



VIII Jornadas de Perforación y II Jornadas de Terminación, Reparación y Estimulación de Pozos “Abdelcrim Elías”.

**“PLANIFICACIÓN Y EJECUCIÓN DE UNA ESTIMULACIÓN
HIDRÁULICA EN UN POZO EXPLORATORIO DESVIADO,
CON RESERVORIOS FISURADOS, EN LA CUENCA
NEUQUINA”**

Autores: Daniel G. García – Repsol YPF

Gustavo F. Kruse – Halliburton Argentina S.A.



- **OBJETIVO**
- **INTRODUCCIÓN**
- **PROGRAMACIÓN DE LA ESTIMULACIÓN**
- **PROGRAMA EJECUTADO**
- **ANÁLISIS DE LA FRACTURA**
- **RESULTADOS**
- **CONCLUSIONES**



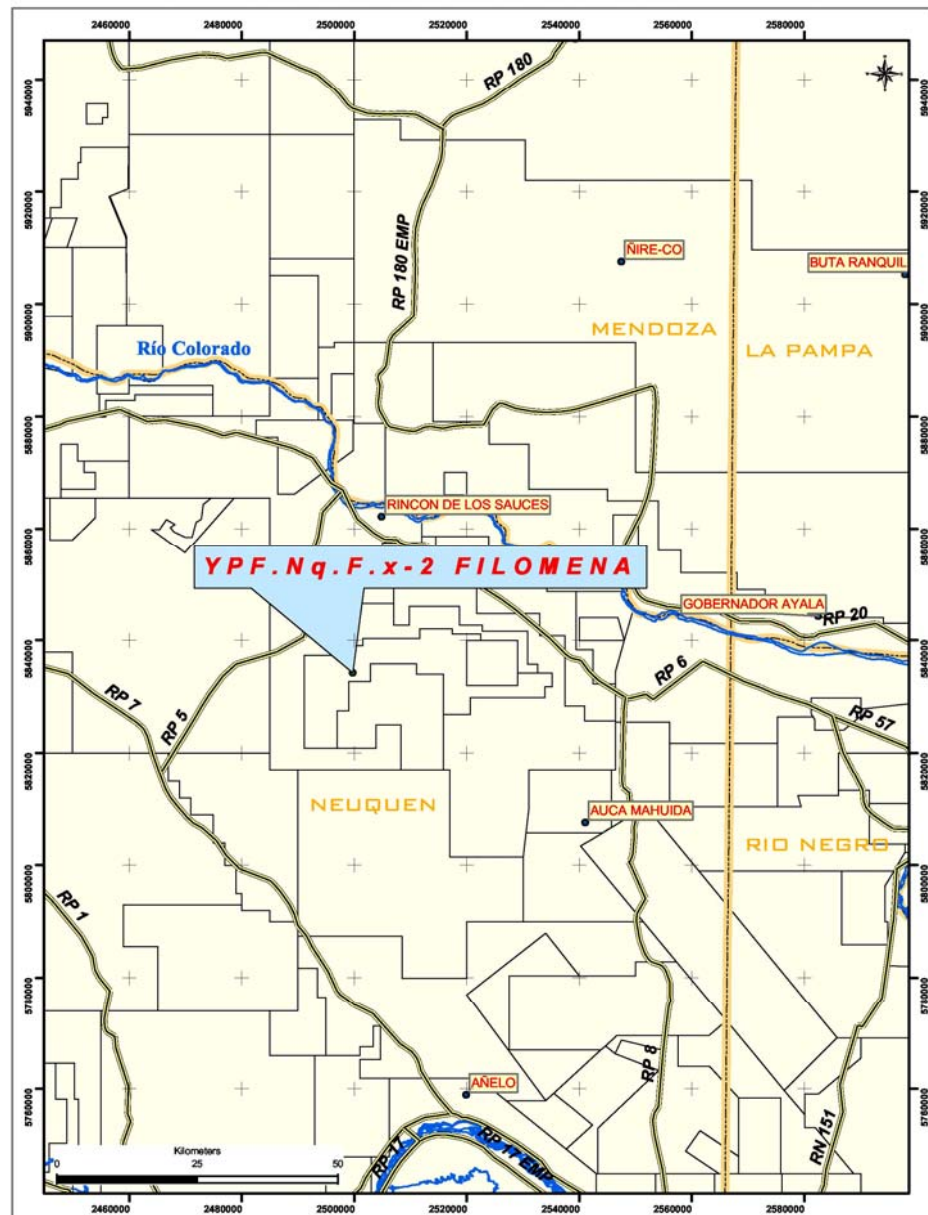
**“Realizar la estimulación hidráulica óptima,
en un medio fisurado, de baja permeabilidad
y con el pozo altamente desviado”**

