

EVALUACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN MEDIANTE EL USO DEL FRT

M.Z.Mucci, J.D.Moreyra, C. Porta
San Antonio - Pride

Abstract

Para maximizar la producción y la recuperación total de hidrocarburos, las compañías petroleras deben tener un conocimiento completo de sus reservorios y de los fluidos presentes en sus yacimientos productores.

La medición de las propiedades de la roca, nos permite definir la habilidad que posee para permitir el flujo de fluidos y los modos en los que estos fluidos del reservorio se comportan durante la producción. Esto es el comienzo de una etapa de estudios donde el análisis del Daño de Formación es uno de los objetivos principales y donde una diagnosis apropiada permitirá seleccionar la solución más adecuada. Brindará explicaciones detalladas referidas a los problemas en el pozo y en las producciones, ofreciendo fundamento y respaldo a la investigación de tratamientos de estimulación y sus efectos.

El Daño de Formación es cualquier proceso mecánico, químico, biológico o térmico que ocurre en un reservorio y causa una notable reducción en la porosidad o permeabilidad.

Prácticamente todas las operaciones de campo constituyen una potencial fuente de daño a la productividad de un pozo que a menudo implican la reducción en la producción de pozos petrolíferos y gasíferos sino también en inyectores de agua durante la recuperación secundaria.

Este trabajo intenta proveer una metodología de estudio preliminar que permita evaluar los potenciales riesgos de daño de formación, correlacionando los resultados de escala de laboratorio con las pruebas en campo.

Los diagnósticos en laboratorio, preliminares a una estimulación, ayudan favorablemente a evitar o minimizar los riesgos de daño.

El control y estudio de los daños de formación requieren un diseño de ensayo compatible con las factibilidades operativas e involucran también parámetros como el conocimiento de la geología y petrofísica de la formación a estimular, compatibilidad de fluidos, procedimientos operativos, etc.

Introducción

La posibilidad de contar con información previa a un tratamiento de estimulación ayudará en el diseño operativo del mismo.

Idealmente, deben ser usados estudios especiales sobre coronas antes que un fluido o proceso sea aplicado en un pozo con el objeto de determinar si existirá daño de formación. Si efectivamente ha ocurrido la reducción en la producción o en la inyectividad, los estudios especiales usando coronas se deberán realizar con el objeto de determinar el mecanismo de daño y estudiar las opciones para la remediación.

Todos los estudios especiales sobre coronas utilizan muestras en condiciones de reservorio restablecidas (incluyendo presión y temperatura), muestras de fluidos de reservorio o reproducidas sintéticamente y de los fluidos a ser testeados con el objeto de proveer las más precisas descripciones de lo que ocurre dentro del pozo.

En el caso de planificar el uso de fluidos de fractura, éstos se deben evaluar por completo para evitar o minimizar incompatibilidades químicas y/o invasión del filtrado en la formación. Para el caso de migración de finos, se determinará la velocidad crítica bajo la cual los finos serán inmóviles y el puenteo de los mismos en los poros no ocurrirá. Respecto de tratamientos ácidos, la estimación de la interacción ácido/roca/fluidos del reservorio es básica para asegurar que no ocurrirá un daño en la permeabilidad.

Los métodos de análisis de coronas para el reconocimiento de daño de formación caen dentro de cuatro categorías:

- Análisis petrográfico de la sensibilidad del reservorio
- Estabilidad mecánica de la roca
- Test de flujo en coronas
- Análisis químico de fluido

Estas técnicas deben ser llevadas a cabo de forma sistemática e integradas de modo de obtener un completo entendimiento del problema, establecer el mecanismo y determinar el procedimiento de tratamiento para una prevención óptima.

Mediante el uso del FRT (Formation Response Test) se ha demostrado que es posible estudiar no solo el daño de formación sino también entender los cambios que se producen en la permeabilidad de la formación, debido a las variaciones de la presión de confinamiento en reservorios stress-sensitive e inconsolidados.

Cuando los resultados obtenidos en el FRT son confiables y nos permiten corroborar comportamientos observados en operaciones de campo, mediante registros evidentes, es dable pensar que ajustando las variables de uso en ensayos de flujo, muchas situaciones adversas desde la terminación hasta la estimulación de un yacimiento podrían ser evitadas o al menos atenuadas.

En las secciones siguientes podremos ver que estudios realizados sobre testigos de formaciones de diferentes reservorios usando el FRT nos ha permitido entender y evitar pérdidas de producción y daños importantes en la formación por la inexacta selección de un tratamiento.

Ensayos de pozo y registros de campo han avalado los hallazgos que de hecho son sólo el comienzo en una experiencia de trabajo conjunta que permita llegar a la excelencia de un servicio.

FRT (Formation Response Test)

1) El Equipo

Es un equipo que ha sido diseñado para medir los cambios de permeabilidad con precisión sobre muestras de formación cuando se la expone a test con fluidos variados. El notable tipo de diseño del FRT Model 6100 permite que los fluidos se inyecten a través de la corona de formación en cualquier dirección, o puede fluir por sobre cualquiera de las caras, simulando el contacto con lodo de perforación, lechadas de cemento, lavados ácidos o fluidos de tratamiento que no se inyecten y desplacen dentro de formación. (Ver Fig. 1)

El equipo se halla completamente automatizado de modo tal que permite realizar una secuencia completa de fluidos, incluyendo ácidos, a través de la corona. El equipo se ha diseñado para ensayar ácidos y cualquier otro líquido corrosivo en condiciones extremas de temperatura (hasta 350 °F) y presión (hasta 6000 psi). Los testigos usados pueden tener hasta 17.20 cm. de longitud y su diámetro ser de 2.54 cm. o 3.81 cm. Las direcciones de flujo pueden ser de inyección, de producción o sobre las caras del testigo.

El FRT esta equipado con un software que permite que la operación del equipo sea automática, manual o semi-automática. (Fig. 2)

El control de temperatura da una medición muy precisa y segura de la misma y mientras que este parámetro se setea manualmente, el caudal de trabajo de la bomba se realiza desde la computadora que comanda el ensayo. Este caudal puede variar automáticamente cuando se trabaja con un schedule preestablecido.

La presión es automáticamente medida y controlada mediante transductores de presión muy sensibles, uno está colocado en la parte superior del core holder y el otro en el fondo.

La medición de los diferenciales de presión se realiza mediante sensores de alta (0-6000 psi) y baja presión (0-400 psi), pudiendo éstos ser seleccionados en forma manual o en forma automática acorde a los diferenciales de presión que se originan durante el ensayo. El diferencial de presión puede ser medido también en diferentes sensores de presión laterales que posee la celda de forma de poder evaluar la penetración del daño o la invasión de fluido. Fig. 3

El ajuste y calibración de los sensores de presión es básico y primordial antes de comenzar cualquier ensayo. Fig.4

2) Calculo de Permeabilidad

Durante la ejecución del test, la permeabilidad al líquido de la corona de formación es automáticamente calculada varias veces por segundo. El resultado de este cálculo es considerado válido una vez que la corona esta completamente saturada y la lectura de la presión diferencial se halla estabilizada.

