

PLANEAMIENTO, DISEÑO Y RESULTADOS DE ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA EN DOS POZOS EXPLORATORIOS, CON RESERVORIOS ÍGNEOS FISURADOS, EN LA CUENCA NEUQUINA

**Daniel G. García, Antonio Prioletta; Repsol-YPF
Roberto Sentinelli; J. Manuel Veiga; BJ Services S.R.L.**

SINOPSIS

En dos pozos exploratorios del yacimiento Cerro Negro, la formación Quintuco-Vaca Muerta es una roca ígnea cuyo mapeo sísmico indica un ambiente de fallas subverticales y la presencia de un sistema fracturado de porosidad secundaria. Estas características probablemente originadas por magmatismo fisural y una pobre contribución petrofísica de la matrix condujeron a seleccionar la estimulación hidráulica como la alternativa mas apropiada para mejorar la producción en estos pozos.

Previo a los tratamientos, diversos análisis fueron realizados:

- 1) Dada la formación fisurada, era esperable un comportamiento del tipo “pressure-dependent leakoff”, presencia de tortuosidad y elevado leakoff. Un step rate test en caudales ascendentes fue realizado para determinar la presión de extensión de fractura. En el colchón del tratamiento fueron dosificadas, 3000 lbs de arena malla 100 en dos batches separados a 0.5 lb/gal con el objetivo de puentear las fisuras, reducir el leakoff y remediar la tortuosidad.
- 2) Para confirmar las asunciones previas sobre las características del reservorio fisurado, se decidió aplicar el método de análisis de la Función-G y la superposición de su derivada.
- 3) Se realizó un “pump-in test correlation” para determinar la concentración crítica de agente de sostén, el máximo tiempo de bombeo y el volumen de tratamiento, pero los resultados del análisis no fueron concluyentes.
- 4) De acuerdo con los resultados observados de producción post fractura, una fractura fue conectada con las fisuras naturales, indicando que los resultados de las simulaciones fueron consistentes con la realidad.

A pesar de la complejidad de la mecánica de la roca y la significativa pérdida de fluido encontrada, un tratamiento de fractura hidráulica pudo ser exitosamente realizado

Este trabajo revisa el planeamiento, ejecución y resultados del tratamiento de fractura hidráulica en roca ígnea de dos pozos exploratorios en la cuenca neuquina y presenta recomendaciones para pozos similares.

INTRODUCCIÓN

El pozo YPF.Md.NCoNS.x-1 (Cerro Negro Sur) se ubica en la provincia de Mendoza, en el área de explotación Altiplanicie del Payún, la cual es operada por Repsol – YPF con una participación del 100%.

La ubicación geográfica del prospecto es unos 80 Km. al NNW de la ciudad de Rincón de los Sauces, unos 8 Km. al sur del yacimiento Cerro Negro. (**Fig. 1**).

La profundidad final estimada es de 2500 mbbp y permitirá atravesar la totalidad de la columna sedimentaria jurásica – cretácica, alcanzando los niveles superiores del Precuyano.

El objetivo exploratorio principal de este sondeo es investigar el contenido de hidrocarburos de un cuerpo ígneo alojado en las formaciones Quintuco – Vaca Muerta. Este cuerpo es correlativo del

que resultó productivo de petróleo en el pozo YPF.Md.NCoN.x-1 (Cerro Negro). Como objetivos secundarios se evaluarán los reservorios del Gr. Neuquén, el Mb. Troncoso de la Fm. Huitrín, la Fm. Mulichinco y del Gr. Cuyo en una estructura anticlinal con cierre en cuatro direcciones.

Estratigrafía, Estructura y Entrampamiento

En esta zona, la columna sedimentaria presenta en general un espesor reducido debido a la proximidad hacia el NE del borde de cuenca.

El Gr. Mendoza comienza con las areniscas y conglomerados de la Fm. Tordillo la cual alcanza en el área un espesor de unos 30 m. Sobre éstos se disponen las margas y calizas de las formaciones Vaca Muerta y Quintuco (donde se encuentran implantados los filones), que alcanzan un espesor de tan solo 125 m. Éstas están constituidas por depósitos de pie de talud y plataforma en un arreglo general progradante.

La estructura del área fue principalmente modelada por la intrusión de filones asociados al Complejo Efusivo Eógeno durante el Terciario. La intrusión de diferentes cuerpos ígneos resultó en un estilo estructural “caótico”. Se observa cierta alineación en las estructuras del sector SW, las cuales se disponen aproximadamente N – S, pero hacia el N los ejes anticlinales se tornan E – W .

Se reconocen a grandes rasgos tres estructuras: Cerro Negro Sur, Cerro Negro y Cerro Liupuca. Las tres tienen similar génesis variando solamente su orientación y forma; hechos que probablemente reflejan la geometría de los cuerpos ígneos subyacentes. **(Fig. 2).**

Inmediatamente hacia el W se encuentra la faja plegada la cual está caracterizada por estructuras de orientación general E – W y controladas en parte por estructuras previas de basamento. En el área del prospecto Cerro Negro Sur, no es posible reconocer estructuras relacionadas con la faja plegada adyacente por lo que se atribuye la configuración actual al efecto de los intrusivos. **(Fig.3)**

La dimensión de las estructuras es relativamente homogénea con un área promedio de unos 15 Km² de cierre y un relieve de unos 200 m.

La trampa del objetivo principal es de tipo combinado ya que existe además de un relieve estructural significativo para el tope del filón, una pérdida de espesor hacia los lados. La geometría lacólica de este cuerpo constituye una trampa en sí.

Roca Reservorio

El principal reservorio del trabajo lo constituye el cuerpo ígneo alojado en la Fm. Vaca Muerta. El pozo Cerro Negro x-1 constató este reservorio y detectó una roca ígnea muy fracturada la que fue estimulada hidráulicamente con excelente resultados, por lo que se utilizó la misma metodología para la estimulación del pozo Cerro Negro Sur x-1. La porosidad estimada para el reservorio en el pozo mencionado varía entre el 4 y el 12 %, siendo la porosidad por fractura del orden del 0,63 % con zonas de hasta un 6 %. La densidad de fracturas determinada varía entre 7 y 15 frac/metro. **(Fig. 4)**

PROGRAMACION Y EJECUCIÓN DE LAS ESTIMULACIONES

Fundamentos

Teniendo en cuenta las características de este trabajo y que son problemáticas similares para ambos pozos se decide presentar en extensión los resultados del YPF.MdN.CNS x-1 (Cerro Negro Sur) ya que también desde el punto de vista petrofísico son idénticos (rocas ígneas). Para ambos sondeos se realizaron los análisis previos de fractura que a continuación se detallan, para lograr la estimulación hidráulica más eficiente, en reservorios fisurados de estimada baja permeabilidad y de esta complejidad litológica.

Se presentan al final **(Fig. 15 a y b)** las síntesis de ambos pozos para su visualización.

1) Las características del tipo de reservorio a estimular (roca ígnea fisurada) hacen que deban tomarse los recaudos necesarios para evaluar correctamente el caudal de tratamiento y cumplimentar con los objetivos de diseño solicitados. A tal efecto se previó el bombeo de un *Step Rate Up Test* para determinar el caudal de extensión de fractura..

A partir de dicho escenario se planificó el minifrac, para obtener los datos necesarios para el diseño de la fractura. ⁽⁷⁾ Para mayor información se recomienda la lectura del paper de Brid & Hagger, Año 1994 Hydraulic Fracturing in a Naturally Fractured Reservoir.

2) Para corroborar esta presunción sobre las características del reservorio se decidió realizar la aplicación del Método de Análisis de la función G y la superposición de su derivada. Este gráfico permite ver el cierre de la fractura y además el tipo de comportamiento del *leakoff* del reservorio, según Craig et al ⁽⁵⁾ (**Fig. 8**)

3) Por último, con la aplicación del paper ⁽³⁾ de Shelley Año 1986 Pump-In Test Correlation Predicts Proppant Placement se trató de determinar la concentración crítica del agente de sostén y volumen de tratamiento.

Este procedimiento se ha utilizado para evaluar los problemas relacionados con los reservorios altamente fisurados, que no tienen barreras de “*stress*” que impidan el crecimiento en altura, con altos tiempos de cierre de la fractura dado la baja permeabilidad del mismo y presión de cierre altas a moderadas. Resultaría posible su aplicación al pozo presente, pero deberá tenerse en cuenta que este procedimiento empírico ha sido correlacionado en otro yacimiento, motivo por el cual, al ser el mismo inédito no pudimos considerarlo como resultado apropiado.

El método consiste en el bombeo de una determinada cantidad de fluido como pre-colchón al caudal de fractura y monitorear la declinatoria de presión después de parar el bombeo. Mediante la observación del tiempo necesario para que decline o disipe 200 psi, contado a partir de un minuto posterior a la parada del bombeo (denominado “*pump-in leakoff factor*”: PILF), se obtiene un valor para poder determinar los parámetros promedios de un tratamiento de fractura.

El valor de PILF determinado se correlaciona con dos parámetros denominados:

TIPR : average fracture *Treatment Pressure Increase Rate* (Se determina considerando el ISIP, *Instantaneous Shut in Pressure*, inicial y final durante el tratamiento de fractura)

FTLR: average *Fracture Treatment Leakoff Rate* (representa no solo el fluido perdido a través de la matrix, sino también el volumen de fluido de fractura situado en las fisuras con ancho insuficiente como para aceptar agente de sostén).

Con dichos valores puede supuestamente determinarse en forma empírica, la concentración de agente de sostén crítica, el máximo tiempo de bombeo y volumen de tratamiento, en función de este último.

Debe tenerse en cuenta que este test debería realizarse preferentemente con fluido de terminación.

En este pozo se determinó primero el caudal de fractura mediante un *Step Rate Up Test*, luego se realizó el test de bombeo de correlación, a que hace referencia el paper antes mencionado y, recién se estaría en condiciones de bombear el minifrac para determinar los *stresses* de la zona.

Diseño Propuesto

El diseño presentado simulaba una fractura con caudal de 12 bpm, suficiente como para lograr el objetivo planeado y luego, mediante los bombeos previos que servirían de análisis, se ajustó el caudal.

El schedule de bombeo propuesto se detalla en la **Tabla 1** y los parámetros de la geometría de fractura simulados en la **Tabla 2**.

La geometría de fractura y conductividad obtenida en el simulador (FracPro 3D mode) se observa en la (**Fig. 5**)

Programa ejecutado.

El trabajo se inició el día 10/10/2003 con el bombeo de un Minifrac. Se inicia el bombeo de calibración, con la siguiente secuencia de bombeo **Tabla 3**.

Minifrac y Step Rate Up Test. El objetivo del *Step Rate Up Test* fue determinar el caudal para el cual se inició la fractura., encontrándose que este fue de 13 bpm, prácticamente en coincidencia con el del diseño presentado (12 bpm). (**Fig. 6**)

Las presiones de fondo a diferentes caudales de bombeo muestran, que en todo momento la presión de propagación de la fractura está por encima de los valores de presión medidos durante la declinatoria. No se observan importantes diferencias de presión de fondo, por lo que es de esperar que a diferentes caudales de bombeo el leakoff este gobernado por las fisuras abiertas.

El análisis del Step Rate Down Test muestra la existencia de restricción **390 PSI de Tortuosidad**. Con respecto a la restricción **a nivel de punzados es del orden de los 100 PSI (Fig.7)**.

Del análisis se concluye la necesidad de bombear un colchón erosivo para curar dicha fricción.

Análisis de la función G y su derivada: Este gráfico (**Fig.8**) permite ver el cierre de la fractura y además el comportamiento del “*leak off*” del reservorio, entonces se procede a analizar la curva de declinatoria de presión según análisis de Regresión de Nolte, graficando la presión vs la Función G. y la superposición de la derivada $G \cdot dP/dG$ vs G.

Observando el comportamiento de la declinatoria de presiones y su Análisis de Regresión Nolte (G function) se observa que hasta $G \text{ Time}=1.9$ (correspondiente a 67 minutos leído en tiempo de operación) el comportamiento sigue el modelo Pressure Dependent Leakoff. A partir de ese momento los valores de la presión de fondo varían mucho (no siguen una tendencia) por lo que el gráfico de la superposición de la G function es raro y difícil de interpretar. El valor de eficiencia de fluido estimado es 0.267. Con estos valores se realiza el matching del Minifrac para calibrar el simulador.