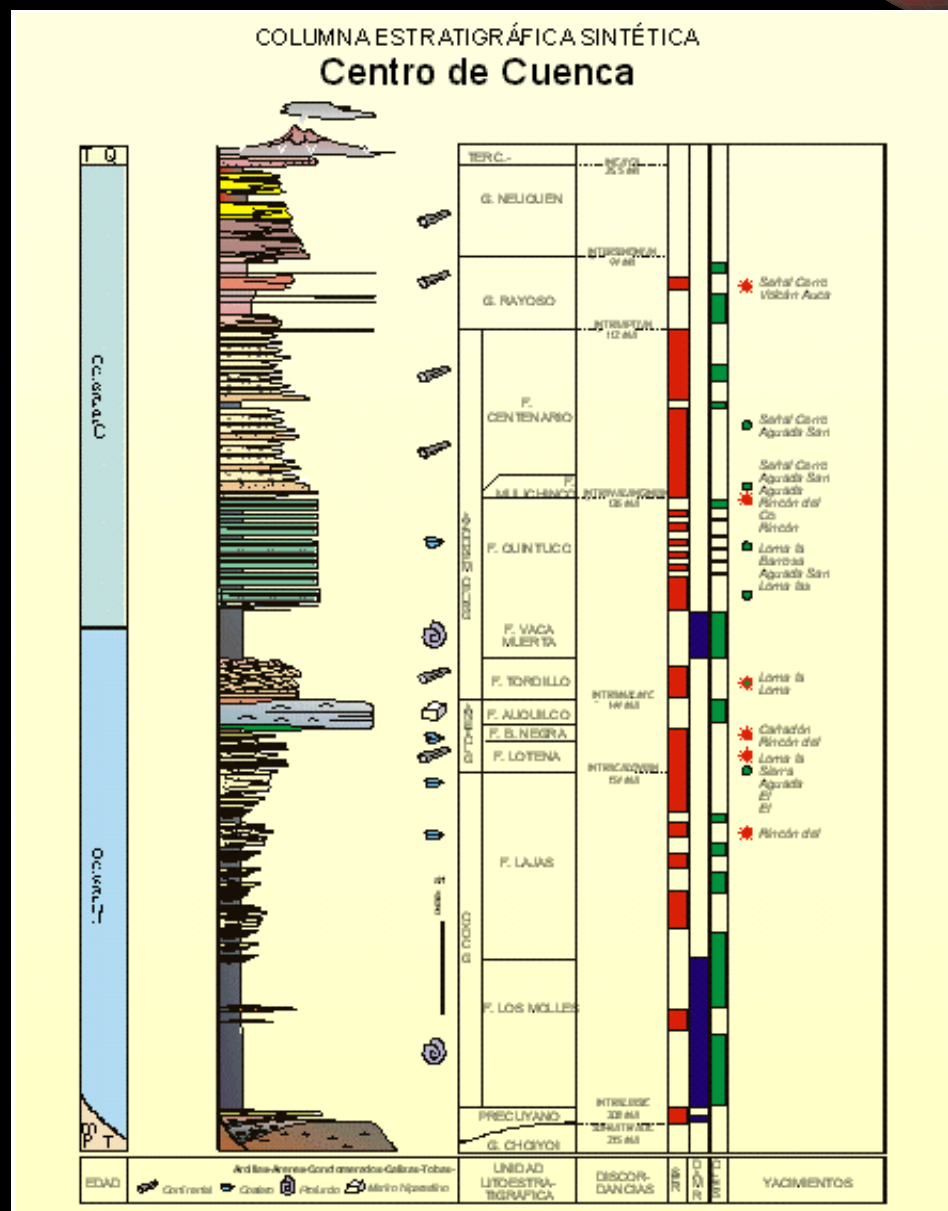
INTRODUCCIÓN

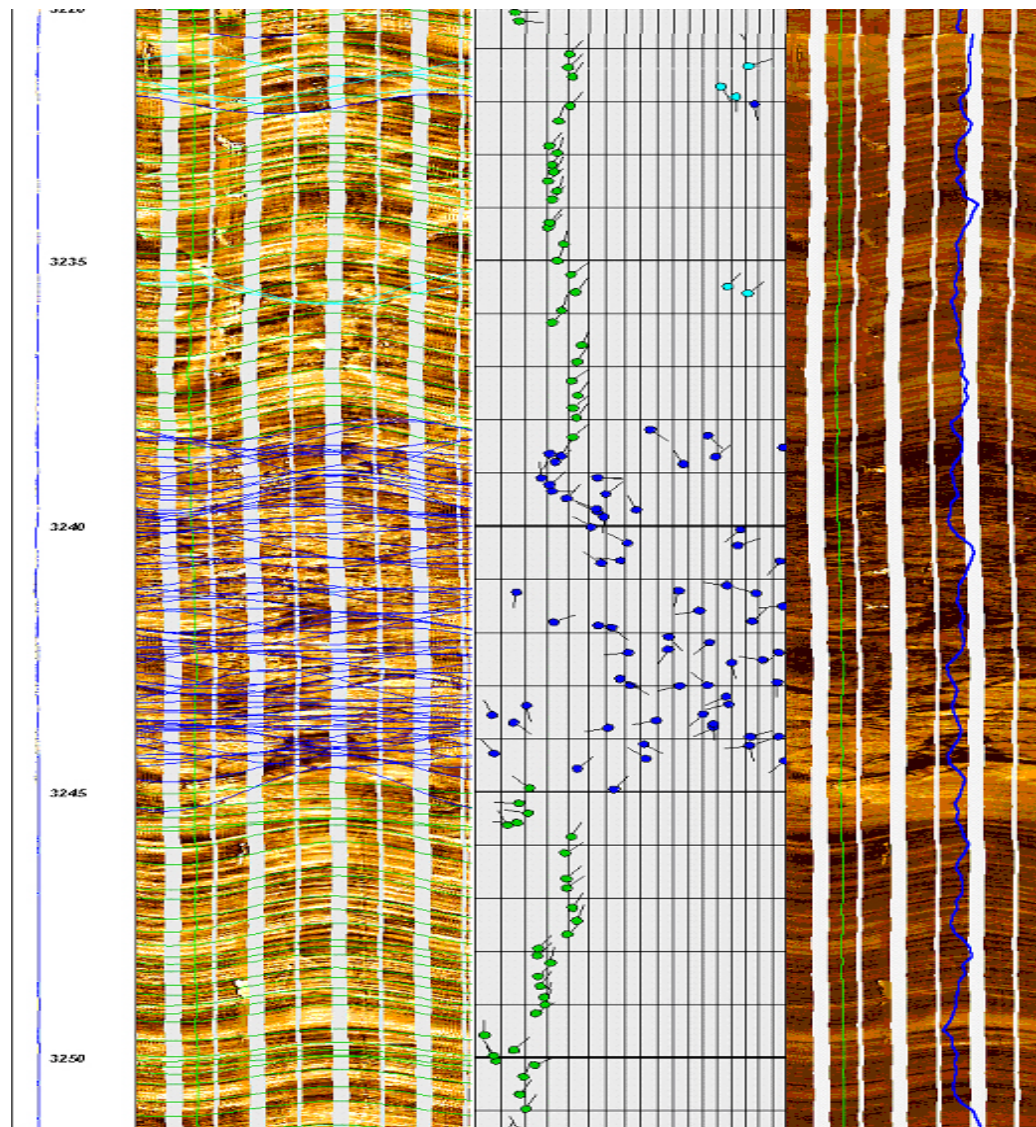


- **Ubicación geográfica**
- **Ubicación cronoestratigráfica**
- **Características petrofísicas**
- **Geometría del pozo**
- **Medición de presión en la roca ígnea**