La fórmula utilizada para el cálculo es la que corresponde a la Ley de Darcy para líquidos:

$$K = \frac{245 * \text{Largo Core} * \text{Caudal} * \text{Viscosidad Fluido}}{DP * \text{Area}}$$

Donde las unidades son:

Largo Core = cm.

Caudal = cm³ / min

Viscosidad Fluido = cP

DP (presión diferencial) = psi

Area = cm²

El largo y el diámetro del testigo son colocados manualmente en la pantalla principal. La viscosidad para cada fluido se puede entrar manualmente o desde la planilla de schedule en forma automática.

Caso de estudio I: Reservorio con migración de finos y Permeabilidad dependiente del esfuerzo

Se planificó el estudio de daño en una formación de areniscas de gran espesor y fuerte anisotropía vertical (1100 – 1140 m), la cual había sido estimulada con fluidos de fractura base hidrocarburo (Pozo 1). El objetivo fue evaluar la factibilidad de usar fluidos base agua en los tratamientos futuros y para ello se solicitó tramos de coronas que representaran el intervalo a estimular y verificar con diferentes estudios, la adaptabilidad de la formación al

contacto con los mismos. La idea era estar seguros que la formación no sería afectada o dañada por el uso de agua.

Se obtuvieron dos tramos cortos de coronas de formación, de pequeño diámetro y muy pocas pulgadas de longitud (que correspondían al Pozo 2), las muestras se hallaban saturadas aún con el fluido de formación, un hidrocarburo de gravedad mediana y 60 cps de viscosidad (@300rpm y a 60°F).

De la formación, una arenisca muy friable, no se poseían datos mineralógicos o petrofísica. Dadas las características de la corona, fue muy difícil lograr extraer un número importante y representativo de testigos para ensayos. Estudios posteriores indicaron que la permeabilidad al gas de las muestras ensayadas era de 0.5 mD.

Sobre muestras lavadas y secas se verificó que la formación poseían arcillas sensibles al agua dulce por lo que se indicó el uso de 2% KCl en el sistema de fractura con el objeto de evitar el hinchamiento de las arcillas.

Se procedió a saturar los testigos con salmuera API filtrada y se colocó el primer testigo en la celda del FRT a temperatura del reservorio y con una presión de confinamiento de 700 psi. Se comenzó a inyectar en sentido de producción kerosén filtrado hasta obtener una línea de referencia de permeabilidad pre-tratamiento; el caudal se fijó en 1cc/min. Como se verificó que la presión subía muy rápidamente, se bajó el caudal a 0.1 cc/min. Se logró una pseudo-estabilización de la permeabilidad con tendencia a incrementarse. Se recogieron algunos finos en la descarga del equipo juntamente con la salmuera desplazada, lo que hizo pensar en un movimiento de finos. Para verificar esta teoría se cambió el sentido de flujo y la permeabilidad se estabilizó definitivamente en un valor superior al medido anteriormente. Ver Fig. 5

Considerando la naturaleza friable de la formación se decidió estudiar la posibilidad de que fuese susceptible a cambios en la presión de confinamiento (reservorio stress-sensitive). Se realizaron steps de disminución de la presión de confinamiento y se verificaron incrementos estables de permeabilidad. Los resultados se presentan en Tabla 1 y Figura 6.

Con el objeto de evaluar el potencial daño de formación por el uso de un fluido de fractura base agua se realizó sobre otro testigo, de igual capa, un ensayo que inicialmente se asemejaba al descrito, sólo que una vez estabilizada la permeabilidad al kerosén filtrado se comenzó a inyectar en sentido de tratamiento el fluido de fractura aditivado convenientemente.

Las condiciones de ensayo fueron similares a las del primer ensayo. El incremento de la presión se manifestó tempranamente, muy lento pero progresivo. Se estimó que no era el fluido de fractura lo que generaba esta situación, sino la movilización de finos por lo que, alcanzados valores muy altos de presión, se decidió detener el ensayo. Luego de desarmar la celda se observó que la cara del testigo, opuesta a la inyección del fluido se hallaba cubierta por granos de arena muy finos. Ver Figura 7.

Encontrando que no se poseían más testigos para ensayo, no se pudieron realizar Ensayos de Empotramiento de agente de sostén pero por la naturaleza de la formación se asumió que el empotramiento existiría. Se recomendó que el fluido de fractura no fuese agua, que tendiera a mover finos, y que se tuviera presente que esta podría ser una formación de permeabilidad altamente sensible a los esfuerzos.

Caso de Estudio I: Experiencia en Campo

En base a la evaluación de la información obtenida en el FRT, respecto a la potencial posibilidad de: a) Migración de finos y b) Variación de la permeabilidad por ser la formación sensible a esfuerzos, se realizó un análisis de revisión del proceso de estimulación y los

resultados post – fractura realizados en el Pozo 1, bajo esta nueva visión del comportamiento del reservorio.

La operación de Fractura inicialmente realizada consistió en el bombeo de 12,325 galones de Gel Base Hidrocarburo croslinkado (36% colchón), 120 bolsas de arena 16/30 y 64 bolsas de un Agente de Sostén de Alta Resistencia 16/30, desde 1 hasta 5 libras/gal.

La producción final de la capa fue, durante el ensayo post-fractura: $Q_o = 245$ stbd y $Q_g = 1058$ Mscf/d con una presión estática (P_{ws}) de 1593 psia y una presión de flujo (P_{wf}) de 1038 psia.

Sin embargo la evaluación del ensayo de presión arrojó un diagnóstico de geometría ineficiente para este caso, observándose una restricción en las cercanías del wellbore, como puede verse en Figuras 8 y 9.

Indudablemente que la posibilidad de un crecimiento importante en el alto de la fractura, debido al gran espesor puesto en juego, podría haber dejado como resultado una geometría de baja concentración areal y longitud de acuerdo a los datos arrojados por el macheo tentativo del simulador de fractura.

Verificada la inexistencia de problemas operativos, la hipótesis más fundamentada que se planteó respecto al motivo de tal restricción, fue la posibilidad de que el excesivo empotramiento del agente sostén debido a la friabilidad de la formación por acción del stress (ubicado en la longitud cercana al pozo). Esto podría estar generando una pérdida de conductividad de la fractura en esta zona y como consecuencia la restricción de flujo hacia el pozo.

Dado que el simulador analítico no permite una modelización de una fractura con conductividad variable, menor en las cercanías del wellbore, las Figuras 10 y 11 muestran el ajuste con una fractura dañada en la boca, arrojando los resultados de la Tabla 2 y donde además del daño, puede observarse los bajos valores de longitud y concentración estimados.

Para el Pozo 2, del cual provino la información del testigo corona analizado, se programó y realizó previo a la estimulación, un ensayo de formación destinado a evaluar las propiedades del reservorio in situ (P y T). En Figura 12 es posible observar el comportamiento de la presión durante los buildups 1 y 2, después que la formación ha sido sometida al esfuerzo de confinamiento durante los drawdowns. Es factible ver en la evolución lineal de la misma los saltos anómalos, impropios de una recuperación en un medio poroso.