Este minifrac tuvo la particularidad de ser analizado bajo la óptica propuesta por Shelley y Mc Gowen, (1986) ⁽³⁾ con el fin de obtener mayor información en relación a la estimulación a ejecutar. A continuación se realiza un bombeo con 10000 gal de agua tratada a 14 bpm de caudal (Pump-in test) y se realiza este análisis, el cual es aplicable a este tipo de formaciones fisuradas y duras (**Fig.9**).

Los resultados obtenidos muestran un caudal de filtrado (30 bpm) mayor que el caudal de bombeo (14 bpm) y una concentración crítica del agente de sostén un valor negativo (−9 #/gal). **Es decir que siguiendo estos resultados, el trabajo de estimulación no sería factible.**

Sabiendo que los resultados son empíricos y dependen del grado de antecedentes del área, que en este caso eran casi nulos, se decide continuar con el programa minimizando la pérdida de fluido con arena malla 100 y bombeo al menor caudal de extensión de fractura determinado por el SRUT (Step Rate Up Test)

En este caso se observó claramente que es un reservorio tipo “*Pressure dependent leakoff*” con un sistema de fisuras abiertas, o sea que respondía perfectamente a toda la información adquirida durante el perfilaje y en las imágenes analizadas del mismo. Entonces ante la evidencia de baja eficiencia del fluido, alto leakoff y habiendo verificado el tipo de comportamiento del reservorio, se rediseñó la fractura teniendo en cuenta lo siguiente:

a.- El pozo debía llenarse con gel reticulado para conectar las múltiples fracturas creadas en cada punzado, se contabilizó este volumen como parte del colchón.

- b.- Durante el colchón se bombearon 30 bolsas de arena malla 100 en 2 batches (0.5 lb/gal) separados por Spectra Frac G 4000, para mejorar el filtrado del fluido de fractura.
- c.- El gradiente de presión de cierre en la zona de interés fue de 0.76 psi/ft, cuyo valor se usó para la superposición de curvas en el minifrac.

De los datos obtenidos en el minifrac, se realizaron los cálculos que permitieron determinar algunos parámetros fundamentales para el diseño, los que pueden observarse en la **Tabla 4, 5, 6, 7.**

Operación de fractura

La operación de fractura fue iniciada a bajo caudal, para poder inyectar el gel que se encontraba en la sarta de tratamiento. Una vez inyectado dicho volumen se incrementó el caudal a régimen de fractura y se cumplió el programa hasta la concentración de 4 lbs/gal.

Se tomó la decisión de no enviar mayor concentración de agente sostén debido al comportamiento de la curva de presión neta, que mostró una pendiente positiva entre _ a _ al alcanzar las 4 lbs/gal, como estaba contemplado si este indicador era positivo. Esto mostraba un posible arenamiento en la punta de la fractura, y ante este riesgo se cortó y desplazó logrando además un mejor empaquetamiento y una mejor conductividad hacia el final.

En la (**Fig.11 a**) se muestran los parámetros registrados durante el bombeo de la fractura según el esquema de bombeo final realizado en el pozo.

El día 11/10/2003 se realiza la fractura

Total Bombeado: 133.6 m³ de Spectra Frac G 4000.

Cantidad de arena bombeada: 30 bolsas de arena malla 100
315 bolsas de Sinterlite 16/30.

P.ruptura: 3785 PSI

P.máxima: 6575 PSI

P.promedio: 3020 PSI

P.final: 6575 PSI

P.instantánea: 3500 PSI

P. 10 min: 1550 PSI

Caudal de bombeo: 12 BPM

Potencia: 888 HHP

ANÁLISIS DE LA FRACTURA.

Del comportamiento de la presión neta se puede inferir que aunque creció en altura, también lo hizo en longitud, con una tendencia al empaquetamiento hacia el final de la fractura.

Por último, se muestran los datos del análisis posterior al tratamiento obtenido y donde se observa que si bien la longitud y la altura empaquetada son menores a la diseñada, las concentraciones areales y la conductividad son mayores de lo que se pretendía bombear, y por lo tanto las características son superiores en cuanto a diferenciales de presión con respecto al reservorio según se muestra en la **Tabla 9.**

Luego de la fractura se realiza el matching de la misma con FracPro para observar los resultados obtenidos. Ver **Tabla 10, 11, 12, 13** y (**Fig.11b**) y (**Fig.12**).

RESULTADOS

Una vez finalizada la operación, el pozo quedo cerrado en reposo de fractura, para luego comenzar el ensayo. Se observa la planilla relativa a esta operación. (Fig.13)

La planilla de ensayo hora por hora muestra la evolución y la estabilización del mismo en caudal, fluidos, salinidades y nivel, donde se ve claramente que la capacidad de reposición del reservorio se encuentra en estos volúmenes y que los mismos posiblemente están alojados en el sistema de fisuras naturales que son parte del reservorio, o sea los líquidos se encuentren en el sistema con mejor transmisividad y el gas CO₂ que acompaña proviene de la matrix con menor capacidad de aporte al sistema conductivo total, generado por la fractura.

Este comportamiento es confirmado por los datos de la producción de dos años del pozo YPF.MdN.CoN.x-1 (Cerro Negro) que se muestran en la (Fig.16)

Se han tomado muestras de hidrocarburos, cuyos análisis dieron una densidad a 15° C de 0,80018 g/cm³ (Fig.14) para realizar estudios geoquímicos que indicarían, el origen del mismo.

En las (Fig15 a & b) se muestran las síntesis de terminación de los pozos YPF.MdN.CN.x-1 e YPF.MdN.CNS.x-1 .

CONCLUSIONES

Considerando que solamente una estimulación hidráulica permitiría la correcta evaluación geológica del reservorio antes descripto y, dada la complejidad para concretarla, fueron necesarios realizar los siguientes pasos para lograr el objetivo exploratorio.

- 1) Las características de porosidad secundaria (roca fisurada) obligó a determinar el caudal óptimo de extensión de fractura por el alto *leakoff*, **con este valor se bombeó el volumen adecuado de colchón reticulado, que permitió minimizar este efecto.**
- 2) Para corroborar la presunción anterior sobre las características del reservorio se decidió realizar la aplicación del Método de Análisis de la función G y la superposición de su derivada, **lo que permitió verificar la hipótesis asumida de las características del reservorio, en una forma física, mediante perfiles**
- 3) Se decidió realizar un *Pump in Test Correlation* para determinar la concentración de agente de sostén crítica, el máximo tiempo de bombeo y el volumen de tratamiento, **verificándose que se obtenían valores negativos de concentraciones de agente sostén, y ante la falta de datos en el área se los consideró no válidos y se decide continuar con la operación a pesar de todo.**
- 4) En el caso de reservorios fisurados **se recomienda continuar con el bombeo de grandes volúmenes de colchón (como en este caso que se uso un 60%), usar fluidos de menor viscosidad y bajo caudal para disminuir la presión dentro de la fractura, reduciendo así la apertura de fisuras por las cuales pierda demasiado fluido y se produzca el arenamiento prematuro. También el envío de arena malla 100 ayuda de forma importante a esta meta.**
- 5) Teniendo en cuenta la falta de antecedentes de producción de la zona para esta unidad litológica (Fm Quintuco-Vaca Muerta), **se puede decir que el resultado de producción de líquidos, (Petróleo + Agua), se debe a la presencia del sistema fisural generado en el intrusivo encontrado.**
- 6) La capacidad de reposición del reservorio es de 50 m³/d y posiblemente están alojados en el sistema de fisuras naturales que son parte del reservorio, **o sea los líquidos se alojan en el sistema con mejor transmisividad y el gas leve que acompaña, provendría de la matrix con menor capacidad de aporte al sistema conductivo total, generado por la fractura.**
- 7) El mejoramiento de la productividad de estos reservorios, **solo es posible por incremento del radio efectivo (estimulación hidráulica).**

8) Por lo tanto para la continuidad de la investigación geológica en la zona, se debería tener en cuenta el desarrollo areal y el emplazamiento de este magmatismo fisural, **porque como quedó evidenciado, el mismo produjo un cambio fundamental de las condiciones originales del reservorio, donde se obtuvieron gradientes de fractura menores a 0,8 psi/pie.**

Es más, en los filones que tuvieron un alto gradiente de fractura (en el orden de 1 psi/pie) como en el Cerro Negro e-3, donde por algún motivo la alteración no fue eficiente, la productividad de los mismos fue nula, debido a la incapacidad de alojar fluidos en el sistema primario.

9) Se confirma esta metodología, **como una nueva alternativa para el desarrollo de estos proyectos.**

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Gerencia de Exploración y Desarrollo de la UNAO de RepsolYPF por la autorización del trabajo, y a los siguientes profesionales que colaboraron en la ejecución del proyecto José Loza, Roberto Domínguez, Luis Polo. Agradecen la lectura crítica efectuada por el Ingeniero Emmanuel d'Huteau.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- K. G. Nolte, & M.B. Smith, (Año 1979) Interpretation of Fracturing Pressures. AMOCO Production Co SPE 8297
- 2.- K. G. Nolte, (Año 1984) Application of Fracture Design Based on Pressure Analysis. AMOCO Production Co SPE 13393
- 3.- R.F. Shelley & J.M. Mc Gowen, (Año 1986) Pump-In Test Correlation Predicts Proppant Placement. Halliburton Services SPE 15151
- 4.- L.K. Brid & C.J. Hagger & J.W. Thompson (Año 1994) Hydraulic Fracturing in a Naturally Fractured Reservoir. AMOCO Production Co. & Dowell Schlumberger SPE 28717
- 5.- D.P. Craig, M.J. Heberhard & R.D. Barree (Año 2000) Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Parameters., HES Inc, , Marathon Oil Company SPE 60291
- 6.- L. Weijers, L.G. Griffin, et al Pinnacle Technologies (2002) The First Successful Fracture Treatment Campaign Conducted in Japan: Stimulation Challenges in a Deep, Naturally Fractured Volcanic Rock (SPE 77678 & SPE 77823)
- 7.- Brid and Hagger (1994): *Hydraulic Fracturing in a Naturally Fractured Reservoir*

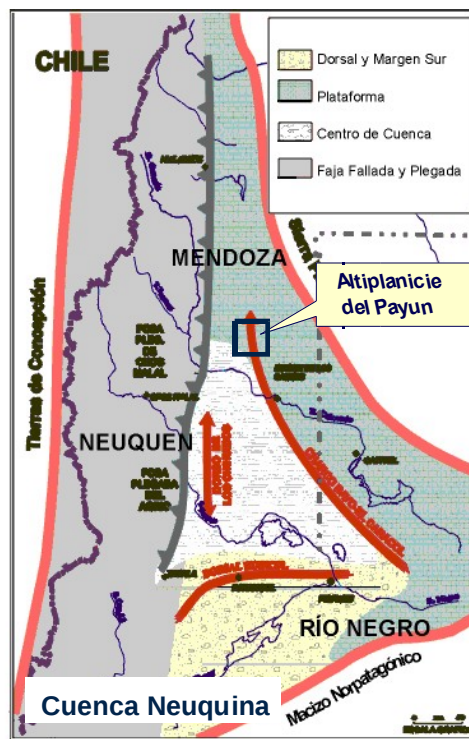
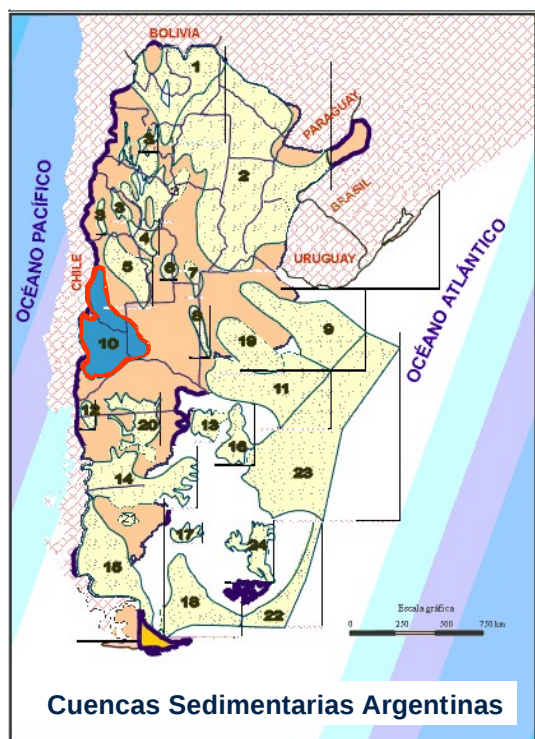