UBICACION GEOGRÁFICA





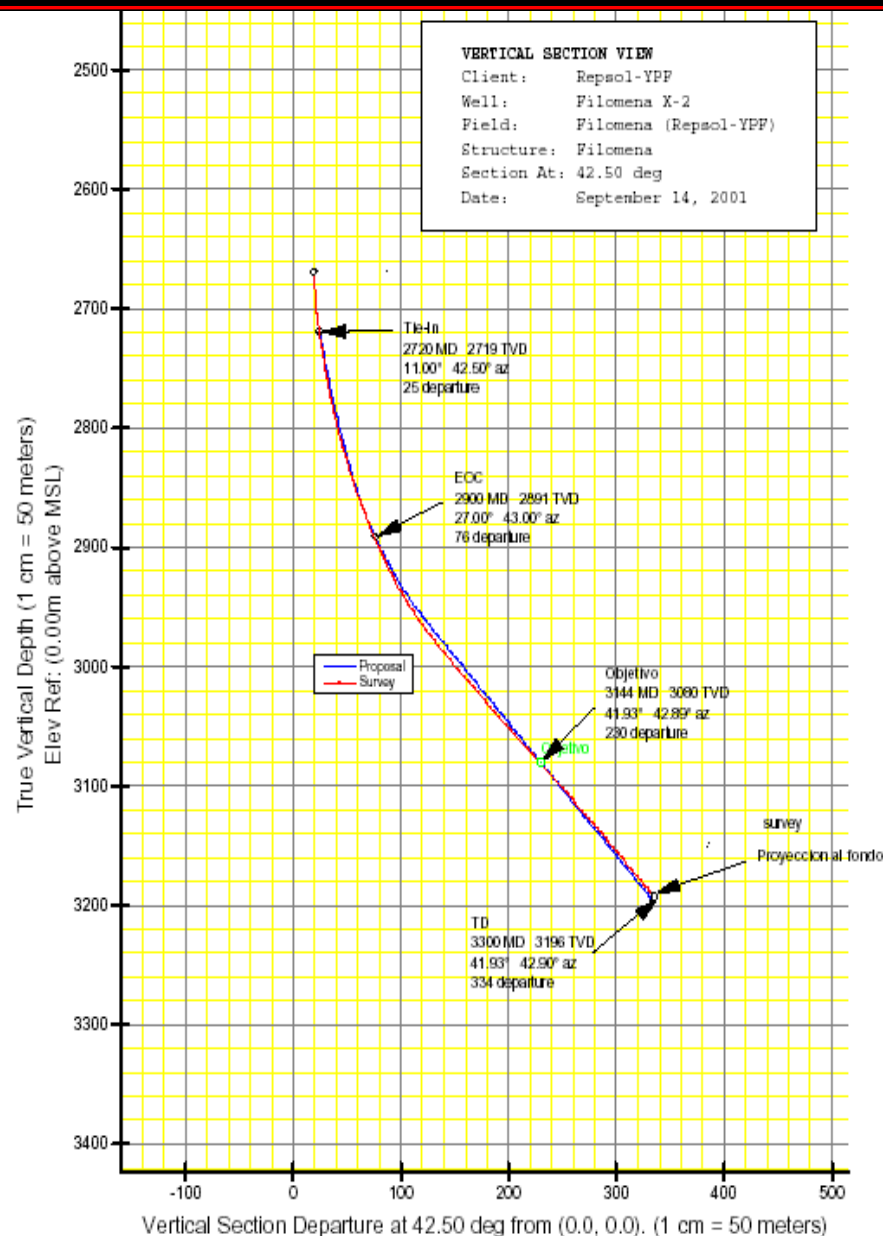


CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS

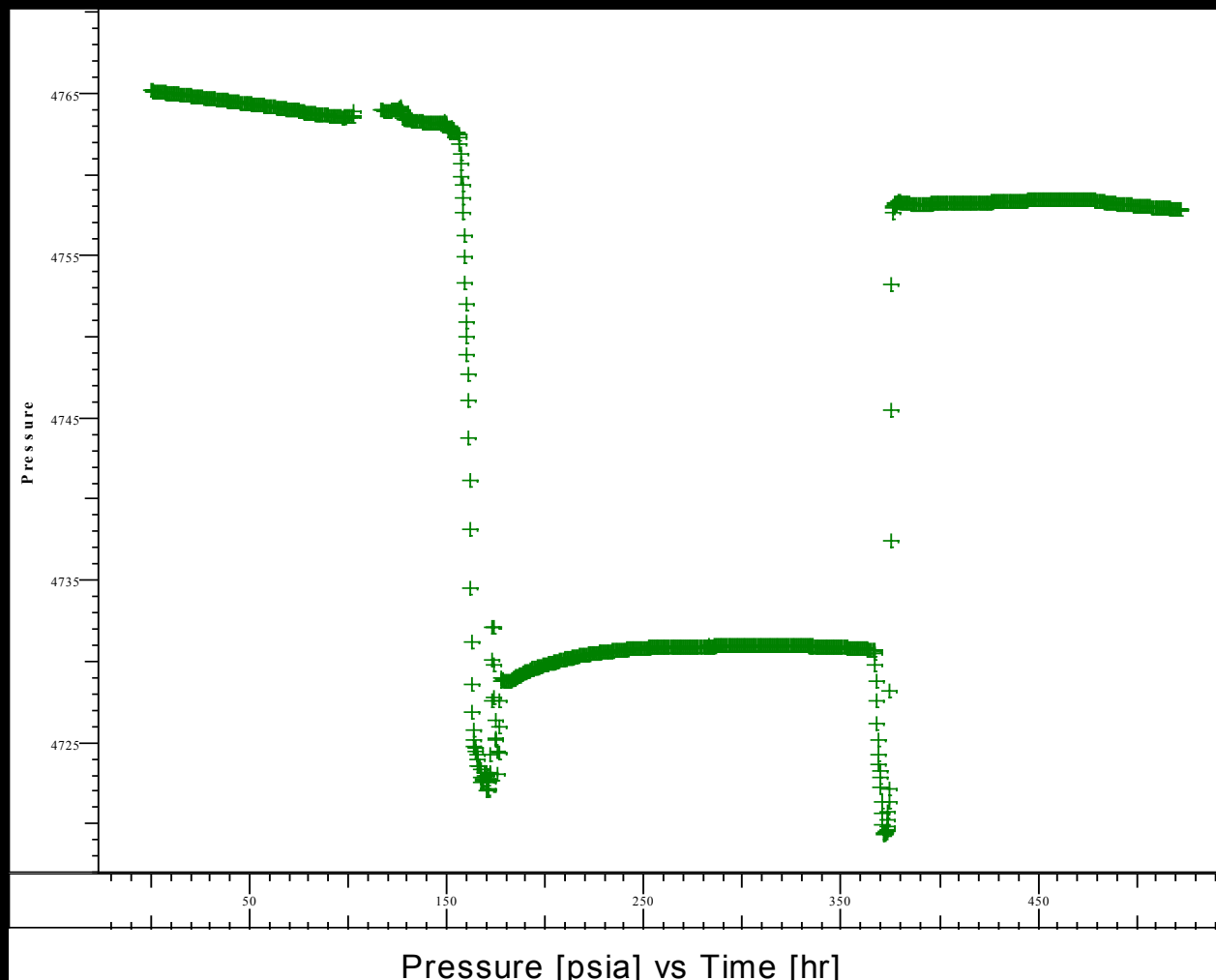


- **Existencia de porosidad secundaria por fisuras naturales debido a la implantación de magmatismo fisural en el área.**
- **Baja Permeabilidad de la matrix**
- **Alto grado de desviación del pozo (45°)**
- **Alto Gradiente de Fractura (0,9 psi/feet)**
- **Bajo contraste de esfuerzos mínimos horizontales.**

GEOMETRÍA DEL POZO



MEDICIÓN DE PRESIÓN EN LA ROCA ÍGNEA



FMT Pozo: YPF.Nq.Fi.x-2 - Formación Tordillo

PROGRAMACION DE LA ESTIMULACIÓN



- **Fundamentos**
- **Pump In Test Correlation**
- **Diseño Propuesto**



- El alto grado de desvío del pozo condujo a que se enfocaran y limitaran la altura de los punzados.
- Las características de porosidad secundaria (roca fisurada) obligó a determinar el caudal de extensión de fractura (Step Rate Up Test) para minimizar las pérdidas de fluido en este medio.
- Se aplicó el Método de Análisis de la función G y la superposición de su derivada para corroborar las características del reservorio.
- El *Pump in Test Correlation*, permitió determinar la concentración de agente sostén crítica, el máximo tiempo de bombeo y el volumen de tratamiento, que se tomaría como referencia para el rediseño de la fractura.



- **Este método consistió en el bombeo de una determinada cantidad de fluido como precolchón al caudal de fractura y monitorear la declinatoria de presión de las primeras 200 psi (denominada PILF: Pump In Leakoff Factor) y con ello determinar los parámetros promedio de la fractura:**
 - **Concentración crítica de agente de sostén**
 - **Eficiencia de fluido**
 - **Volumen de tratamiento**

- **El método recomienda que la concentración crítica del agente de sostén se alcance en los primeros dos tercios del tratamiento.**



Del Test de correlación se obtuvo que:

- **La concentración crítica de agente de sostén es 3.025 lb/gal.**
- **La eficiencia de fluido fue de 44%**
- **El tiempo total de bombeo de 73 minutos**
- **El caudal de Leakoff promedio de 18 bpm**

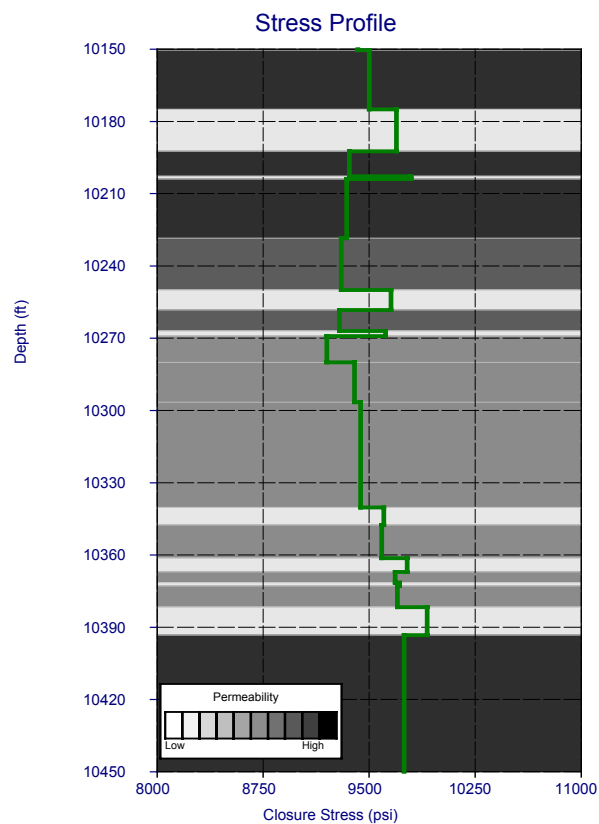
Con estos valores y otras variables utilizadas por este método, se rediseñó la fractura.