En ambos casos se registraron los siguientes esfuerzos de presión de confinamiento máximos durante el ensayo: 1346 y 1414 psia respectivamente.

En las Figuras 13 y 14, diagnóstico normalizado y gráficos de Horner de los buildups, se muestra el comportamiento variable de la respuesta de formación, confirmando la inestabilidad del sistema después de diferentes tiempos de flujo y las presiones de confinamiento mencionadas. El gráfico muestra en forma muy evidente las deformaciones de la función derivativa, no propias de movimientos transicionales en medios porosos. Las Figuras 15, 16 y 17 muestran el macheo del simulador con un modelo compuesto tratando de representar el comportamiento promedio, sin embargo los efectos detallados no pueden ser simulados por este modelo. Los resultados se presentan en la Tabla 3.

Con la información del laboratorio y de campo mostrada anteriormente, se decidió diseñar una fractura que tuviera en cuenta lo siguiente:

- El potencial efecto de empotramiento en las cercanías del wellbore.
- El gran espesor neto involucrado
- Alcanzar una alta conductividad
- Aumentar la penetración
- Continuar con fluidos base hidrocarburo

El diseño realizado en el Pozo 2 está mostrado en Tabla 4, las operaciones de macheo del simulador y la distribución de la concentración de agente y el largo están presentados en Figuras 18 y 19.

Los resultados de la operación fueron evaluados posteriormente durante el ensayo de producción ($Q_o = 163.5$ stbd y $Q_g = 777$ Mscf/d), con un análisis de presiones transitorias, obteniéndose la respuesta mostrada en Figuras 20, 21 y 22, de las que puede apreciarse la típica respuesta de una fractura de conductividad finita de muy buena conductividad adimensional, donde las principales características son una $X_f = 95/100$ ft y $FCD = 20$, para una $K = 8$ mD. En otras palabras si comparamos con los resultados de la simulación post-fractura, la conductividad aparece como un dato excesivamente estimado en el ensayo, no obstante más allá del valor que pudiera estar trabajando, este objetivo se consideró alcanzado y la respuesta se diferencia netamente de la observada en el Pozo 1.

Caso de estudio II: Reservorio de areniscas friables y con potencial daño por acidificaciones matriciales incorrectamente seleccionadas.

Varios pozos inyectoros demostraron perder inyectividad en poco tiempo. Se ejecutaron tratamientos de estimulaciones ácidas que sólo en algunos casos dieron resultados positivos. En conexión con la necesidad de estudiar la posibilidad de optimizar las acidificaciones matriciales sobre las formaciones a tratar se requirieron muestras de formación e información mineralógica y petrofísica de las zonas a estudiarse.

Las mismas eran: la (A), una arenisca donde el 70% era cuarzo, con 20% de material cementante (50% carbonático) y alrededor de un 6% del total de la muestra era clorita; la (B), también una arenisca, de 80% de cuarzo, 13% de material cementante (50% carbonático), alrededor del 6% del total de muestra era smectita, con sólo trazas de clorita.

La porosidad de las muestras fue reportada como de 13% y sus permeabilidades al gas de entre 100 y 500 mD.

Los sistemas ácidos usados históricamente en los distintos pozos eran:

- 1) preflujo: HCL 10%
- 2) tratamiento HCL-HF (12%-3%)
- 3) postflujo: HCL 10%

El Coeficiente de Respuesta al Ácido (CRA) fue contrastado evaluando los sistemas históricamente en uso y los nuevos diseños, menos agresivos.

El propósito fue establecer si el daño se debía a un efecto de desconsolidación o por la recristalización de productos de reacción.

Previo a los ensayos de flujo se realizaron ensayos de solubilidad para escoger los sistemas ácidos óptimos.

Evaluando los resultados obtenidos en las operaciones (Ver Figura 23), la mineralogía de las formaciones y los ensayos de solubilidad se planificó la selección del tratamiento de acidificación óptimo.

Formación A – Testigo 1: antes de comenzar la inyección del sistema ácido tradicional, se inyectora agua de inyección para obtener una permeabilidad inicial de base. Durante el flujo del agua de inyección se notaron variaciones extrañas del diferencial de presión, las que continuaron durante la inyección del tratamiento ácido completo. El caudal de bombeo fue bajo, 0.5 cc./min. (Figura 24). Cuando se estabilizó la permeabilidad final, finalizando el ensayo, se aumentó el caudal sólo para estar seguros que la permeabilidad era definitiva. Se observó que la presión sufría también fluctuaciones extrañas. Cuando la celda se desarmó, se vio que la formación en la parte central del testigo usado había “escurrido”. El CRA obtenido fue 21% (aumento).

Formación A – Testigo 2: Sobre un testigo de igual formación se ensayó un sistema ácido diferente:

- 1) Preflujo: HCL 7.5%
- 2) Tratamiento HCl-HF (7.5%-1.5%)
- 3) Postflujo: HCL 7.5%

Se siguió la misma secuencia utilizada en el ensayo anterior y se mantuvieron similitud en los parámetros de temperatura y presión. Las fluctuaciones de presión observadas fueron también similares a las anteriores, pero finalizando el ensayo se produjo un aumento tan importante del diferencial de presión que el ensayo se detuvo por seguridad del equipo. Desarmada la celda también se observó disgregación de la muestra. Figura 25

Dado que no se disponía de mas testigos de Formación A para ensayos, la recomendación fue usar en próximas operaciones sistemas ácidos menos enérgicos. La opción recomendada fue:

- 1) Preflujo: ácido acético 5%
- 2) Tratamiento HCl-HF (3.0%-0.5%)
- 3) Postflujo: ácido acético 5%

Durante la escritura de este trabajo, se han realizado varios y exitosos trabajos con la formulación sugerida.

Formación B – Testigo 1: se realizó la misma secuencia operativa que en los test anteriores. Se adjuntas cartas de operaciones en Figura 26. El tratamiento utilizado fue:

- 1) Preflujo: HCl 10%
- 2) Tratamiento HCl-HF (12.0%-3.0%)
- 3) Postflujo: HCl 10%

Los resultados obtenidos se pueden observar en Figura 27. Desarmada la celda no se observó desconsolidación del testigo. Las acidificaciones matriciales en esta formación han sido exitosas usando esta formulación. El CRA obtenido fue 72% (aumento).

Conclusiones

- Estos estudios han servido principalmente como punto de referencia para la confirmación que los resultados de cuidadosos estudios realizados en laboratorio, y validados por experiencias en el campo o por ensayos de pozos, deben ser capitalizados para prevenir o remediar problemas surgidos en las operaciones de campo, especialmente en los primeros estadios del desarrollo de un reservorio.
- La utilización de modernos equipos como el FRT es vital ya que permite repetir en escala de laboratorio casi todos los procesos que podrían tener efectos sobre las propiedades de las rocas especialmente cerca del borde de pozo, ayudando favorablemente a evitar o minimizar los riesgos de daño.
- La evaluación minuciosa de los resultados de test de laboratorios nos permite encontrar indicadores que, en la gran mayoría de los casos, explicaran fenómenos o comportamientos extraños luego de una operación.
- Es posible observar in situ la capacidad de análisis de las presiones transitorias e identificar comportamientos mecánicos anómalos en distintos sistemas (reservorio, fracturas empaquetadas, etc.)