Figura 1: Ubicación Geográfica

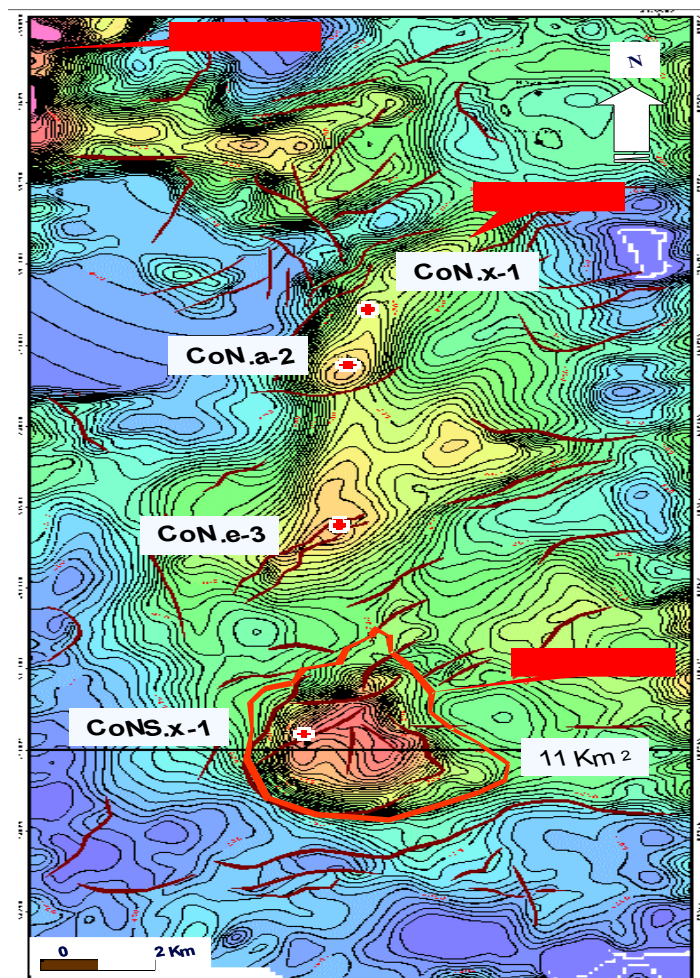


Figura 2: Plano estructural al tope de la Fm. Mulichinco.

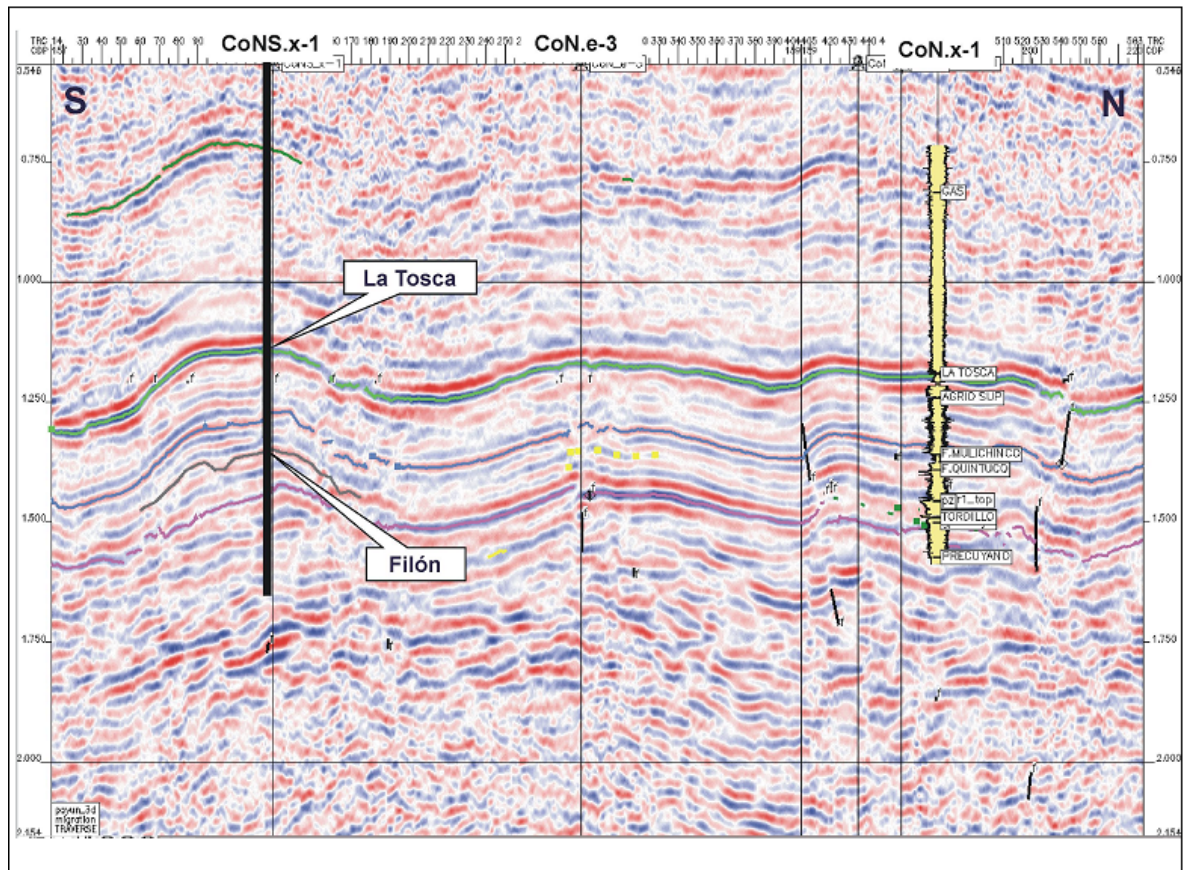


Figura 3: Línea sísmica arbitraria N – S en el sector occidental del bloque Altiplanicie del Payun.

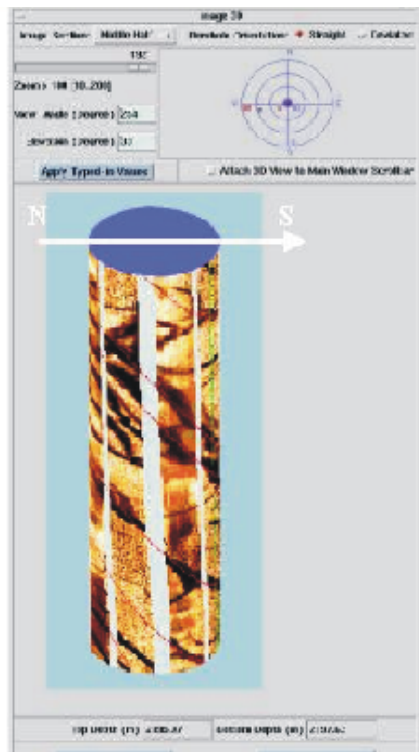


Figura 4: Imagen de pozo del cuerpo ígneo que constituye el reservorio del yacimiento Cerro Negro y que constituyó el principal objetivo del prospecto.

El reservorio se caracteriza por poseer porosidad secundaria producto de la fracturación de una roca ígnea con escasa porosidad primaria. Se identificaron fracturas CONDUCTIVAS en los perfiles de imagen.

El rumbo predominante oscila entre E-W y ENE-WSW todas con buzamiento hacia el sur. Se determinó concentración de fracturas con una densidad máxima de 7 y hasta 15 fracturas por metro y los valores de apertura para este sistema oscilan entre 0,08 y 0,004 mm. La porosidad total promedio observada por análisis de perfiles es del 4,5%, con valores máximos de hasta el 12%, mientras que la porosidad de fractura promedio alcanza un valor de 0,63%, encontrándose con valores de hasta el 6%

	<i>Sand</i>	<i>Fluid</i>	<i>Volume (gal)</i>	<i>Flow (bpm)</i>	<i>Time (min)</i>
	MINIFRAC – STEP RATE & STEP DOWN TEST				
Pipe fill-in pad		SF G 4000	8000	9 tentative	
Step Rate Up Test		SF G 4000		4 to 18	
Step Down Test		SF G 4000		18 to 0	
Shut in					60 min.
Correlation Test		Treated water			20 min.
Shut in					30 min.
	Con el Test de Correlación se podrá calcular empíricamente la máxima concentración de agente de sostén y volumen de fractura. De esta prueba y del SRUT, se determinará el caudal de bombeo para el minifrac y posterior fractura. Se realizará un Step Rate Down Test para estudiar restricciones en el near wellbore o fricción de punzados.				
	FRACTURE				
Pad		SF G 4000	17000	12	33.5
0 to 2 #/gal	Sinterlite 16/30	SF G 4000	5000	12	10.3
2 to 3.5 #/gal	Sinterlite 16/30	SF G 4000	2500	12	11.0
3.5 to 4 #/gal	Sinterlite 16/30	SF G 4000	1620	12	5.4
Displacement		Gel Lineal		12	3.7

Tabla 1 Total Volume Filtered Water: 48120 gal (182 m³)

Máx. estimated pressure: 3600 psi

Sinterlite 16/30 Matrix: 295 sacks

Longitud empaquetada	26.0	Ft
Altura empaquetada	62.0	Ft
Max. Concentration areal	1.0	lb/ft ²
Conductividad	4500	md-ft

Tabla 2. Data obtained from Simulation

ETAPA:	Pressure	Flow	Volume
MINIFRAC	(PSI)	(BPM)	(Bbls)
LLENADO	2260	8.3	50.0
STRT	2086	6.3	12.5
STRT	2260	9.1	13.5
STRT	2665	11.2	14.0
STRT	2965	12.6	18.0
STRT	3525	15.5	19.0
COLCHON	3870	17.7	71.0
STDT	2710	11.3	21.0
STDT	2172	8.4	8.0
STDT	1356	4.4	8.0
Shut In	943		

Tabla 3.

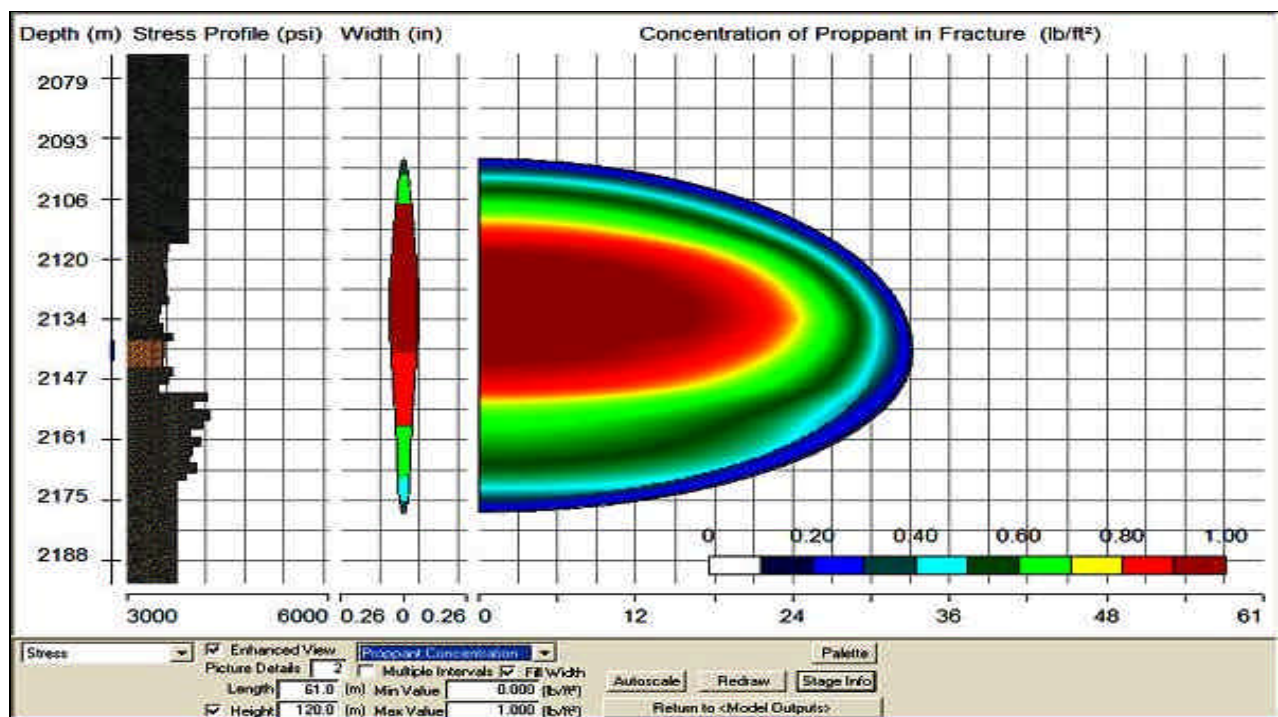
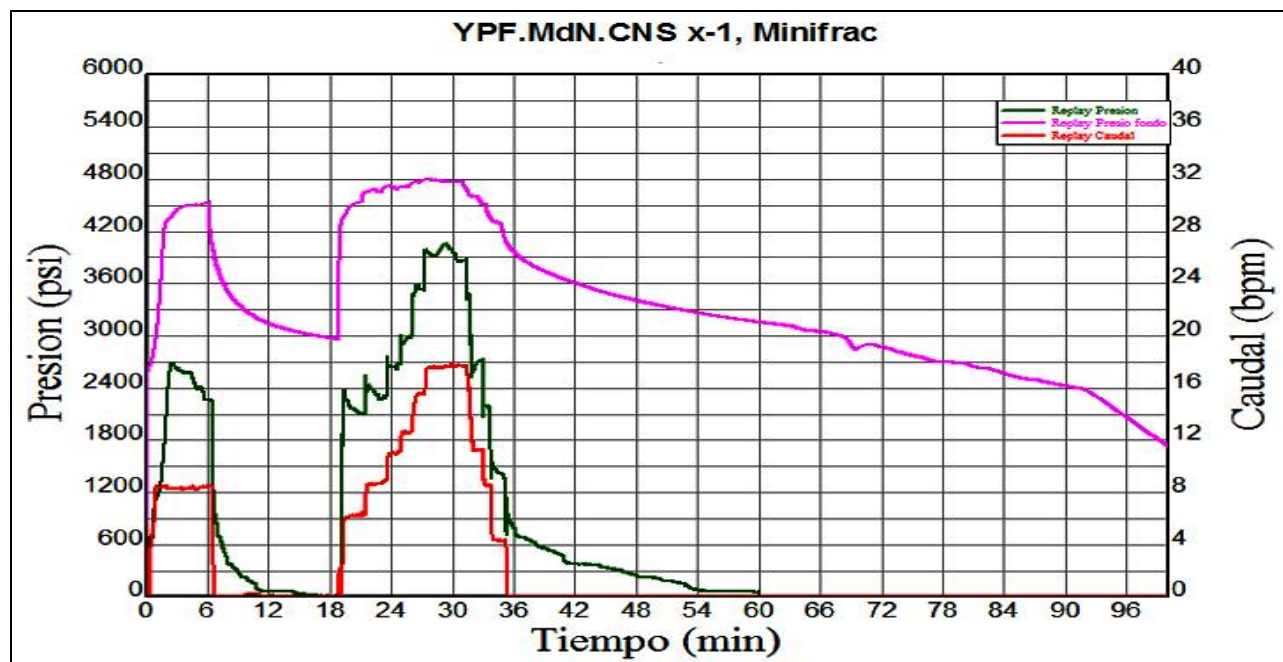