TRATAMIENTO PROPUESTO

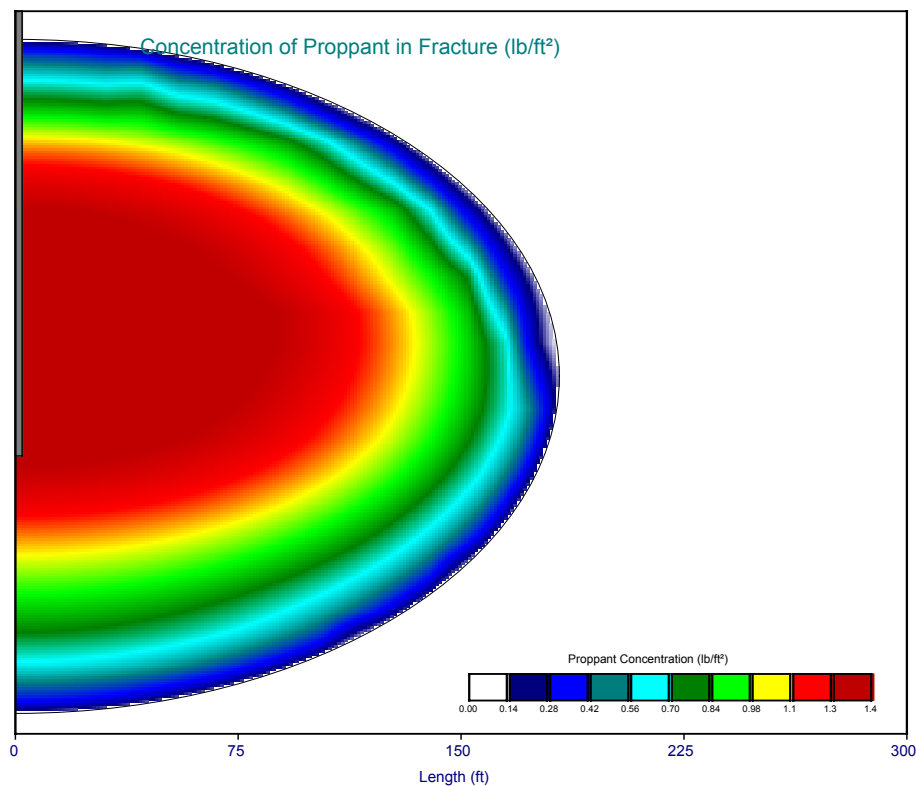


	Arena	Fluido	Volumen gal	Caudal bpm	Tiempo Bolsas
STEP RATE UP TEST (SRUT)					
Llenado del pozo		Gel lineal	4,600	12	
Shut In					20
SRUT		Gel lineal	4,000	4 a 18	
Shut In					5
Test de Correlación		Gel lineal	5,000	12.6	
Shut In					60 mil
MINIFRAC					
Minifrac		Gel de fractura	10,000	15	
Desplazamiento		Gel lineal	4,600	15	
Shut In					30
Prever Step Rate Down Test para estudiar exceso de fricción debido a punzados o tortuosidad.					
FRACTURA					
Colchón		Gel de fractura	23,000		
0 a 3 ppg	Bauxita 20/40	Gel de fractura	9,600		144 sks
3 a 5 ppg	Bauxita 20/40	Gel de fractura	10,100		404 sks
5 a 6 ppg	Bauxita 20/40	Gel de fractura	5,500		247 sks
Desplazamiento		Gel lineal	4,600		
Shut-in					60 min

PROGRAMA Y EJECUCIÓN DISEÑO PROPUESTO



YPF Nq.Fx-2





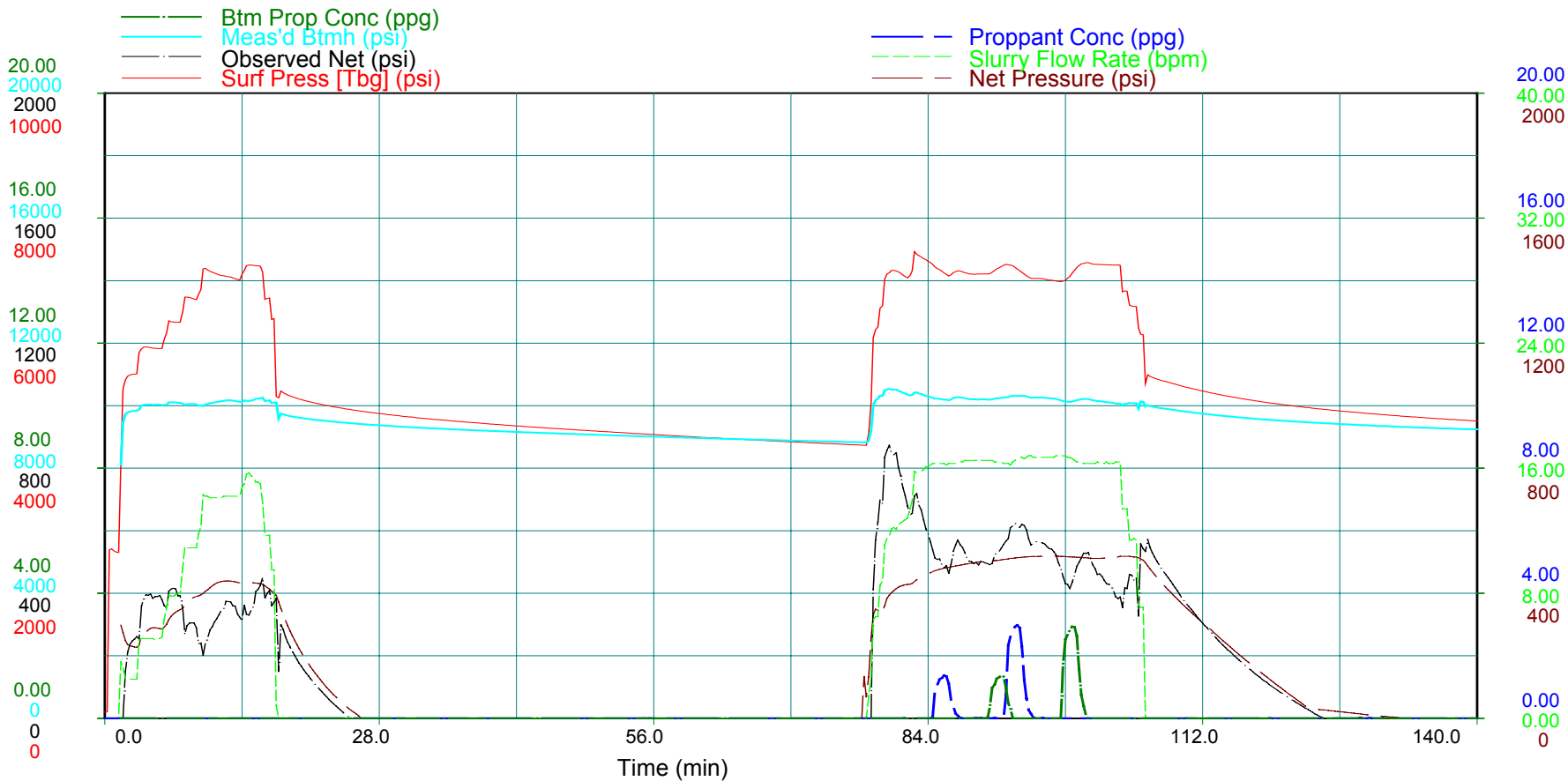
- **Minifrac y Step Rate Up Test**
- **Análisis de la Función G**
- **Programa Propuesto**
- **Operación de Fractura**