Nomenclatura

Bpm = Barriles por minuto
cc. = Centímetro cúbico

cm ²	=	Centímetro cuadrado
cP	=	Centipoises
°F	=	Grados Fahrenheit
HCl	=	Ácido clorhídrico
HF	=	Ácido fluorhídrico
kPa	=	Kilopascales
mD	=	Milidarcy
Mscf/d	=	Miles de pies cúbicos estándar por día
Ppg	=	Libra por gallón
Psi	=	Libra por pulgada cuadrada
Rpm	=	Revoluciones por minuto
%	=	Porcentaje
Stbd	=	Barril estándar por día

Agradecimientos

Los autores queremos agradecer a San Antonio-Pride por habernos alentado a escribir y publicar este trabajo.

También agradecemos al Ingeniero de Campo de San Antonio-Pride, Raúl Gunckel, por habernos proveído de las cartas operativas presentadas en este manuscrito.

Referencias

1. Muecke, T.W., "Formation Fines and Factors Controlling Their Movement in Porous Media". SPE 7007, presented at the SPE-AIME Third Symposium on Formation Damage, 1978.
2. Hy-Billiot, J., Bickert, J., Montel, F., Segalini, G., TotalFinaelf, "Getting the Best From Formation Testing Sampling", SPE 77771, presented at the 2002 Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Tx, 2002
3. Raghavan, R.S., Chin, L.Y., Phillips Petroleum Co., SPE 77535, presented at the 2002 Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Tx, 2002
4. Kalfayan, L. "Production Enhancement with Acid Stimulation" ISBN 0-87814-778-0, 2000
5. MacLeod, H.O. Jr, "Matriz Acidizing", J.P.T., December 1984

Factores de Conversión de SI Métrico

°F	(°F-32)/1.8	= °C
ft	× 3.048 * E-01	= m
psi	× 6.894757 E+00	= kPa
in.	× 2.54 * E+00	= cm.