Figura 5 : Geometría y conductividad de la fractura según el diseño propuesto.



Replay pressure	Pressure (psi)	Total Pumped in: 37.4 m ³ Spectra
Replay bottomhole pressure	Flow (bpm)	Frac G 4000.
Replay flow	Time (min)	MaximumP: 4046 PSI
		FinalP: 1356 PSI
		InstantP: 943 PSI
		P10': 322 PSI
		A Fracture Gradient of 0.57 is observed.

Figura 6: Carta del Minifrac realizado

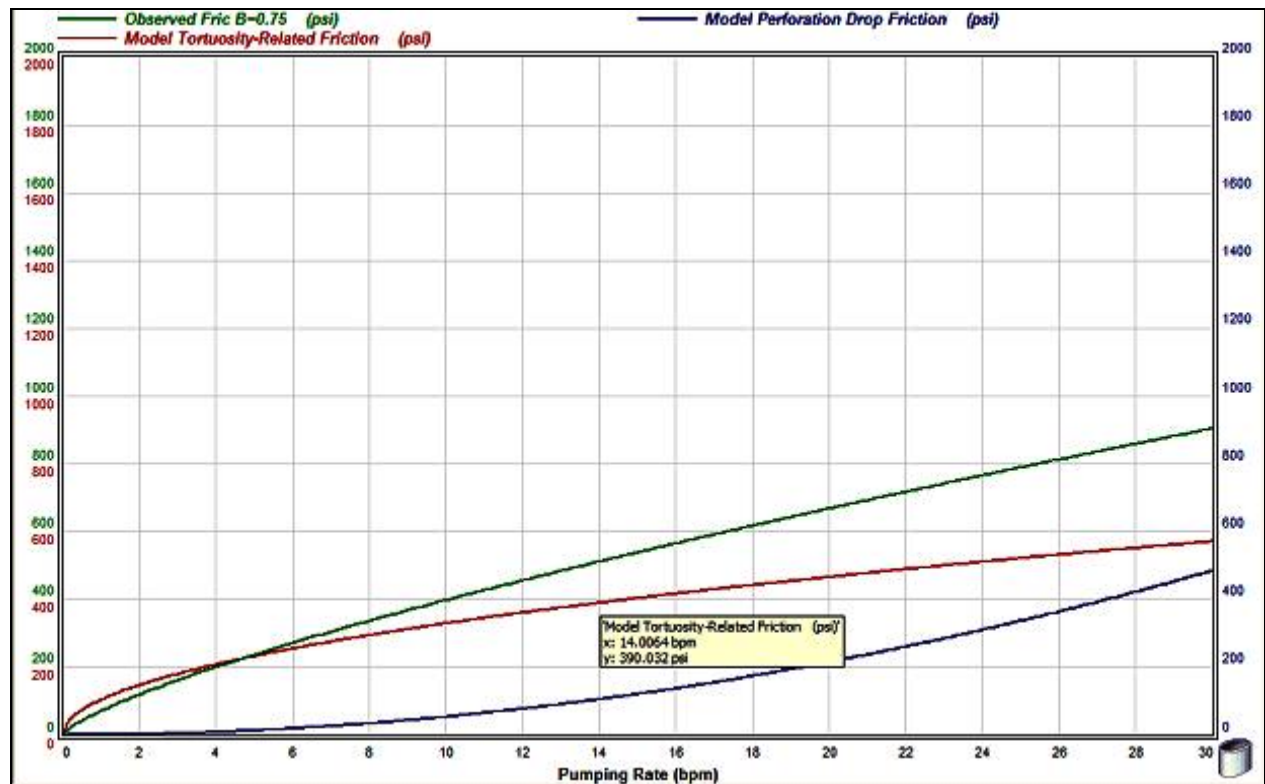


Figura 7: Análisis del Step Rate Down Test en una gráfica Caudal vs Presión

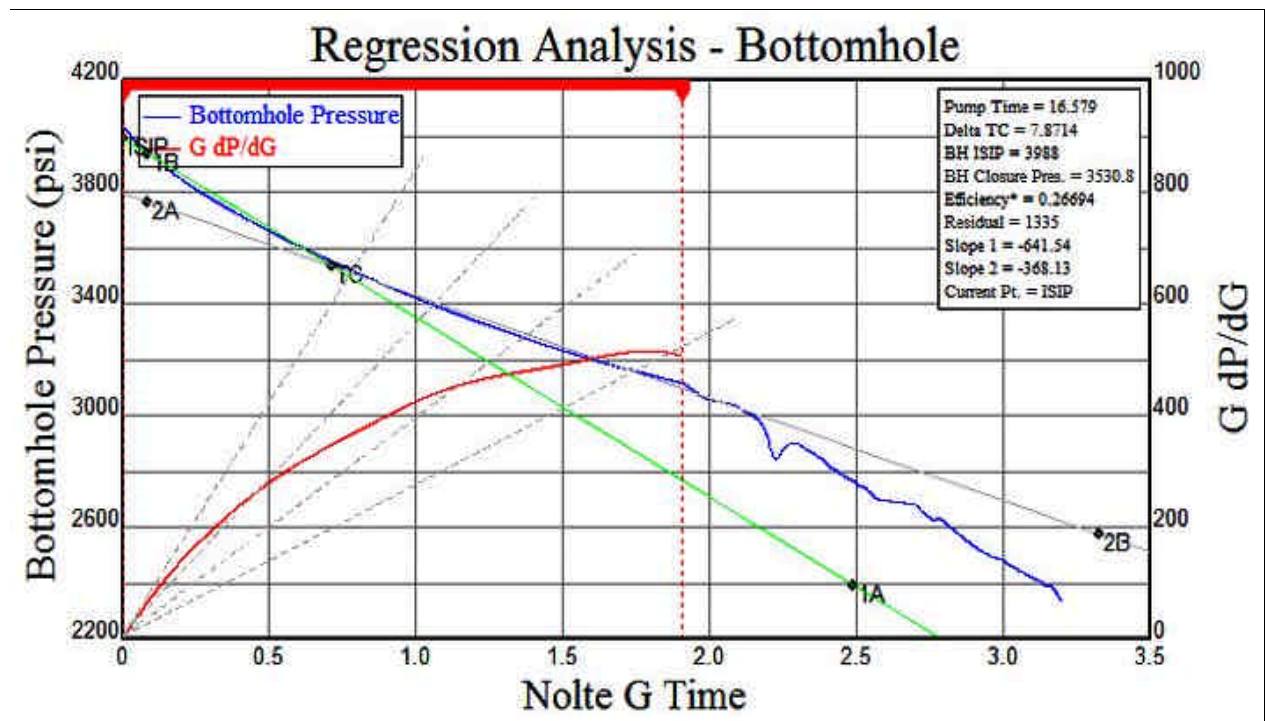


Figura 8 : Análisis de la derivada de la función G

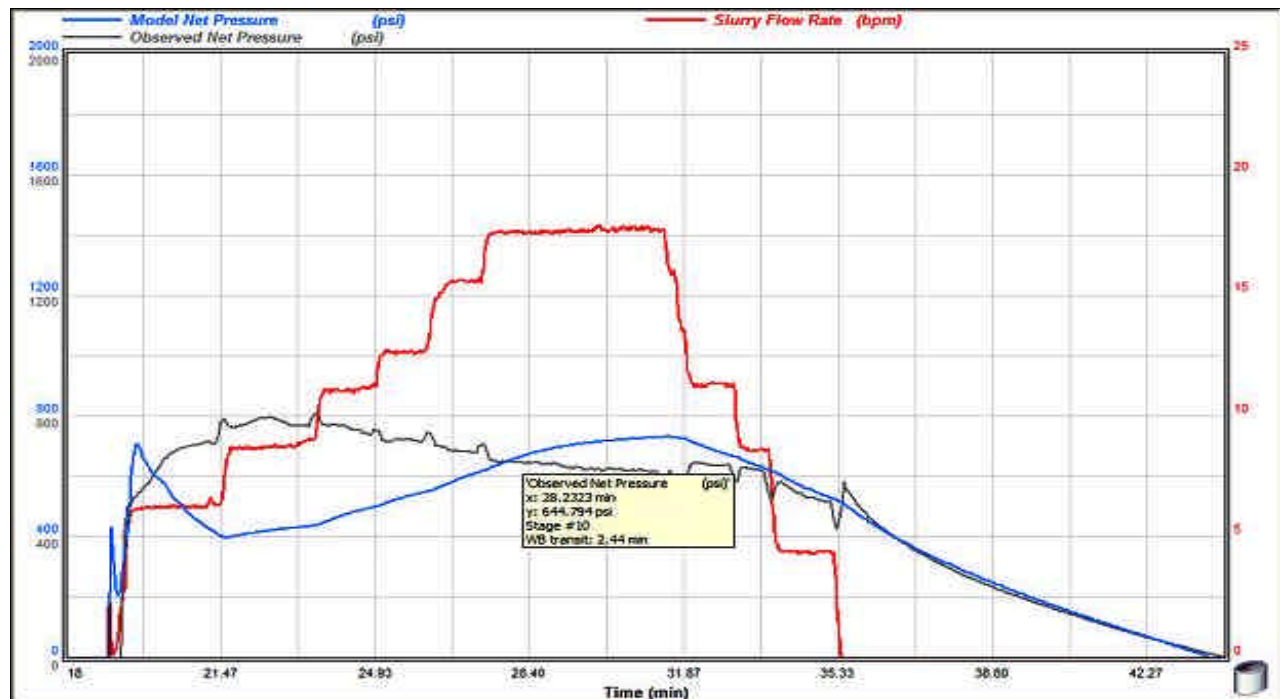


Figura 9: Matching del Minifrac para calibrar el simulador

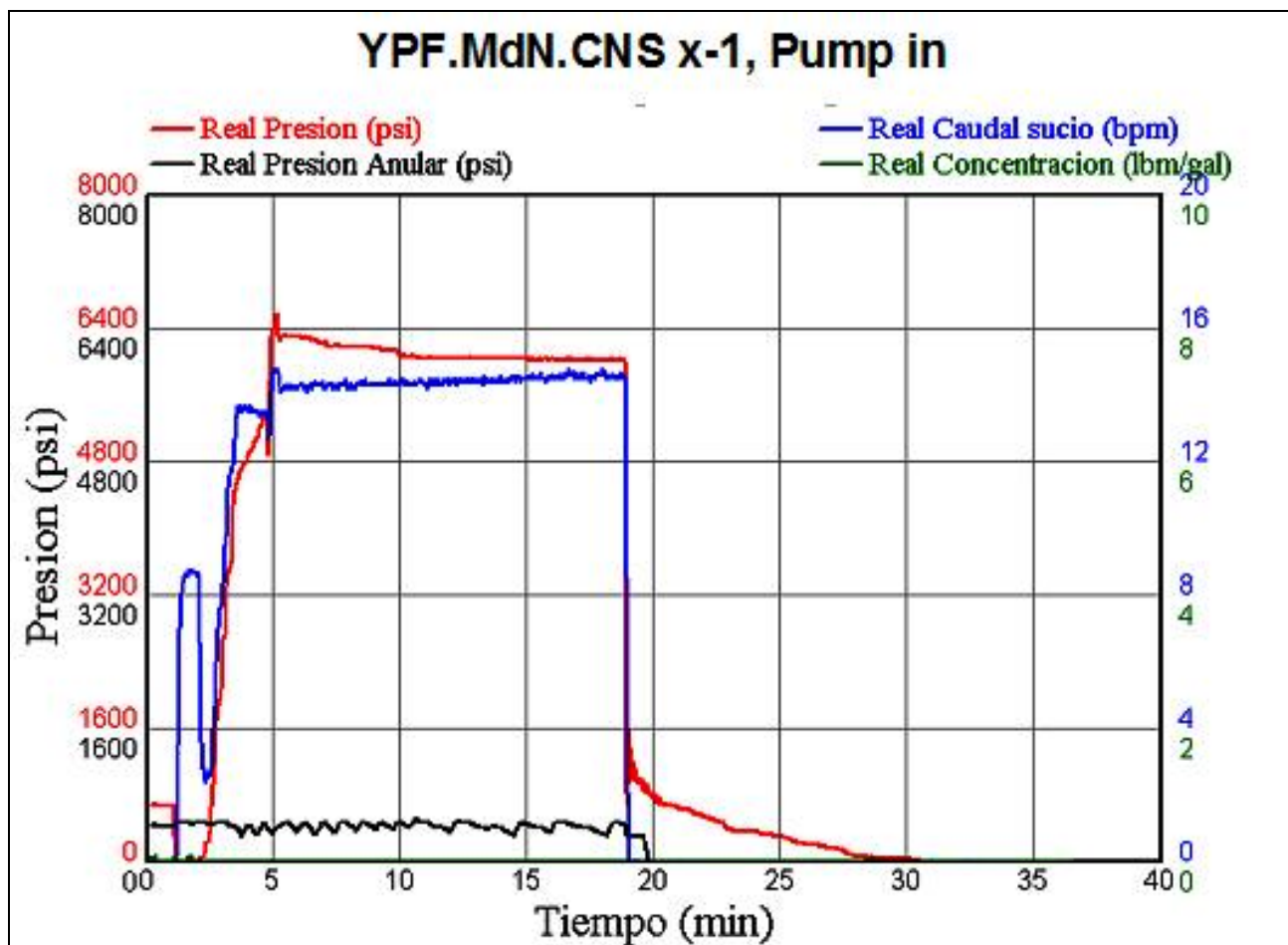


Figura 10a: Gráficos de análisis del Pump in Test Correlation

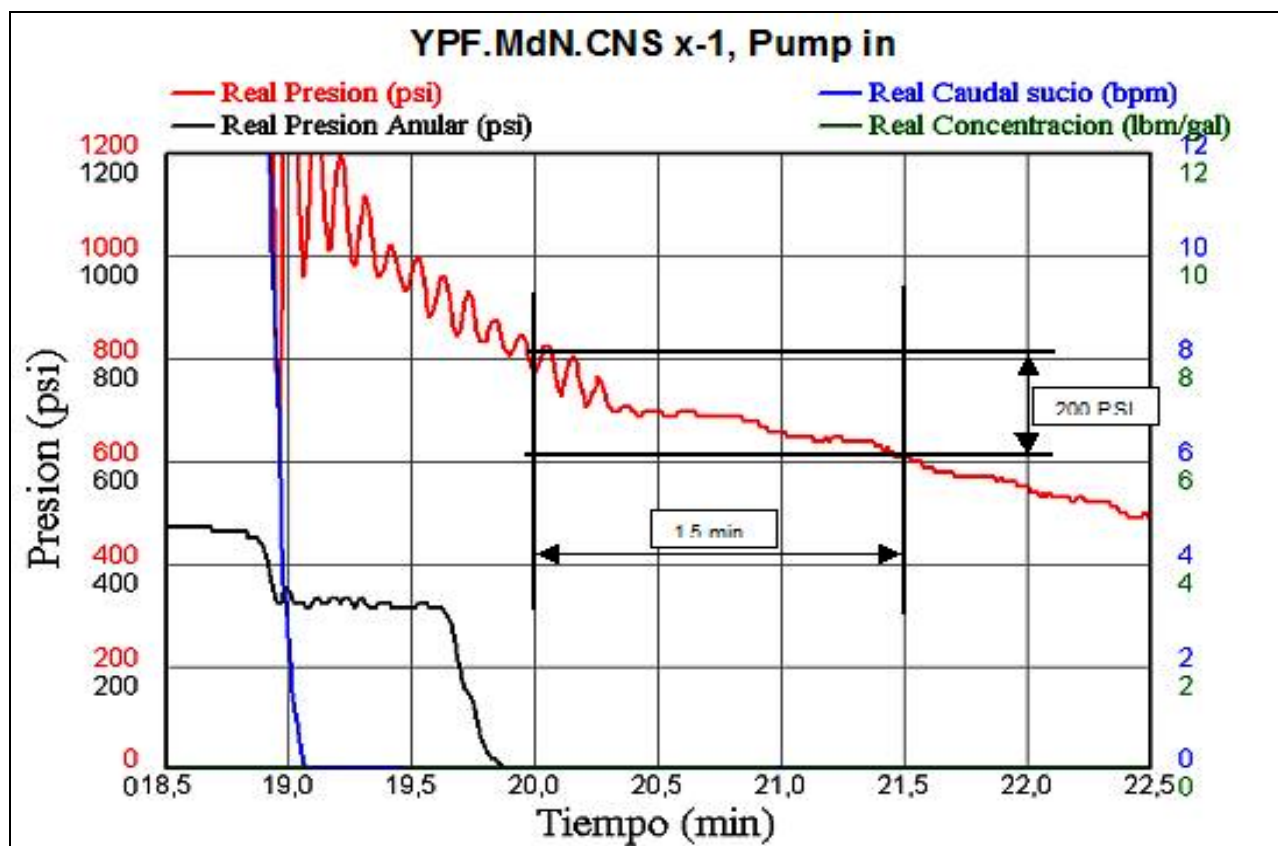


Figura 10b : Gráficos de análisis del Pump in Test Correlation

Pump-in Flow	14.5	bbl/min.	ISIP 1065 psi 19 Min.
PILF	1.5	min.	
TPIR	34	Psi/min.	
Maximum Pump-in Time	47	min.	Pressure 813 psi 20 Min.
FTLR	30	bbl/min.	
CSC	-9	#/gal	
Maximum Slurry Volume	682	Bbl	DP 200 psi 613 psi 21,5 Min.
Volume below CSC	455	bbl	

Tabla. 4

Stage#	Elapsed Time (min:sec)	Fluid Type	Clean Volume (kgal)	Proppant Conc. (ppg)	Slurry Rate (bpm)	Proppant Type	Cumul Time (min:sec)
1	7:56	SPEC_4000_2	4.0	0	12.00		7:56
2	13:53	SPEC_4000_2	3.0	0.5	12.00	Malla 100	13:53