Minifrac- Step Rate Up & Down Test



YPF Nq.Fx-2

La Filomena



Análisis de la derivada de la función G

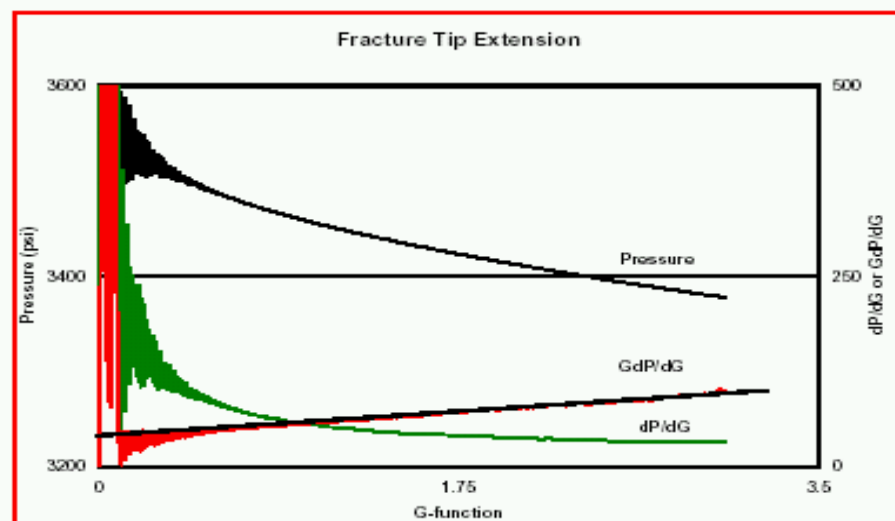
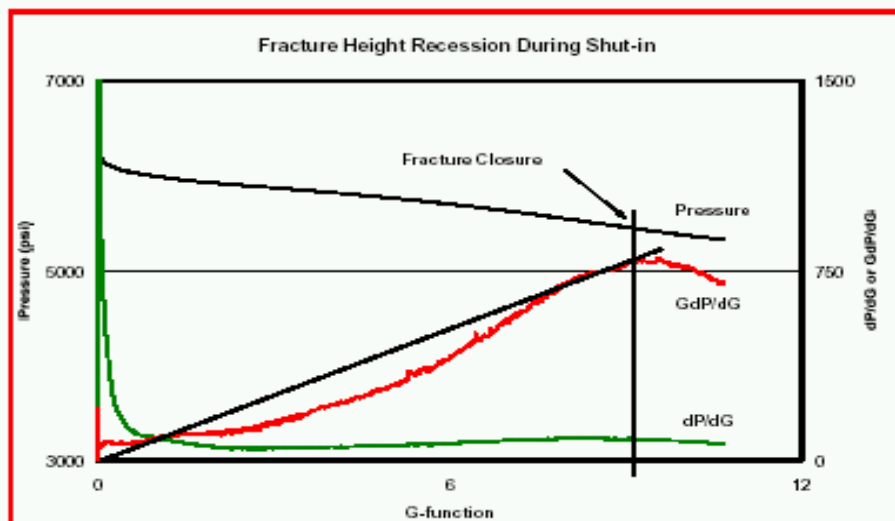
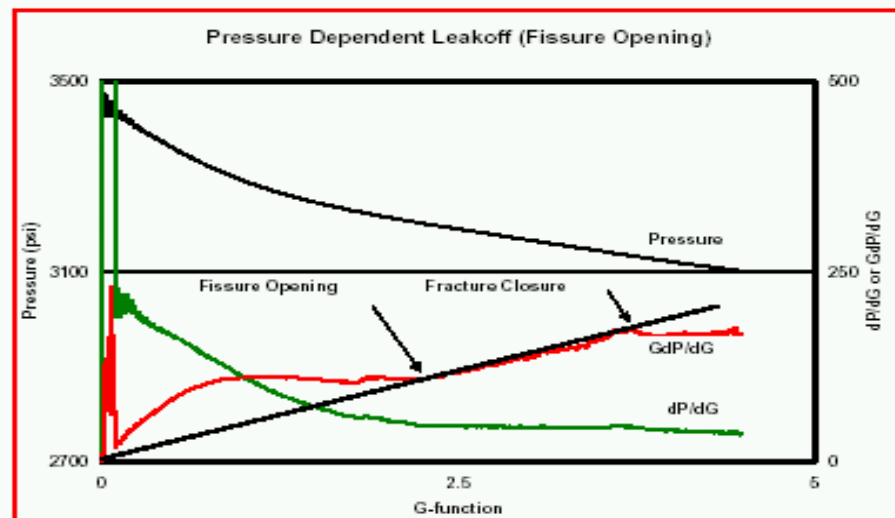
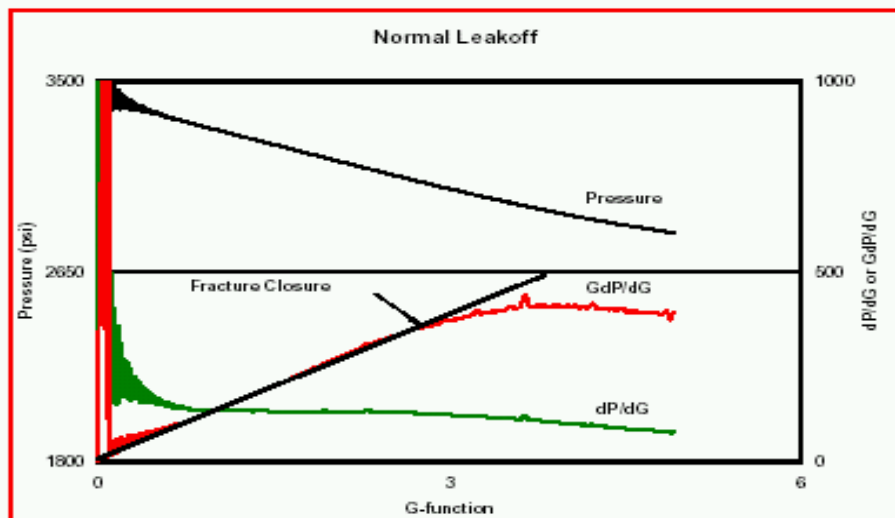
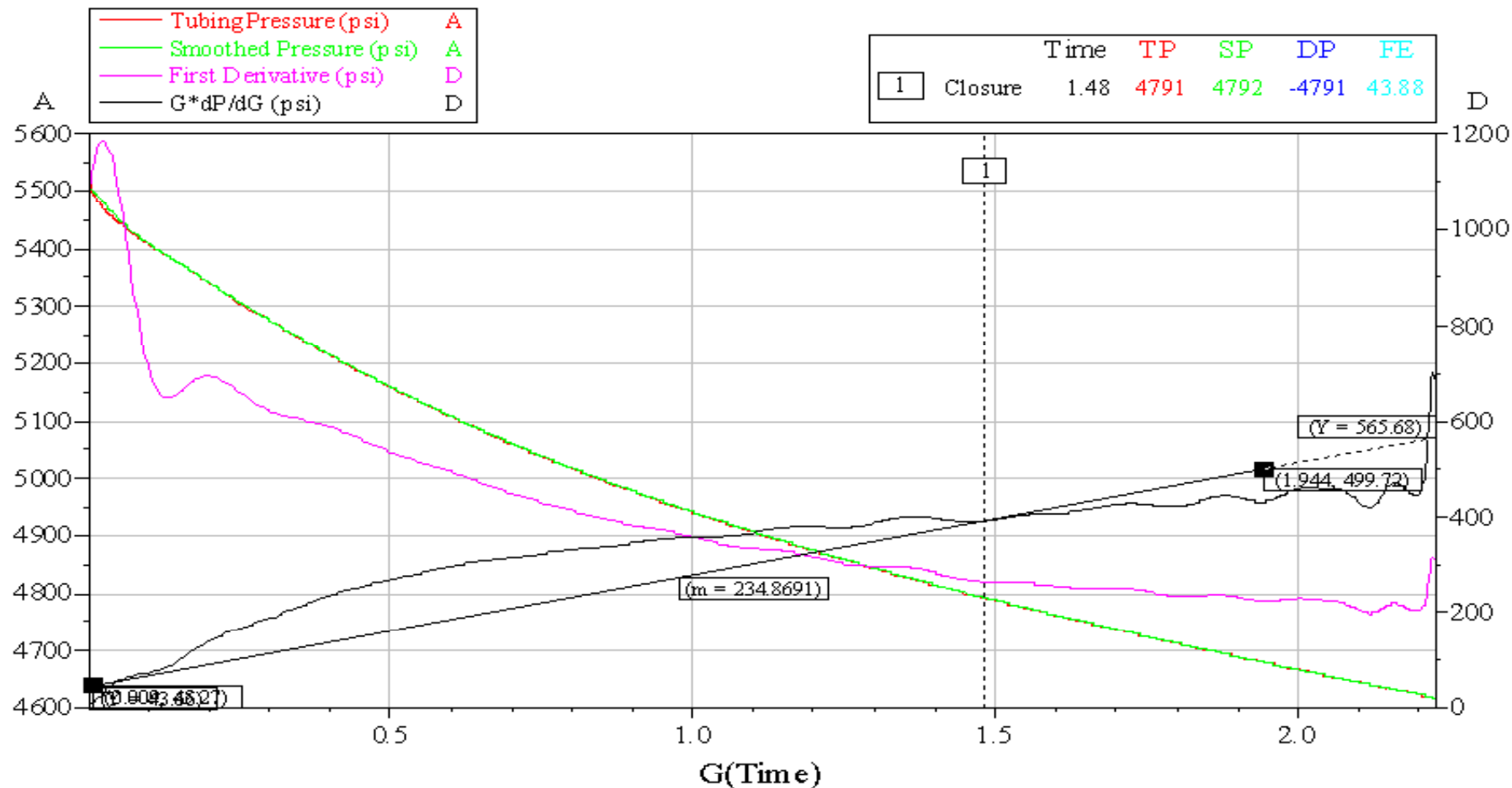