* El Factor de Conversión es exacto

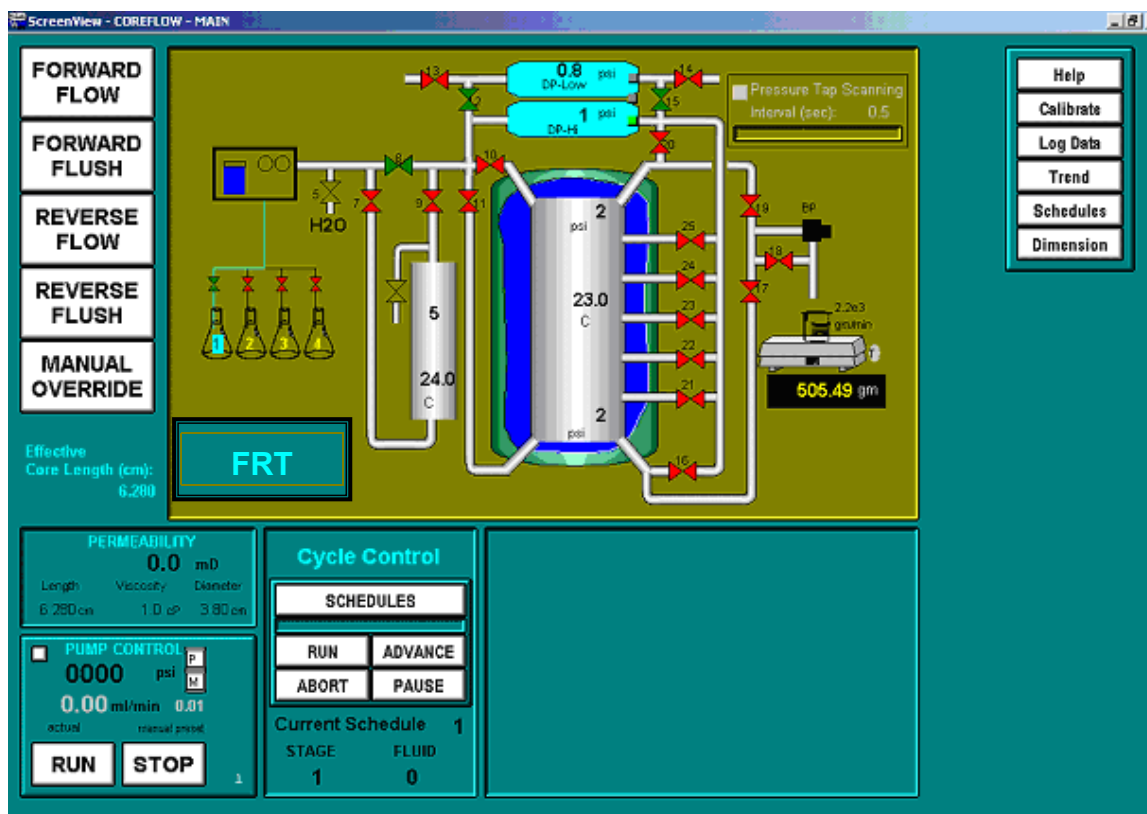


Figure 1. Pantalla Principal del FRT

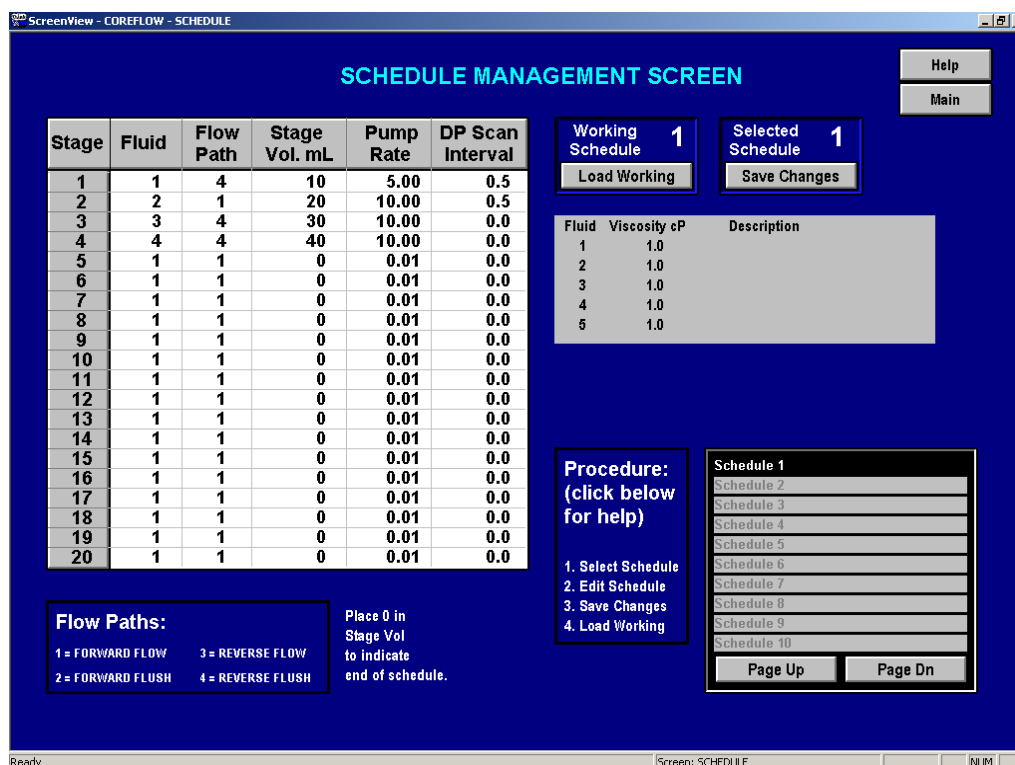


Figure 2. Pantalla de Schedules del FRT

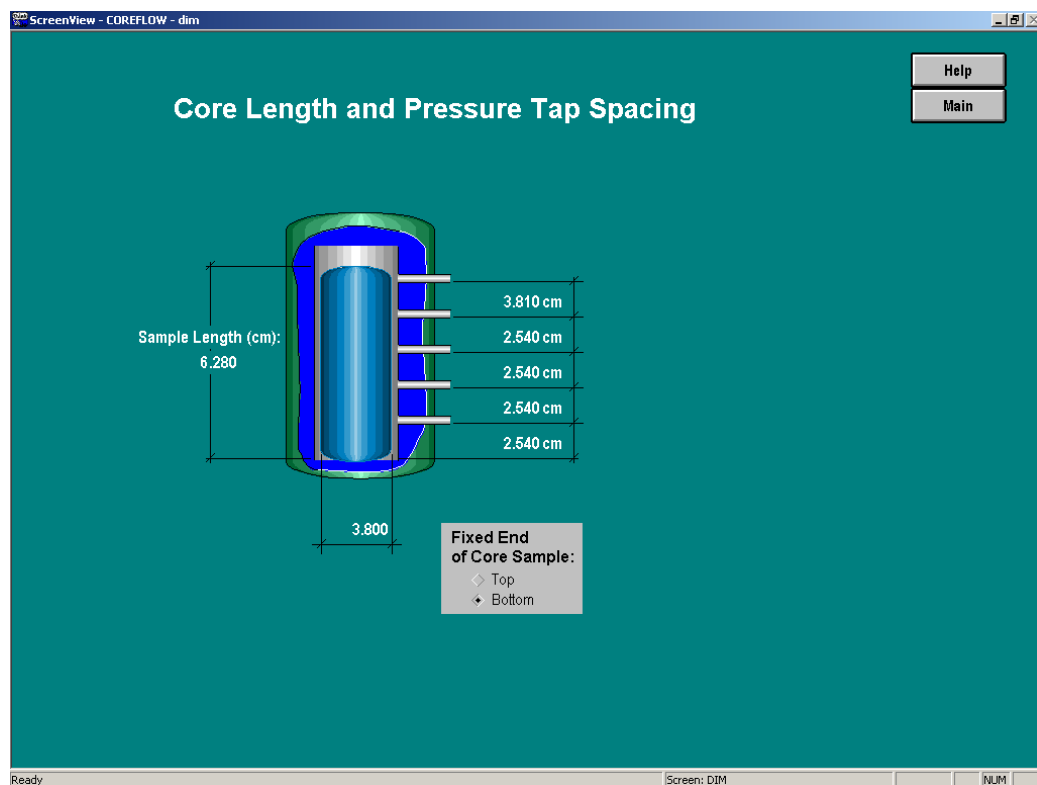


Figura 3. Sensores de Presión laterales del FRT

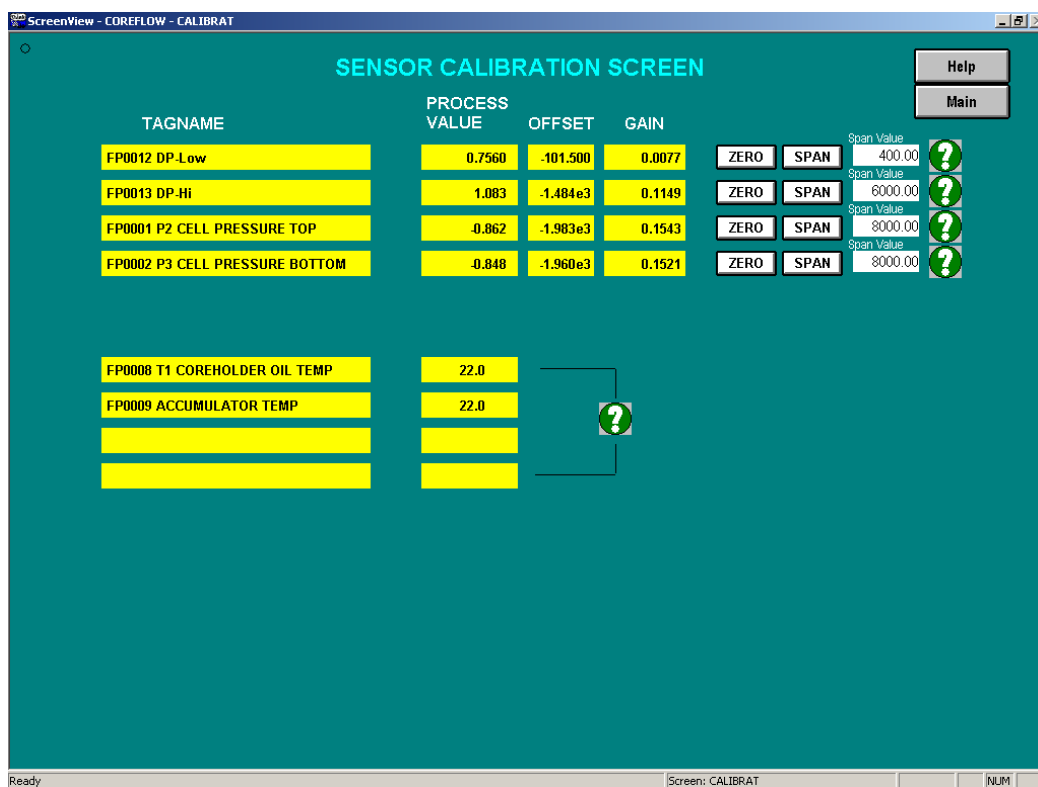


