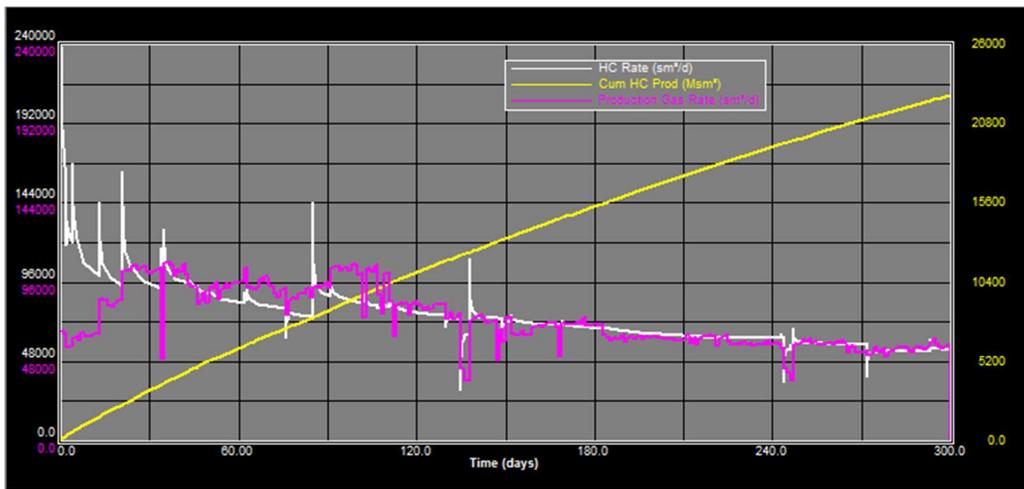


Figura N° 27- Análisis de Producción- Matching de Caudales

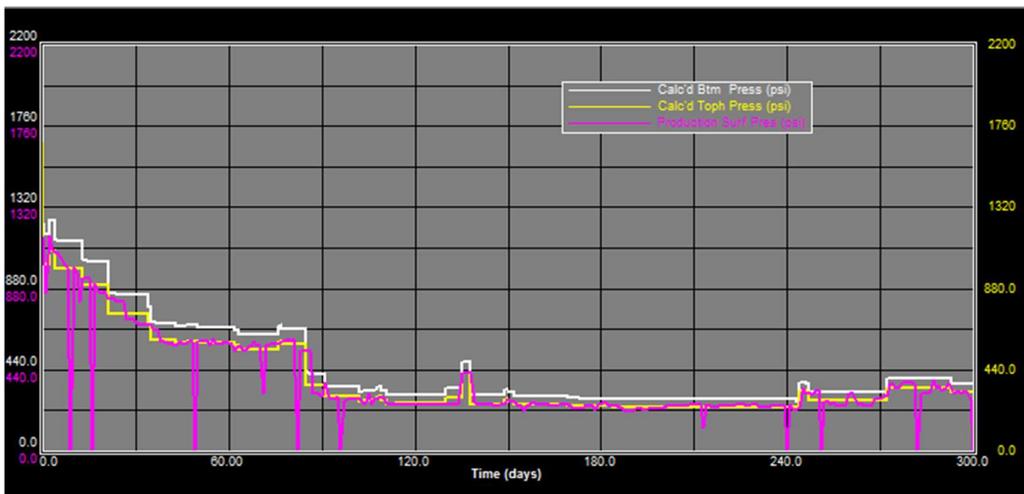


Figura N° 28- Análisis de Producción- Matching de Presiones

## **7) Propuesta de fractura**

Considerando que se detecta una tendencia generalizada al crecimiento en altura, para minimizar este efecto se opta por bajar caudales.

Se utiliza gel lineal en el Pad y se va incrementando el caudal para lograr mayores crecimientos en profundidad.

Por otro lado, se observa mejores producciones al trabajar con arena con uniformidad de malla por eso se toma ese criterio siempre que la arena disponible lo permite.

Se realizan DFIT de rutina previos a la fractura para estudiar la complejidad de las mismas y se rediseña en el pozo con el fin de optimizar los diseños.

Se apunta a hacer los ajustes de la Presión Neta en tiempo real mientras se desarrolla la fractura para tener un mejor entendimiento de lo que está sucediendo y poder tomar las decisiones necesarias en caso que sea conveniente apartarse del diseño original.

## **8) Conclusión**

Los puntos enumerados en el inciso 7 fueron implementados en forma reciente y posterior a la fractura de los pozos analizados en el presente trabajo por lo que se necesita tiempo de producción para poder evaluar si se consigue una mejoría en la producción con estas propuestas.

En el caso de CI-69 que fue uno de los pozos analizados en el presente trabajo, el mismo cuenta con un historial de producción de un año y podemos decir que el trabajo fue exitoso. El tiempo de repago del pozo fue incluso menor al proyectado. Esto se debe en gran medida a que la arena trazada era cerámica y, por tanto, de mejores características que la que se venía empleando.

El segundo pozo analizado, CI-88 fue fracturado a fines de Agosto de 2018 por lo que se necesita que transcurra mayor tiempo de producción para poder hacer un buen análisis. Este pozo infill se fracturó por completo con agente de sostén cerámico y las producciones iniciales fueron notablemente mejores que la de los pozos aledaños. Los costos y la logística de este tipo de apuntalante no han permitido al momento migrar a este tipo de agente de sostén.

## 9) Referencias

- Rocas Reservorio de las cuencas productivas de Argentina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG. Cagnolatti, M y Miller, 2002.
- Las trampas de hidrocarburos de la formación Magallanes, Cuenca Austral, República Argentina, VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Scavino et al, 2005.
- 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, IAPG. Fernando Solanet, Florencia Melendo, CGC, 2017.
- Extensión y desarrollo de los reservorios de baja permeabilidad del Yacimiento Campo Indio, Formación Magallanes, 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Ernesto Aimar, Martín Cevallos, Alejandro Cangini, Federico Mas Cattapan, Víctor Vega, CGC, 1018.
- RESERVOIR GEOMECHANICS, M.D. Zoback.
- Construcción de Modelo Geomecánico aplicado a Diseño de Fracturamiento Hidráulico – Campo Indio/Indio Este, Informe Interno, Claudio Rabe, PhD, Especialista Senior en Geomecánica; Thiago Pessoa, MSc, Especialista de Geomecánica; Revisión Interna: TebisLlobet, Advisor Geomecánica LA, BkerHuges, 2016.
- (1\*) A new Nuclear Logging Method to Locate Proppant Placement in Induced Fracture, SPWLA54 th Annual Logging Symposium, Harry Smith, Consultant; Robert Duenckel, Xiaogang Han, CARBO Ceramic, Inc, 2013
- SPE 168094, Hydraulic Fracture Geometry Evaluation Using Proppant Detection: Experiences in Saudi Arabia, Kirk Bartko, Ahmed Salim, Saudi Aramco; Pablo Saldungaray, Daniel Kalinin, Schlumberger; Xiaogang Han, Pedro Saldungaray, CARBO Ceramics