Figure 1. G-Function Derivative Analysis - Leakoff Mechanisms



Halliburton Pumping Diagnostic Analysis Toolkit Minifrac - G Function



Customer:
Well Description:

Job Date:
UWI:

Ticket #:

HALLIBURTON

StimWin v4.5.0
23-Oct-01 13:38



- Se ajustaron las permeabilidades tomando como base el antecedente del pozo VAM.x-3 (en el cual se había fracturado la misma formación)
- Se verificó que el comportamiento del reservorio es “pressure dependent leakoff”, mediante el análisis de la función G y la superposición de su derivada.
- Los valores obtenidos del Pump-In Test Correlation sirvieron de base para el rediseño de la fractura.
- El Step Down Test (minifrac) mostró pocos punzados comunicados.
Se bombearon dos “proppant slugs” (en el Pump-In Test)



FRACTURA PROPUESTA POST-ANALISIS

	Arena	Fluido	Volumen gal	Caudal bpm	Tiempo Bolsas
FRACTURA					
Colchón		Gel de fractura	23,000	16	
0 a 3 ppg	Bauxita 20/40	Gel de fractura	9,600	16	144 sks
3 a 5 ppg	Bauxita 20/40	Gel de fractura	10,100	16	404 sks
5 a 6 ppg	Bauxita 20/40	Gel de fractura	5,500	16	247 sks
Desplazamiento		Gel lineal	4,050	16	

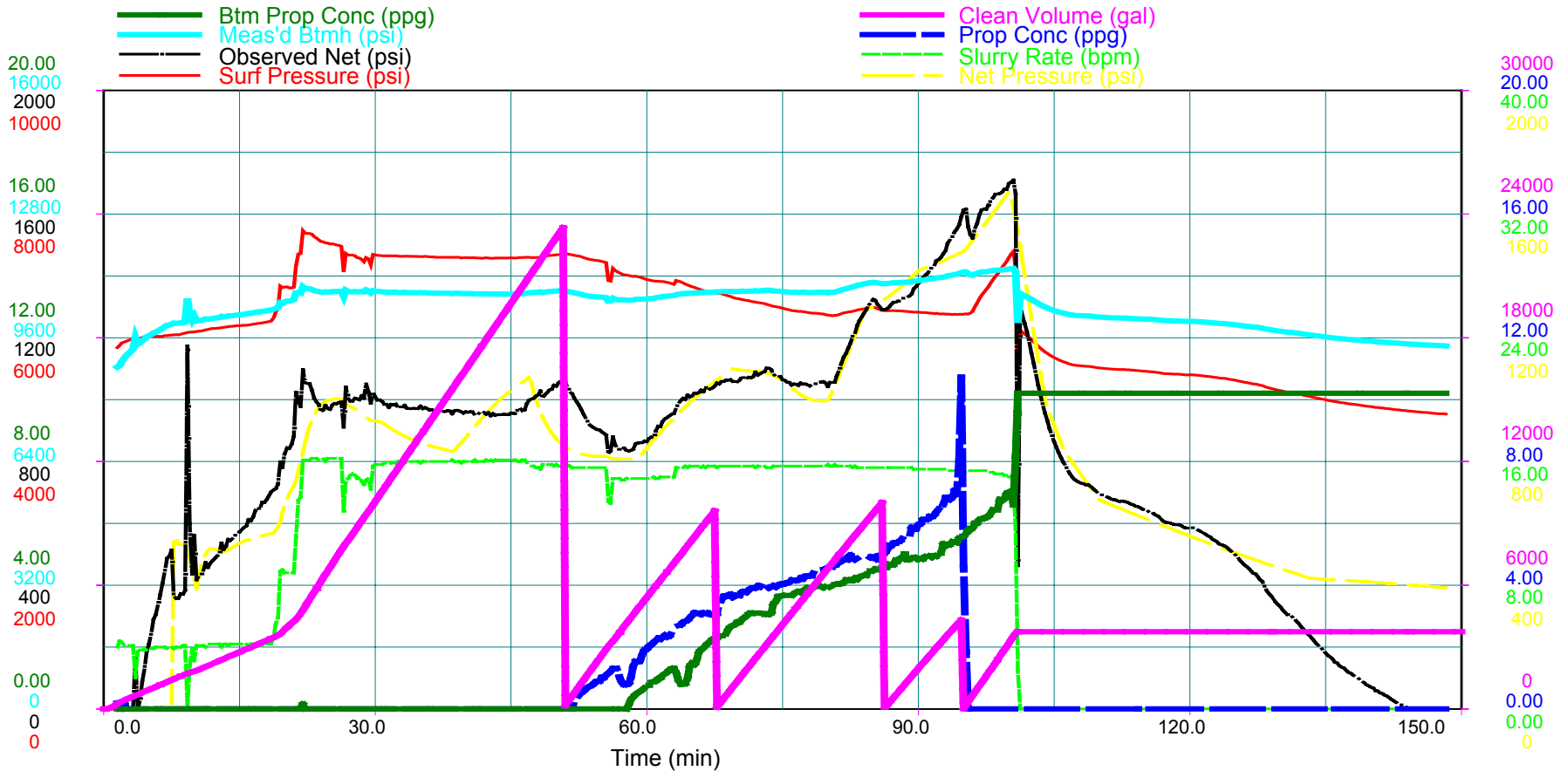
Se usó el método de "Pump In Test Correlation" para el diseño