Figura 4. Pantalla de Calibración del FRT

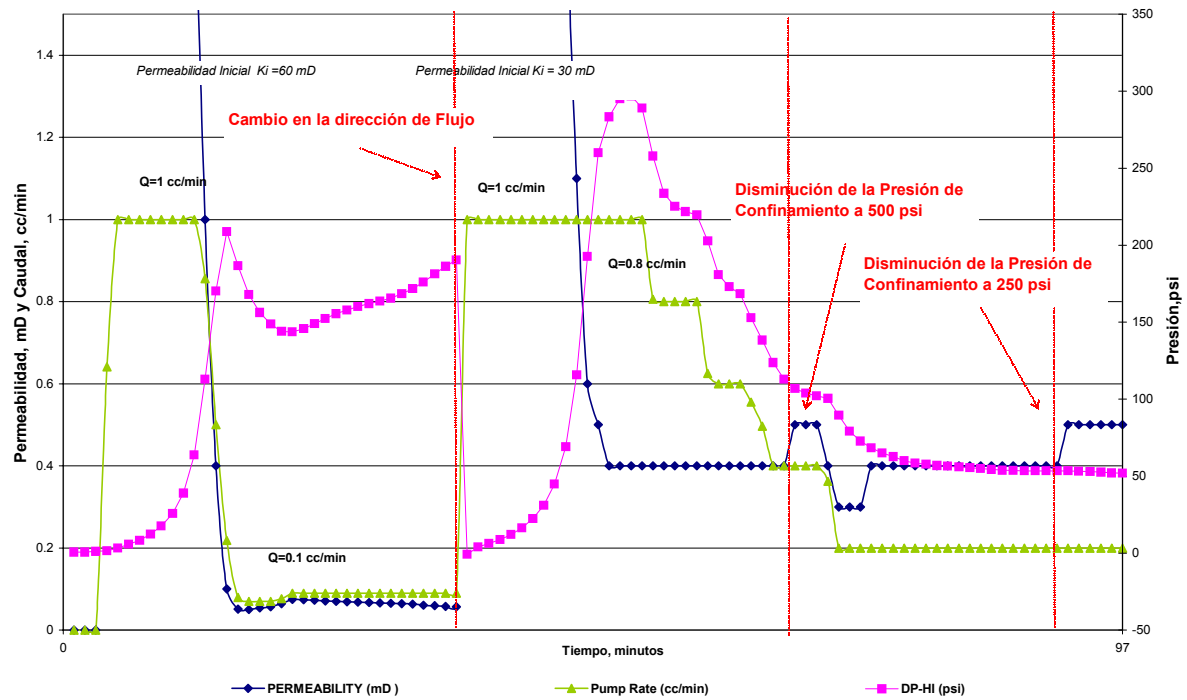


Figura 5. El ensayo de flujo permite verificar la migración de finos y la sensibilidad del reservorio a los esfuerzos

Tabla 1. Resultados del ensayo de flujo

Permeabilidad, mD	Caudal, cc./min.	Presión Neta
0.4	1.0	417.70
0.5	0.4	397.84
0.5	0.2	197.19