3	21:49	SPEC_4000_2	4.0	0	12.00		21:49
4	27:46	SPEC_4000_2	3.0	0.5	12.00	Malla 100	27:46
5	33:43	SPEC_4000_2	3.0	0	12.00		33:43
6	41:48	SPEC_4000_2	4.0	0.50	12.00	SntLite16/30	41:48
7	52:11	SPEC_4000_2	5.0	0.50 - 2.00	12.00 - 12.00	SntLite16/30	52:11
8	63:08	SPEC_4000_2	5.0	2.00 - 3.50	12.00 - 12.00	SntLite16/30	63:08
9	68:47	SPEC_4000_2	2.5	3.50 - 4.00	12.00 - 12.00	SntLite16/30	68:47
10	72:20	SPEC_4000_2	1.8	0	12.00		72:20
11	172:20	SHUT-IN	0	0	0		172:20

Table 5. Treatment Schedule

Scheduled clean volume (kgal)	35.29
Scheduled sand total (klbs)	31.36
Scheduled slurry volume (kgal)	36.46

Table 6. (Treatment Schedule totals may not correspond to actual job totals.)

Model has run until (min)	172.00 min		
Min Surface Pressure (psi)	2931.28 psi	Max Surface Pressure (psi)	6242.06 psi
Max Hydraulic Power (hp)	1833.67 hp	Average Hydraulic Power (hp)	973.81 hp
Total fluid (bbls)	840.17 bbls	Total proppant (klbs)	31.26 klbs

Table 7. Total Summary Run from Design Data Only

Fracture length (m)	33.91 m	Propped length (m)	26.16 m
Fracture upper height (m)	44.11 m	Propped upper height (m)	34.02 m
Fracture lower height (m)	36.46 m	Propped lower height (m)	28.13 m
Max width at well (in)	0.12 in	Average proppant concentration (lb/ft2)	0.68 lb/ft2
Dimensionless Cond. Ratio	0.70	Fracture efficiency	0.02
Total fluid (bbls)	840.35 bbls	Total proppant (klbs)	31.21 klbs

Table 8. Summary for Fracture at 2138 (m)