Fractura ejecutada



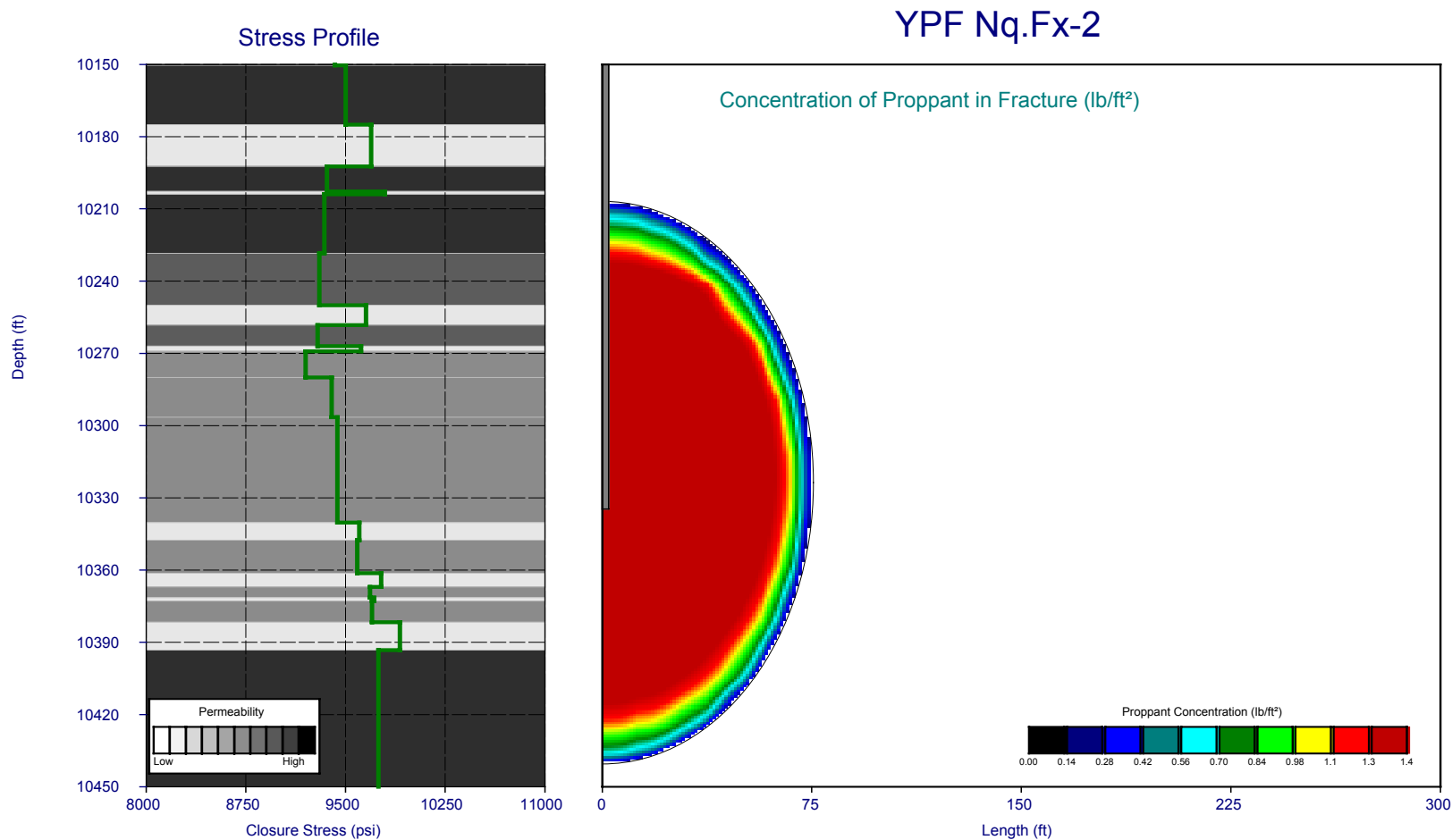
YPF Nq.Fx-2

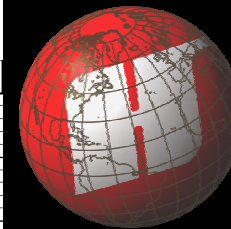
La Filomena



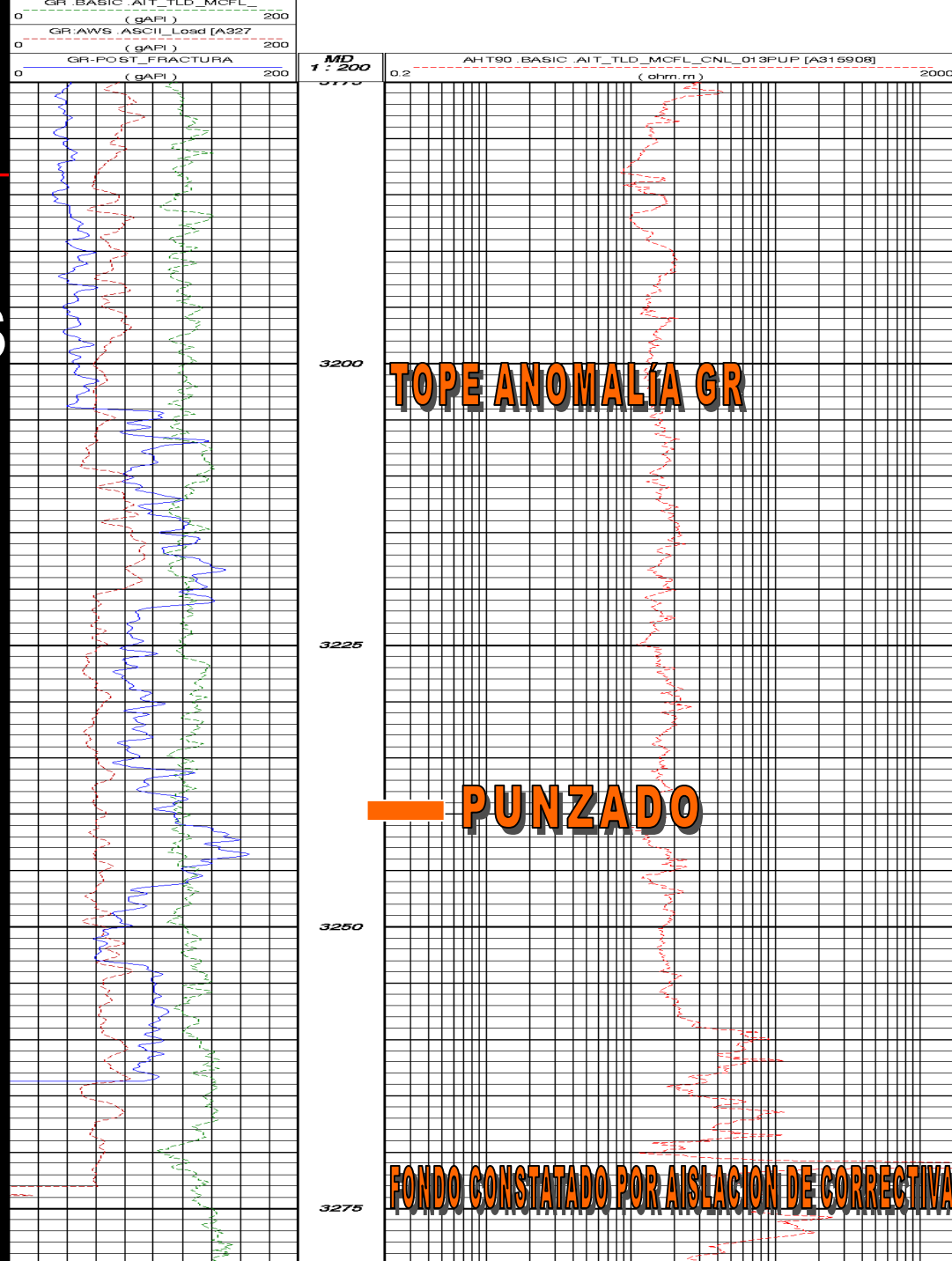


	Fractura simulada	Fractura real
Longitud Empaquetada (ft)	176	72
Altura Empaquetada (ft)	269	219
Concentración areal (lb/ft ²)	1.07	2.30
Conductividad (mD-ft)	3500	5307