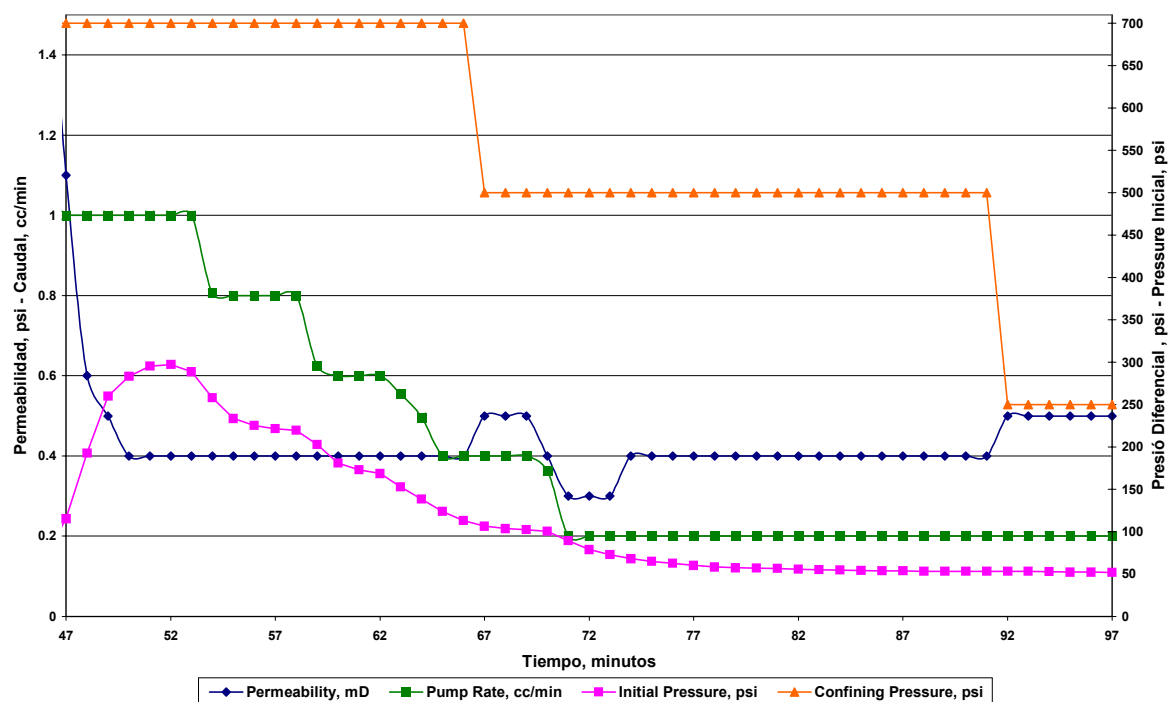


Figura 6. Reordenamiento de los resultados del ensayo de flujo

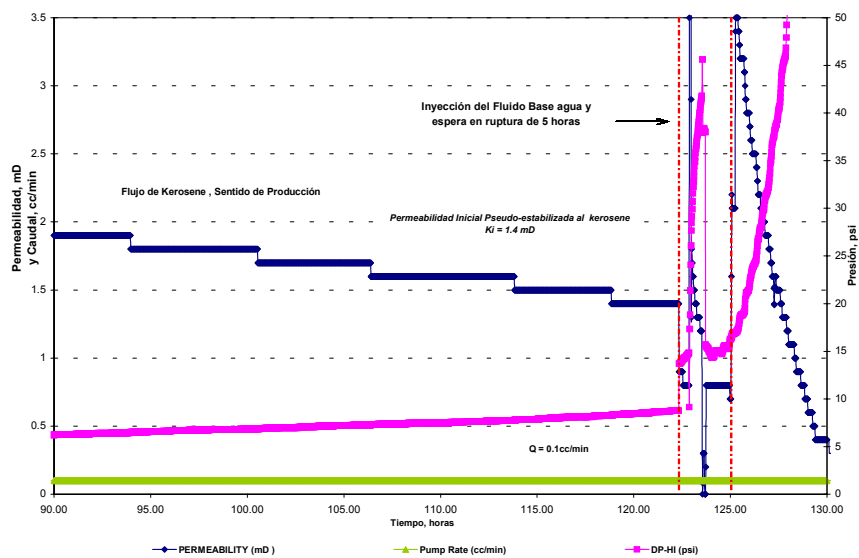


Figura 7. Ensayo de flujo frustrado

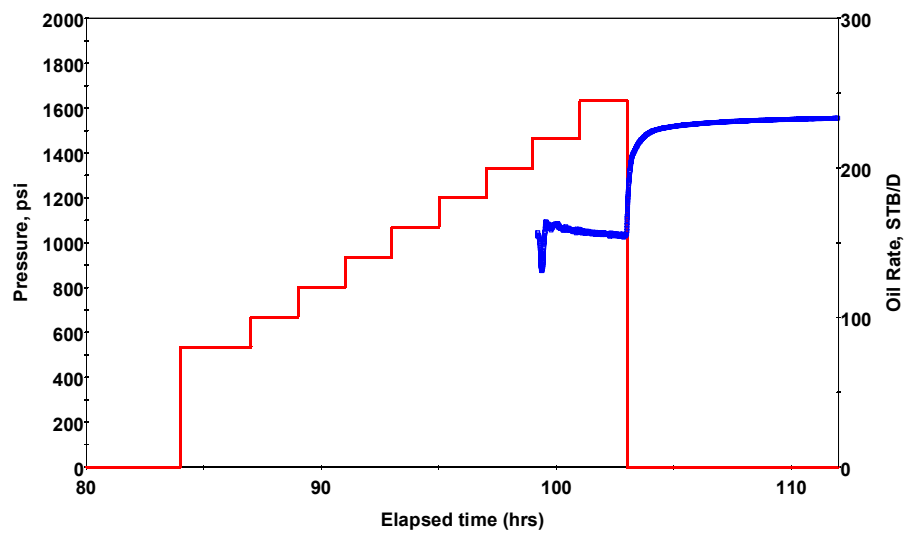


Figura 8. Pozo 1: Historia de Presión y Caudal

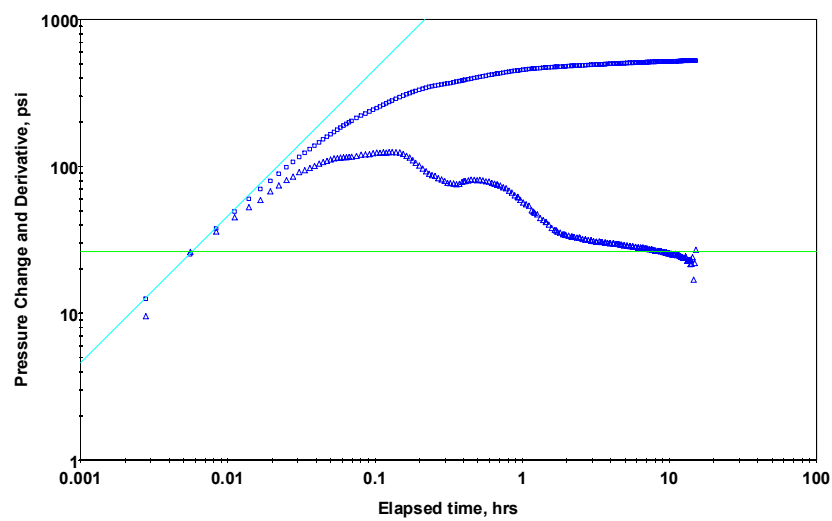


Figura 9. Pozo 1: Diagnóstico Log-Log – Incrementos

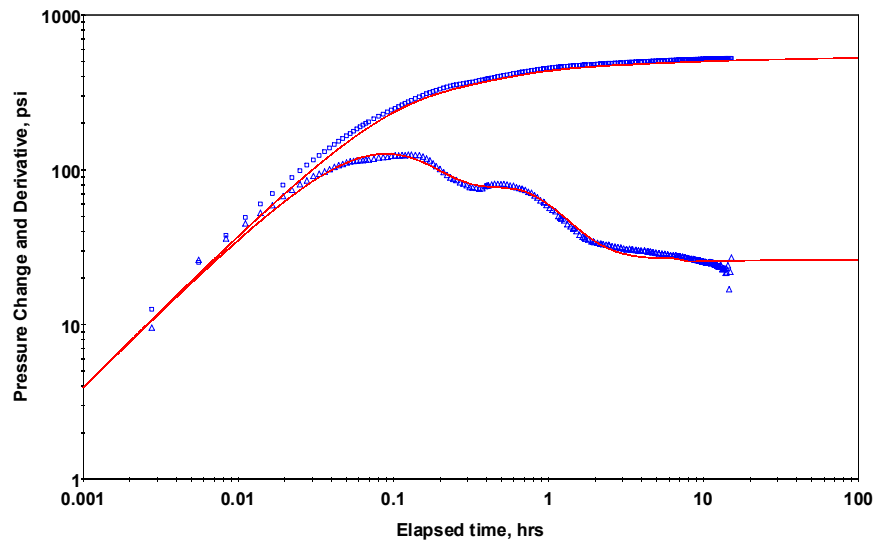


Figura 10. - Pozo 1: Macheo Log-Log - Incrementos

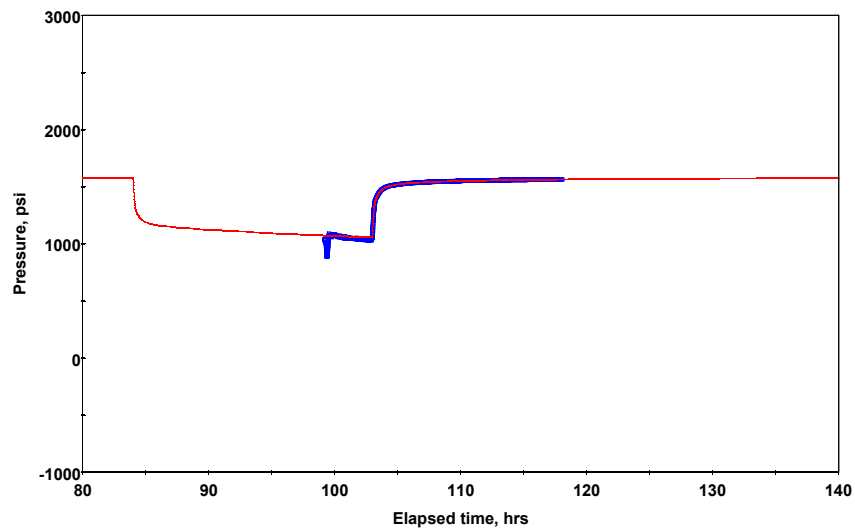


Figura 11. Pozo 1: Simulación

Tabla 2.

DATOS DE POZO Y RESERVORIO

Fase Dominante	OIL
Flujo Multifase en wellbore	SI
Multifase en reservorio	SI
Porosidad Matrix	0.250 fraction
Espesor Reservorio	72.00 ft
Radio Wellbore	0.354 ft
Factor volumétrico de Petróleo , Bo	1.220 RB/STB

Tabla 2. (Cont.)