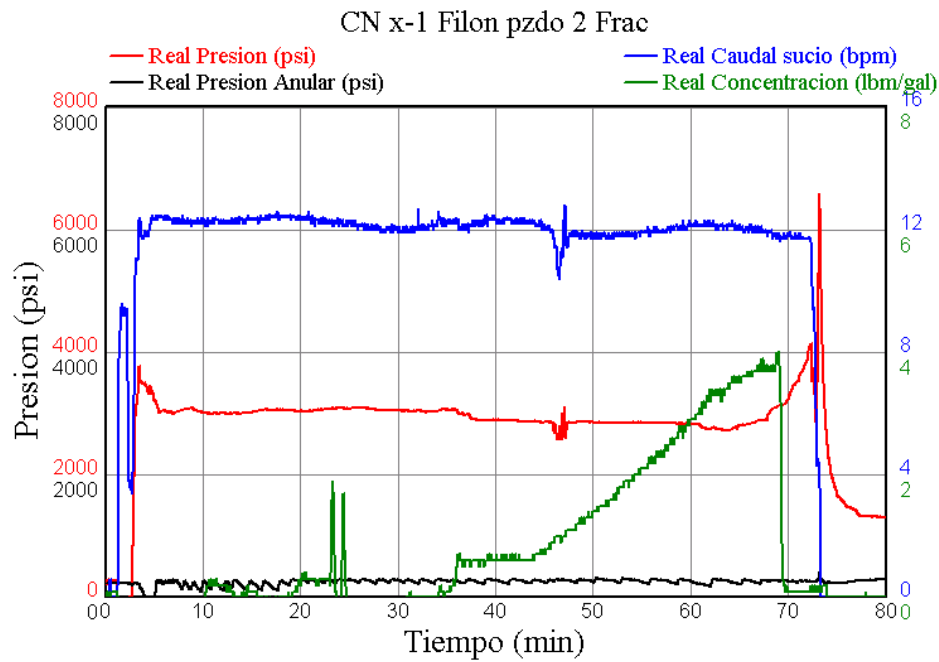


Figura 11 a

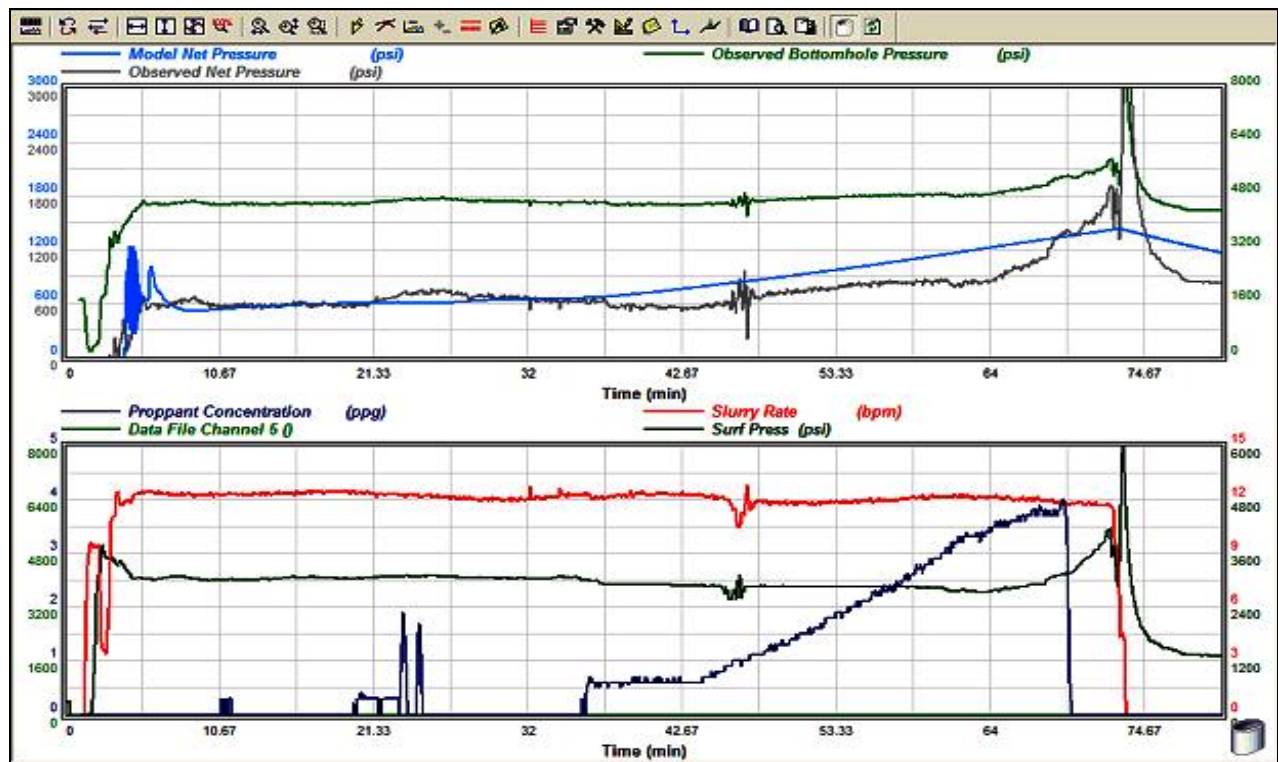


Figura 11 b: Post-Treatment Analysis Graph

Packed Length	21	M
Packed Height	46	M
Max. proppant concentration	1.6	lb/ft
Maximum concentration	6000	md-ft

Tabla 9.

Stage#	Elapsed Time (min:sec)	Fluid Type	Clean Volume (kgal)	Proppant Conc. (ppg)	Slurry Rate (bpm)	Proppant Type	Cumul Time (min:sec)
1	2:31	SPEC_4000_2	1.0	0	9.30		3:27
2	10:00	SPEC_4000_2	3.9	0	12.30		10:55
3	15:25	SPEC_4000_2	2.7	0.50	12.30	Jordan4060	16:20
4	19:12	SPEC_4000_2	2.0	0	12.40		20:08
5	24:02	SPEC_4000_2	2.4	0.50	12.20	Jordan4060	24:57
6	30:29	SPEC_4000_2	3.2	0	12.00		31:24
7	43:36	SPEC_4000_2	6.7	0.50	12.30	SntLite16/30	44:31
8	54:39	SPEC_4000_2	5.2	0.50 - 2.00	11.80 - 11.80	SntLite16/30	55:34
9	62:14	SPEC_4000_2	3.5	2.00 - 3.50	12.10 - 12.10	SntLite16/30	63:09
10	69:22	SPEC_4000_2	3.2	3.50 - 4.00	12.00 - 12.00	SntLite16/30	70:17
11	72:29	SPEC_4000_2	1.5	0	11.70		73:24
12	72:49	SPEC_4000_2	0.1	0	9.40		73:44
13	73:24	SPEC_4000_2	0.1	0	4.20		74:19
14	120:24	SHUT-IN	0	0	0		121:19

Tabla 10.Treatment Schedule

Scheduled clean volume (kgal)	35.53
Scheduled sand total (klbs)	33.87
Scheduled slurry volume (kgal)	36.81

Tabla 11.

Model has run until (min)	120.42 min		
Min Surface Pressure (psi)	2930 psi	Max Surface Pressure (psi)	6116.00 psi
Max Hydraulic Power (hp)	1173.03 hp	Average Hydraulic Power (hp)	845.84 hp
Total fluid (bbls)	830.87 bbls	Total proppant (klbs)	30.63 klbs

Tabla 12. Total Summary

Fracture length (m)	29.10 m	Propped length (m)	21.16 m
Fracture upper height (m)	34.03 m	Propped upper height (m)	24.74 m
Fracture lower height (m)	30.85 m	Propped lower height (m)	22.43 m
Max width at well (in)	0.13 in	Average proppant concentration (lb/ft2)	0.95 lb/ft2
Dimensionless Cond. Ratio	0.92	Fracture efficiency	0.01
Total fluid (bbls)	806.56 bbls	Total proppant (klbs)	30.45 klbs

Tabla 13. Summary for Fracture at 2138 (m)

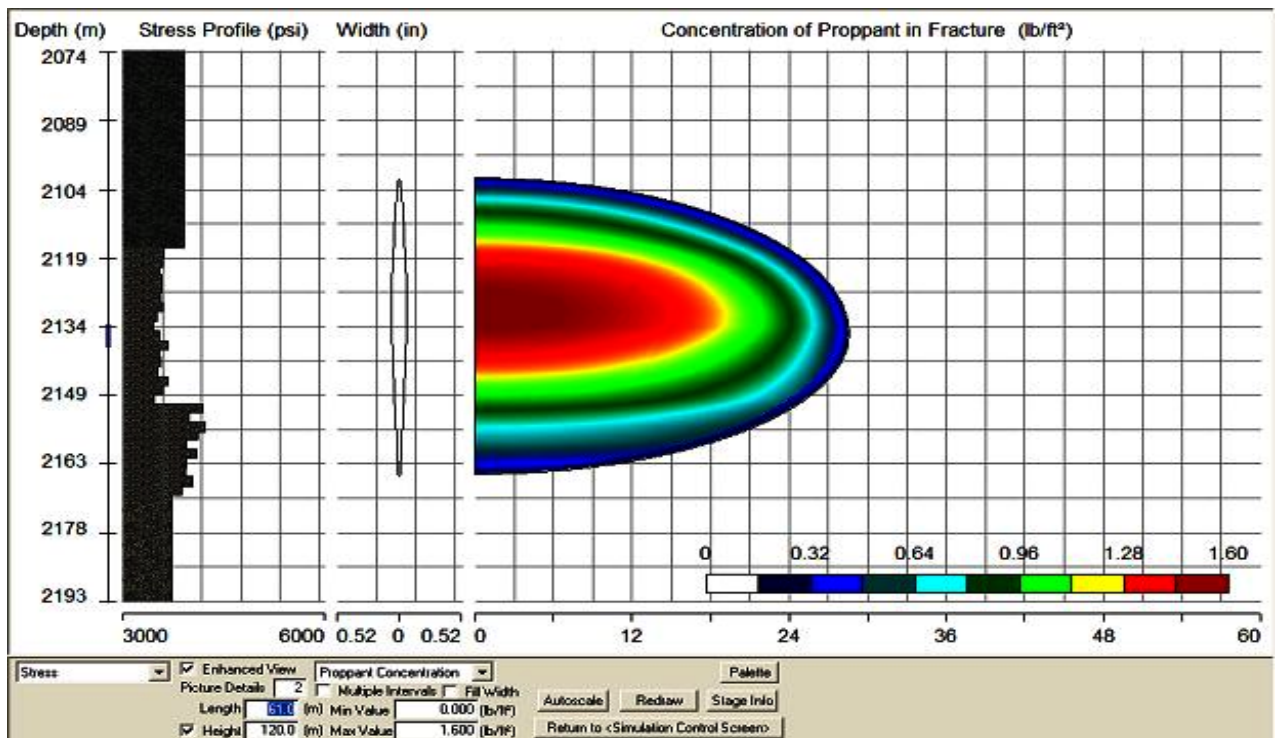


Figura 12: Gráfico post-treatment de la geometría generada, según el simulador

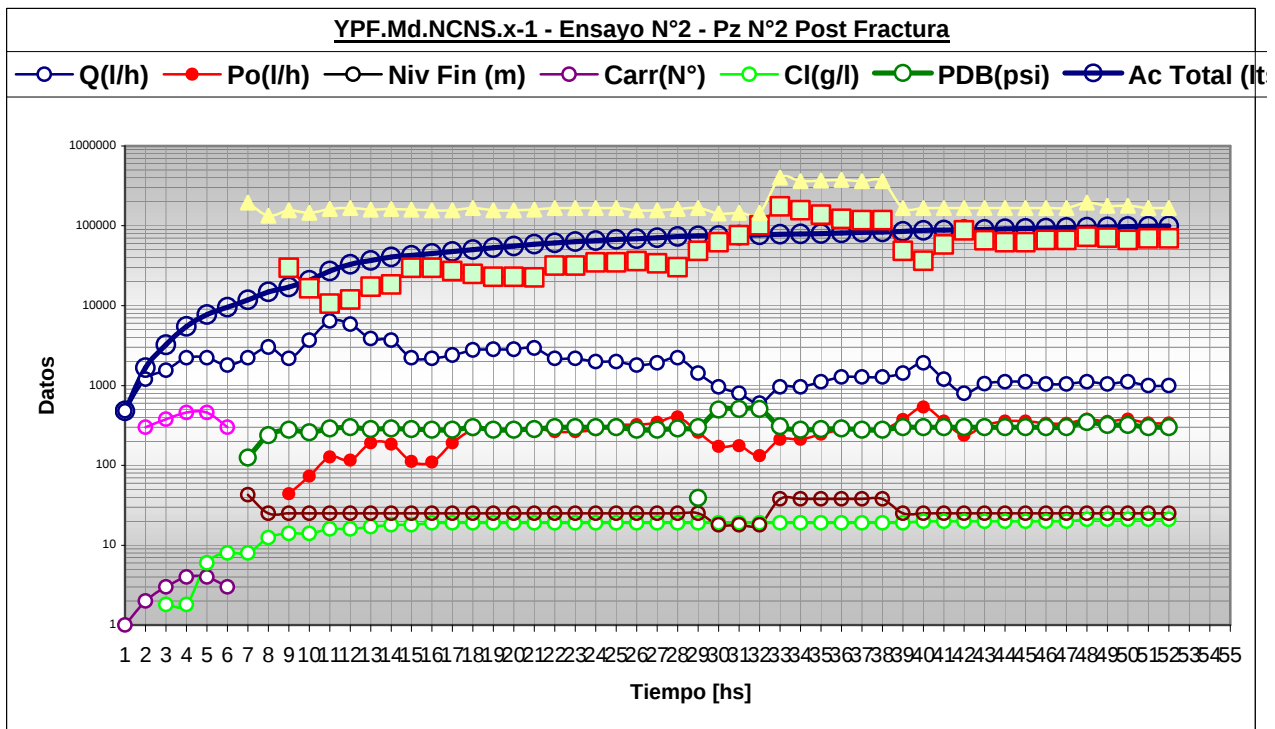


Figura 13: Planilla de ensayo horaria ypf.Md.nCNS x1 – Test N° 2 – Pozo N° 2 Post-Fractura