RESULTADOS



Equipo: POOL 253			Fecha: 29/10/01-30/10/01				Packer: 3182 mbbp		Pi: 1900 psi	
Pozo: F. x-2			Intervalo Punzado:3242/43,5				Volumen Vertido: 287m3		Formación: Tordillo	
Hora	Volumen	Carrera	Nivel	P°	AGUA	Impurezas	Cloruros	Acumulado	PH	OBSERVACIONES
	(Lts/hr)	N°	(mbbp)	%	%	%	g/l	lts		
09:00	1600	3	1700		99,9	0,1	43,72	291100		T.F.A° fm.+ vst P° G°
10:00	1500	3	1740	10(emulsión)	89,9	0,1	43,72	292600		T.F.A° fm+emul+vst P° G°
11:00	1600	3	1790	10(emulsión)	89,8	0,2	43,72	294200		T.F.A° fm+emul+vst P° G°
12:00	1700	3	1850	8 (emulsión)	91,8	0,2	43,72	295900		T.F.A° fm+emul+vst P° G°
13:00	1800	3	1940	10(emulsión)	89,8	0,2	43,72	297700		T.F.A° fm+emul+vst P° G°
14:00	1800	3	2010	10(emulsión)	89,8	0,2	43,72	299500		T.F.A° fm+emul+vst P° G°
15:00	1700	3	2080	8 (emulsión)	91,8	0,2	43,72	301200		T.F.A° fm+emul+vst P° G°
16:00	1800	3	2110	10(emulsión)	89,8	0,2	43,72	303000		T.F.A° fm+emul+vst P° G°
17:00	1600	3	2130	8 (emulsión)	91,8	0,2	43,72	304600		T.F.A° fm+emul+vst P° G°
18:00	1700	3	2140	8 (emulsión)	91,9	0,1	43,72	306300		T.F.A° fm+emul+vst P° G°
19:00	1700	3	2160	8 (emulsión)	91,9	0,1	43,72	308000		T.F.A° fm+emul+vst P° G°
20:00	1800	3	2160	5	94,9	0,1	43,72	309800		T.F.A° fm+ P° G°
21:00	1600	3	2200	5	94,9	0,1	43,72	311400		T.F.A° fm+ P° G°
22:00	1500	3	2250	5	94,9	0,1	43,72	312900		T.F.A° fm+ P° G°
23:00	1200	2	2300	5	94,9	0,1	43,72	314100		T.F.A° fm+ P° G°
00:00	1100	2	2350	5	94,9	0,1	43,72	315200		T.F.A° fm+ P° G°
01:00	1200	2	2380	5	94,9	0,1	43,72	316400		T.F.A° fm+ P° G°
02:00	1200	2	2400	5	94,9	0,1	43,72	317600		T.F.A° fm+ P° G°
03:00	1100	2	2450	5	94,9	0,1	43,72	318700		T.F.A° fm+ P° G°
04:00	1100	2	2480	5	94,9	0,1	43,72	319800		T.F.A° fm+ P° G°
05:00	1200	2	2500	5	94,9	0,1	43,72	321000		T.F.A° fm+ P° G°
06:00	1200	2	2520	5	94,9	0,1	43,72	322200		T.F.A° fm+ P° G°
07:00	1200	2	2500	5	94,8	0,2	43,72	323400		T.F.A° fm+ P° G°
08:00	1200	2	2500	5	94,8	0,2	43,72	324600		T.F.A° fm+ P° G°
09:00	1200	2	2520	5	94,9	0,1	43,72	325800		T.F.A° fm+ P° G°
10:00	1100	2	2530	5	94,9	0,1	43,72	326900		T.F.A° fm+ P° G°
11:00	1100	2	2530	5	94,9	0,1	43,72	328000		T.F.A° fm+ P° G°
12:00	1100	2	2530	5	94,9	0,1	44,4	329100		T.F.A° fm+ P° G°
Corta Ensayo										



FECHA DE INFORME: 01/11/01

FECHA DE EXTRACCION: 30/10/01

PROCEDENCIA: La Filomena x-2
(F X -2)

Punzado: 3242/43,5mts de ultima hora (12,00 hrs.)

MUESTRA DE: PETROLEO

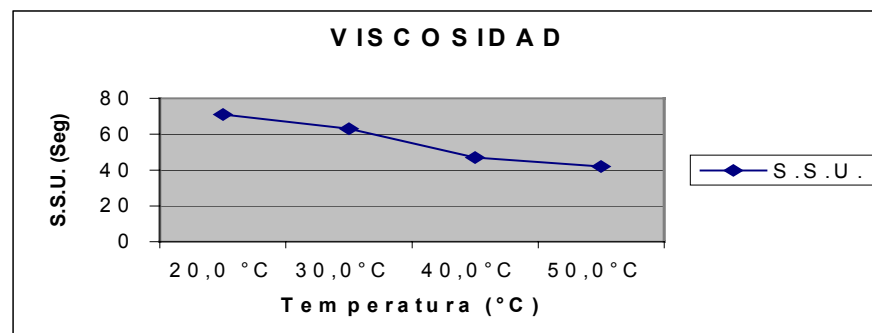
EXTRAIDA POR: REPSOL-YPF S.A.

SOLICITADA POR: REPSOL-YPF S.A.

OBJETO DEL ANALISIS: CARACTERIZACION DE PETROLEO.-

RESULTADOS

MUESTRA DESHIDRATADA	
AGUA (%)	0,10
DENS.PETROLEO 15°C (gr/cm ³)	0,83861
PTO DE ESCURRIMIENTO (°C)	(-19°C.)
VISCOSIDAD A:	
20,0 °C	S.S.U. 71
30,0 °C	63
40,0 °C	47
50,0 °C	42



CONCLUSIONES



- **La focalización y limitación del intervalo punzado permitió estimular toda la zona de interés y minimizó la creación de fracturas múltiples.**
- **La determinación del caudal de extensión de fractura permitió seleccionar el caudal más apropiado y volumen de colchón de tratamiento como para contrarrestar la alta pérdida de fluido que es característica en estos reservorios fisurados.**
- **El bombeo de diagnóstico y el correspondiente Análisis de la función G y la superposición de su derivada, permitieron verificar la hipótesis asumida acerca de las características del reservorio, mediante el análisis de los perfiles.**

CONCLUSIONES



- El “*Pump in Test Correlation*” permitió determinar la concentración de agente de sostén crítica, el máximo tiempo de bombeo y el volumen de tratamiento, determinándose que al alcanzar los valores críticos obtenidos, la fractura seguía creciendo en profundidad, aceptando concentraciones mayores, logrando colocar 880 bolsas de cerámico en formación.
- El perfil GR muestra claramente el crecimiento superior de la fractura hasta la profundidad medida de 3204 , con solo 2 metros de diferencia con lo diseñado pre y post minifrac, como se vio en los datos del post treatment.

CONCLUSIONES



- **Teniendo en cuenta los antecedentes de producción de la zona para esta unidad litológica (Fm Tordillo como típica tight sand), aún post frac, sus producciones, son S/E o Gas leve, podríamos decir que el resultado de producción de líquidos, (Agua + Petróleo), se debe a la presencia del magmatismo fisural en el área, generando este, el sistema encontrado.**
- **La capacidad de reposición del reservorio es de 28 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.**

CONCLUSIONES



- El mejoramiento de la productividad de estos reservorios, sólo es posible por incremento del radio efectivo (estimulación hidráulica).
- 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 de la Fm Tordillo.
- Se confirma esta metodología como una nueva alternativa para el desarrollo de estos proyectos.

HALLIBURTON

**REP/JOI
YYPF**



FIN

**RYPF-Team Operaciones G&G
HASA P.E**