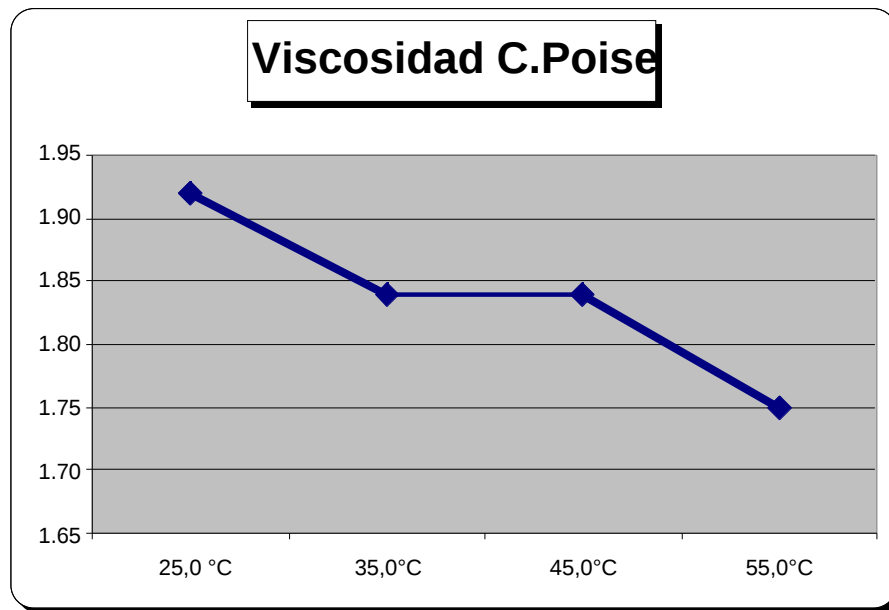


Figura 14: Caracterización del petróleo obtenido

X: 5.930.443,00
Y: 2.464.748,00
Z: 1.848,00

Inició: 19-sep-03 Finalizó: 14-nov-03
Días prog: Días reales: 57
Equipo: PI-243
Cias: PRIDE, BJ SERVICES, WEATHERFORD, HASA, TEXEY, SESASA, DLS
Fluido: AGUA DULCE + 2 % KCl + 0,2 SURFACTANTE NO IONICO

Instalación Final: Separador de Gas (2162,08 m) + Ancla Tbg. 2 Tbg. 1 Niple asiento, 221 Tbg 2.7/8" J-55, 1 Tbg 3.1/2" J-55, Bba 200 Bolland Tipo R, con 28 Varillas de peso 1" + 84 Varillas 3/4" + 84 Varillas 7/8" + 88 Varillas 1" + Vástago 1.1/4"
Boca de Pozo: Cabezal Captación 7.1/16 5000# con Kit 3.1/2" + Ratigan 3.1/2" x 1.1/4" + Tee Prensa 3.1/2" x 1.1/4" + Niple 2" 2000# + Válvula Esférica 2" x 2000# + Red 2" a 1/2" + Válvula 1/2" 2000# + Niple 1/2"
Estado Final: **POZO EXPLORATORIO DESCUBRIDOR DE PETROLEO**

(22-09-03) Cía HASA realiza perfil CAST_V-CBL-MSG-GR-CCL, desde 2474 hasta 950,0 mbbp, fondo perfil 2478,50 mbbp. ECP en 2070,80 mbbp. Calidad cto: de fondo a 2 Cto. Bueno, de 2077a 2072 m sin Cto, de 2072 m a 1165 m Cto Bueno, de 1165 m a 1001 m Cto Malo. Cielo Cto en 1001 m.

Zpto: 611,89 m

Ensayo en Conjunto Pz 6 + 6 bis
(03-11-03) Ens. Conjunto Pz 6 y Pz 6 bis. H/h: Surge x orif 43 mm Po+Ag+Gas, PDB: 73 psi, Q: 280 l/h, Ac: 9759 lts (+5264 lts), Gas: 142605 m3/d Po: 2%, Ag: 98%, Cl: 7 g/l, SH2: 42 ppm, CO2: 103 ppm, No quema gas. (04-11-03) Acidifica: limpia Tbg c/Rust Búster 10, inyec. 1000 lts, desplaza c/3000 lts Ag Trat, reposo 1 Hs, abre tijera Pkr, circula x inversa recupera 3000 lts Ag + Trat. Vert. Bbea 5000 lts Preflujo 15% BJ S3 Acid + aditivos + 7000 lts Trat. Acid 1,5% HS BJ Sandstone Acid + aditivos+ 5000 lts Post Flujo 5% BJ S3 Acid + aditivos, desplaza c/4130 lts Ag+3% Cl Amonio. Presiones: Rupt N/E, Prom: 230 psi, Máx: 450 psi, Final 320 psi, Inst: N/E, a 10 min: 0, Qp: 1,3 bpm. **Ensayo:** U/h: Surge x orif 43 mm Ag Acid+Gas, PDB: 71 psi, Q: 440 l/h Ac: 10330 lts (-12274 lts), Ag: 100%, pH: 4, Gas: 139353 m3/d, GLR: 13196 m3/m3, CO2: 61 ppm, SH2: 40 ppm, No quema.

(29-10-03) Cía. HASA **Punza. Ensayo:** U/h Surge x 43 mm. PDB: 110 psi, 320 l/h Ag Vtda + Ag Fm, Cl 5 g/l, Ac: 4640 lts; Gas no comb: CO2 60%, H2S 40 ppm. Cierra pozo x riesgo de H2S en la atmósfera. (30-10-03) **Reinicia ensayo:** U/h: Surge x orif 43 mm, Ag+Po+Gas, PDB: 50 psi, Q: 60 l/h Ac: 5060 lts (+863 lts), Gas: 89528 m3/d, Po: 3% (Po condensado) Ag: 97%, Cl: 4 g/l, pH 7, No quema gas. SH2 45 ppm, CO2: 60%. (09-11-03) Cía. SESASA **Cementa.** Con 30 Sx de cemento, en Fm 4,0 bbls, presión de cierre 2400 psi.
Análisis de Gas UTENEU: CO2 80,887 %, C1 10,276 %, SH2 10 ppm

(02-11-03) **Punza. Ensayo:** U/h: Surge x orif 43 mm, Ag + Gas, Q: 240 l/h, PDB: 28 psi, Ag: 100%, Gas: 69433 m3/d, Cl: 6,5 g/l, Ac: 5853 lts (+1621 lts), SH2: 30 ppm, CO2: 92 ppm. No quema. (08-11-03) Cía. SESASA **Cementa.** Con 30 Sx de cemento, en Fm 3,6 bbls, presión de cierre 2670 psi.

(27-10-03) Cía. HASA **Punza. (28-10-03) Ensayo.** S/E. Acidifica c/5000 lts HCl 15% XL Acid III + 5000 lts HCl 15% Gel Acid, desplaza c/4,7 m3 Ag. Trat. Presiones: Rupt: 3734 psi, Prom: 2900 psi, Máx: 3734 psi, Final: 2736 psi, Inst: 2100 psi, 10' : 1776 psi, Qp: 7,5 bpm. GF: 0,86 Psi/ft. **Ensayo:** Extrae 60 lts Po+Ag Fm, N: 1507 m (Ago) Ac: 10460 lts (-5257 lts), Po: 5%, Ag: 94,5%, Imp: 0,5%, Cl: 25 g/l. Personal UTENEU toma muestra gas. Análisis campo 10 ppm SH2.

(22-10-03) Cía. HASA **Punza. Ensayo:** U/h: Surge x orif 25 mm 160 l/h Ag Fm+Po+Gas, Ac: 5540 lts (400 lts), Ag: 94,5%, Po: 5%, Imp: 0,5%, pH 6, Cl: 51 g/l. **Minifrac:** Inyectó 193 bbls Gel Crosslinkado con SRT de 6,5-8-10-12-15-18 bpm y SDT de 12,2-8-4 bpm. Presiones: Rupt: 2886 psi, Prom: 2420 psi, Máx: 3284 psi, Final: 1909 psi, Inst: 1540 psi, a 10 min: 1363 psi GF: 0,73 Psi/ft. Tortuosidad: 40 psi, (23-10-03) **Fractura:** Colchón 6000 gal SPG 3500+ 1er) Concent 2000 gal SPG 3500 rampa 0-3 #/gal 30 Sx + 2da) Conc. 2000 gal SPG 3500 rampa 3-5 #/gal 80 Sx + 3era) Concent 1500 gal SPG 3500 rampa 5-6 #/gal 83 Sx + 4ta) Conc. 1500 gal SPG 3500 rampa 6-6 #/gal 93 Sx. Desplazo c/1272,6 gal SPG 3500. Total en Fm. 286 Sx arena Sinterlite 16/30 Presiones: Rupt: N/E, Prom: 2977 psi, Máx: 3454 psi, Final: 3454 psi, Inst: 1750 psi, a 10' : 1454 psi. **Ensayo:** U/h: Surge x orif 25 mm, 120 l/h Trat. Vert+ Po Ac: 26640 lts (-63546 lts), Ag: 87,5%, Po: 12%, Imp: 0,5 %, PDB: 120 psi Cl: 29 g/l, Gas: 68683 m3/d, No Quema. Po: 14,4 l/h (0,346 m3/d).
Análisis Gas UTENEU: CO2: 37,54%, C1: 43,22 %

ECP 2067,61

Ensayo Conjunto Pz 1-2-3 y Ampliac
(05-11-03) **Ensayo en Conjunto Pzdos 1-2-3 y Ampliaciones.** U/h: Surge x orif 20 mm, Po + Ag + Gas, PDB: 582 psi, Q: 2240 l/h, Ac: 77907 lts (+ 69309 lts), Po: 18 %, Ag: 82 %, Cl: 28 g/l, pH: 7, Gas: 211786 m3/d, GLR: 3940 m3/m3, CO2: 2 ppm, SH2: 0 ppm, No quema. Po: 403 l/h (9,65 m3/d). Análisis campo: Dens. Po: 0,801675 g/l a 15°C, 45° API. Personal UTENEU toma muestra de gas y Po, determina 1 ppm S2H.
Análisis Petróleo UTENEU: Densidad Po 0,81012 g/l a 15°C, 43,17° API
Análisis Gas UTENEU: CO2: 95,51%, C1: 2,176 %, C2: 0,214 %, C3: 0,165 %

(16-10-03) Cía. HASA **Punza. (17-10-03) Ensayo.** S/E. (18-10-03) **Minifrac:** inyecta 37 m3 gel Crosslin, Q: 8,6 bpm, Pmáx: 5900 psi, Pf: 3190 psi, Qf: 4,1 bpm, ISIP: 2557 psi, GF: 0,81 Psi/ft. (19-10-03) **Fractura:** inyecta 1500 gal SPG 4000+3000 gal SPG 4000 c/15 Sx malla 100 rampa 0,5 #/gal + 65 Sx arena 16/30 rampa 0,5-2,1 #/gal + 2da) Etapa 940 gal SPG 4000 10 Sx arena 16/30 rampa 2,1 #/gal. Por incremento presión corta arena y desplazo con 84 gal gel, para bombeo x incrementar presión a 7500 psi. Presiones: P. Rupt. N/E, Prom: 5100 psi, Máx: 7500 psi, Final: 7500 psi, Inst: 6440 psi, Qp: 12,5 bpm. **Ensayo:** U/h: Ext. 480 l/h, 2 C, N: 2036 m (Agot) Ac: 30930 lts (-85070 lts), Ag: 99%, Imp: 1%, Po: Vest, Cl: 21 g/l, Obs gas CO2. **Análisis UTENEU:** CO2: 90,51%, C1: 5,385 %

2081/2079 2089/2085

2103/2099 Ampliación. (02-11-03) **Punza**

2126/2119 Ampliación. (02-11-03) **Punza**

(07-10-03) Cía. HASA **Punza. Ensayo:** U/h: Extrae 60 l/h, N: 2123 (Agot), 1 C, A. Vert. + Po + Gas (CO2), Ac: 6420 lts (- 321 lts), Ag: 92,5%, Po: 5%, Imp: 2,5%, Cl: 13 g/l. (09-10-03) **Acidifica:** inyec 42 bbls HCl 15% gelific, desplaza c/44 bbls A. Trat. Presiones: Prom: 1292 psi, Qp: 4 bpm, Máx: 2195 psi, Final: 2195 psi, Inst: 700 psi, a 10' : 0, Qmáx: 7 bpm sin estabilizar, GF: 0,54 psi/ft. **Ensayo:** U/h: Surge x orif 43 mm 640 l/h T. Vert+ Po + Gas (CO2 80%), PDB: 120 psi, Ac: 12160 lts (- 1975 lts), Ag: 90%, Po: 10%, pH: 6, Gas: 186391 m3/d, GLR: 121135 m3/m3, Po: 64 l/h (1,54 m3/d). (10-10-03) **Minifrac:** Baja Memory Gauge, inyec 235 bbls gel crosslin. Presiones: Inicial: 2086 psi, Final: 1356 psi, Inst: 943 psi, a 10' : 322 psi, Qp: 4,4 bpm. GF: 0,57 Psi/ft. Tortuo. 400 psi. (11-10-03) **Pump In:** inyec 38 m3 A. Trat. P. Máx: 6582 psi, Q: 14,5 bpm. Final: 6032, Inst: 1065 psi. Resultado: Conc Máx: 0, Q filtrado: 30 bpm. **Fractura:** inyec 4000 gal SPG 4000+3000 gal SPG 4000 c/malla 100 rampa 0,5 #/gal+colchón 4000 gal SPG 4000 + 3000 gal SPG 4000 c/malla 100 rampa 0,5 #/gal + colchón 3000 gal gel SPG 4000 + colchón erosivo 4000 gal SPG 4000 rampa 0,5 #/gal + 1") concent. 5000 gal SPG 4000 rampa 0,5-2 #/gal + 2") concent. 5000 gal SPG 4000 rampa 2-3,5 #/gal + 3") concent. 2500 gal Espectra 4000 rampa 3,5- 4 #/gal, desplaza c/1848 gal SPG 4000. Presiones: Rupt: 3785 psi, Prom: 3020 psi, Máx: 6575 psi, Final: 6575 psi, Inst: 3500 psi, a 10' : 1550 psi, GF: 0,44 psi/ft. Total arena en Fm. 344 Sx (314 Sx arena Sinterlite 16/30 y 30 Sx malla 100). (12-10-03) **Ensayo:** U/h: Surge por Orif 25 mm, 1000 l/h, PDB: 300 psi, T. Vert. + Po + Gas, Ac: 99820 lts (-121079 lts), T. Vert: 66 %, Po: 34 %, Cl: 21 g/l, Gas: 167157 m3/d, GLR Total: 69649 m3/m3, Po: 340 l/h (0,34 m3/d), Po Ac: 11,769 m3.
Análisis Po UTENEU: Densidad Po. a 15° C : 0,80098 g/l, 45,2° API. **Análisis Gas UTENEU:** CO2: 95,46%, C1: 2,13 %

2144/2138

2216/2210 Ampliación. (02-11-03) **Punza**

2246/2235 Ampliación. (02-11-03) **Punza**

(22-09-03) Cía. HASA **Pza. Ensayo:** U/h: Ext 450 l/h, 100% A* T* 2 C, Cl: 4,5 g/l, N: 2229 m, Ac: 6930 lts (-90 lts) Corta cable pistón. (24-9-03) **Acidifica:** Inyec 6000 lts. Pre-flujo HCl 15% + adit+5000 lts SandStone Acid 1,5%+adit+3000 lts Post-flujo HCl al 5 % + aditivos, desplaza c/7000 lts A* T*. Presiones: Adm 2000 psi Máx: 2400 psi, Trabajo: 1100 psi, Final 1050 psi, Inst: 800 psi, a 10' 600 psi, Qp: 2 bpm. **Ensayo:** U/h Ext 160 l/h, N: 2176 m, Ag+Po+T. Acid Ac: 21940 lts (-2858 lts) Po: 15%, Ag: 84,2%, Imp: 0,8%, pH 7, Po: 24 l/h. Dens: 0,9410 g/l a 15° C 19° API. Gas CO2+8 ppm SH2. (26-09-03) **Minifrac:** Inyec 6636 gal gel crosslin. Presiones: Adm: 2216 psi, Q: 12,4 bpm, Máx: 3766 psi, Q: 17,6 bpm, Inst: 975 psi, a los 10' : 780 psi, GF: 0,577 psi/ft, Frice: 0, Tort: 0, Pzdos: 100% effect, K: 4 md, GC: 0,52 psi/ft, P Cierre: 60 psi, Q: 16 bpm. **Fractura:** inyec. 5800 gal gel crosslin. + 1) conc. 2500 gal gel crosslin, rampa 0-3 #/gal arena 16/30+2") conc. 2290 gal gel crosslin, rampa 3-5 #/gal. Por incremento presión a 7000 psi p/Bbeo. Arena Fm. 88 Sx. Tbg: 62 Sx. (27-09-93) **Ensayo:** Surge 480 l/h, T. Vert + Po + Gas, N: 2209 m, 1 C, Ac: 42373 lts (-31886 lts), Ag: 85 %, Po: 15 %, Cl: 29 g/l, Surge CO2 secot, Orif: 50 mm, PDB: 28,4 psi, No Obs. arena. (02-10-03) **Refractura:** Minifrac: Inyecta 7627 lts gel crosslin. Desplazando Agua Trat a Fm + 23835 lts gel crosslinkado. Presiones: Prom 2800 psi, Máx: 4865 psi, Final 1930 psi, Inst 1475 psi, a los 10 min: 710 psi, Qp: 12 bpm, GF: 0,64 psi/ft, K: 6 md, Tortuosidad: 205 psi, Pzdos: 0, P C: 894 psi, Efic Fluido: 20,8%. **Fractura:** Pre colchón: 2000 gal, 1500 gal Silice malla 100; 15 Sx rampa: 1-1# gal Colchón 7500 gal, 1" Conc 3000 gal rampa 0-4 #/gal 60 Sx; 2" Conc 2000 gal rampa 4-4 #/gal 25 Sx. Por incremento presión corta arena, desplaza con 462 gal incrementando la presión a 7700 psi. Total arena en Fm 85 Sx Sinterlite 16/30, Tbg 39 Sx, bombeada: 124 Sx. Presiones: Rupt: 4470 psi, Prom 4100 psi, Máx 7700 psi, Final: 7700 psi, Inst 4400 psi, a 10' : 1100 psi, Qp: 18 bpm, total Bbeado 16462 gal. (03-10-03) **Ensayo:** U/h: Surge x Orif 43 mm, 650 l/h, PDB: 110 psi, T. Vert. + Po+ Gas, Ac: 90155 lts (-52327 lts), T. Vert: 70 %, Po: 30 %, Cl: 33 g/l, Gas: 172554 m3/d, GLR : 12839 m3/m3. Po: 168 l/h (4,03 m3/d), Po Ac: 16,811 m3.
Análisis Po UTENEU: Dens. a 15° C : 0,95586 g/l, 16,5° API. Valores hasta 13:00 Hs (04-10-03). Luego Po D: 0,83825 g/l a 15° C 37,3° API.
Análisis Gas UTENEU: CO2: 94,77%, C1: 2,49 %

T Arena 2416 m

Collar 2476,91 m

Zpto: 2489,6 m

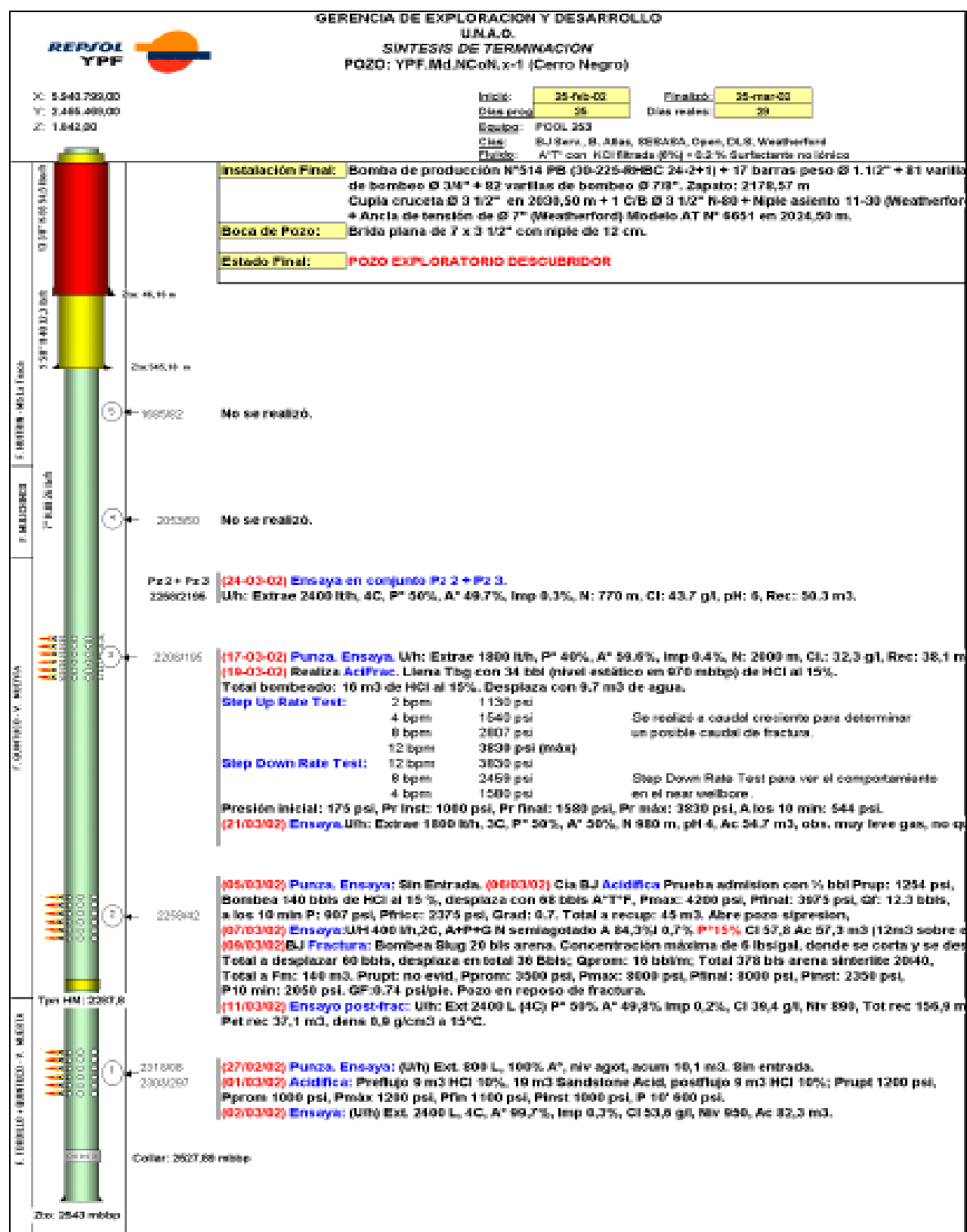


Figura 15 a & b : Síntesis de Terminación de los pozos YPF.MdN.CN x-1 e YPF.MdN.CNS x-1

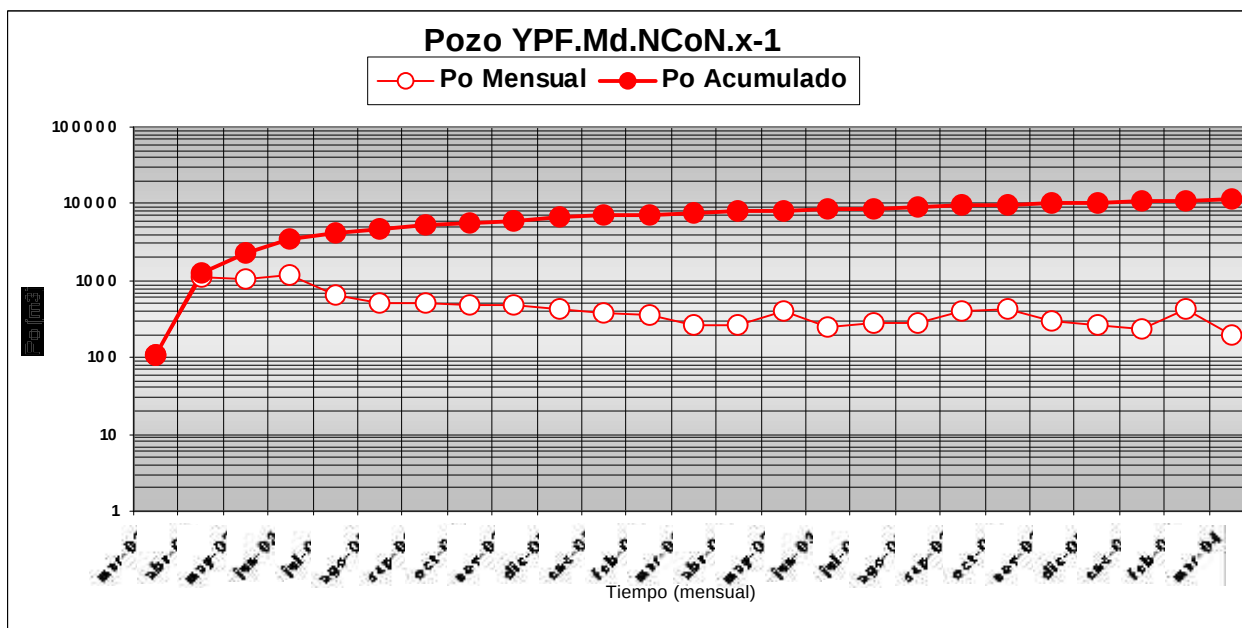


Figura 16: Monthly and Accumulated Production Record Sheet.
 Monthly PO / Accumulated Po / Time (monthly)