Factor volumétrico de Gas , Bg	0.005615	cf/scf
Factor volumétrico de agua, Bw	1.000	RB/STB
Viscosidad Oil, Muo	4.00	cp
Viscosidad Gas , Mug	1.000E-02	cp
Viscosidad agua, Muw	1.00	cp
Relación gas en Solución de oil, Rso	400.	scf/STB
Compresibilidad Total	4.288E-05	1/psi

MODELO

Efectos Near wellbore	Conductividad Finita Vertical Frac. con C y S
Comportamiento Reservorio	Homogéneos
Efectos de Borde	Extensión Lateral Infinita

RESULTADOS

(pav)i	1593.330	psia
pwf	1038.304	psia
(kh/u)t	3380.6	mD.ft/cp
(k/u)t	46.95	mD/cp
k (oil)	44.62	Md
C1	0.01321	bbl/psi
C2	0.01144	bbl/psi
Alpha	0.6752	hrs
Dp(C)	-1.531	psi
xf	60.0	ft
kf.w	589.0	mD.ft
S(w)	5.90	
S(t)	3.61	
ri	236.	ft
PI	1.860	B/D/psi
FE	0.4406	fraction
Dp(S)	310.5	psi

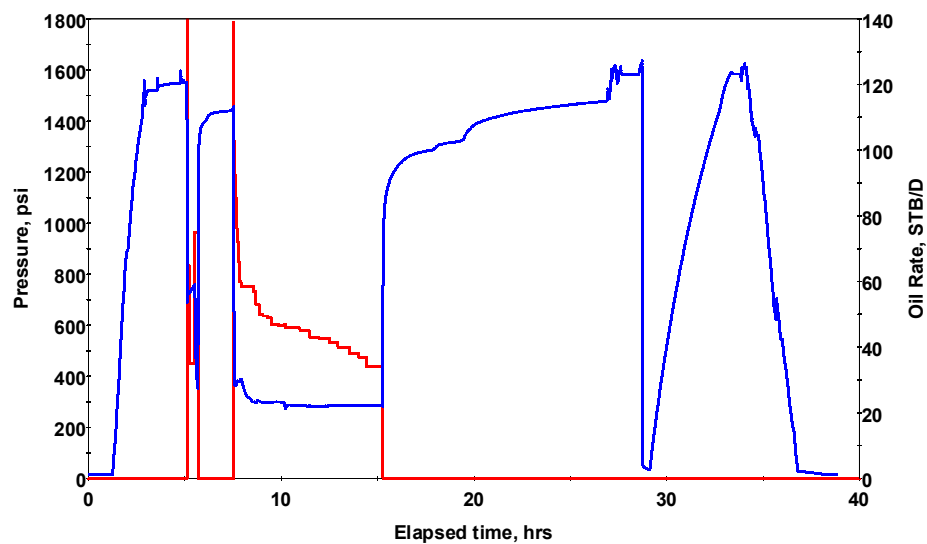


Figura 12. Pozo 2: Historia de Presiones y Caudal

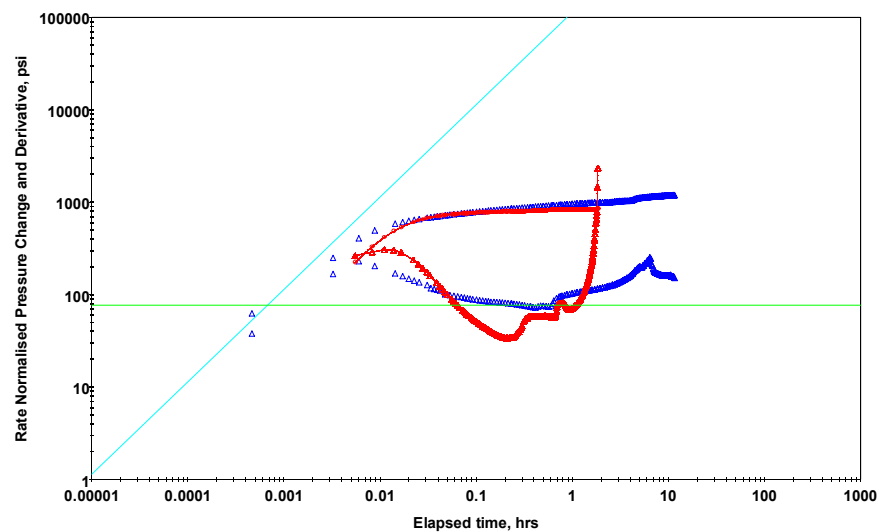


Figura 13. - Pozo 2: Diagnostico Log-Log Normalizado - Incrementos 1 y 2

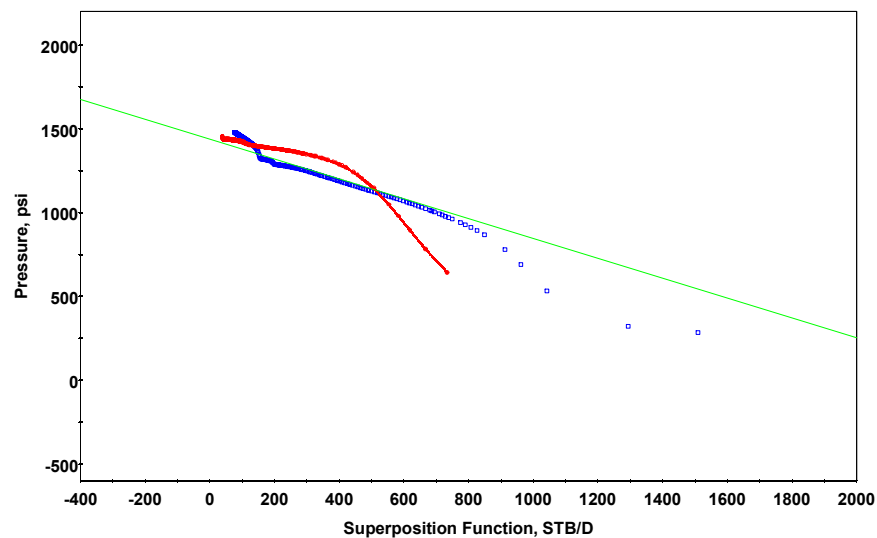


Figura 14. Pozo 2: Análisis de Horner - Buildups 1 y 2

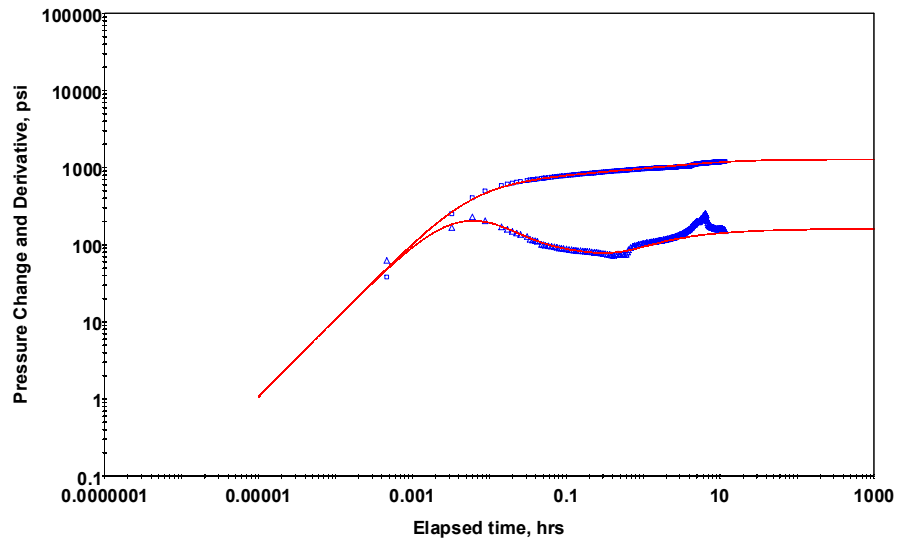


Figura 15. Pozo 2: Macheo Log-Log - Incremento 2

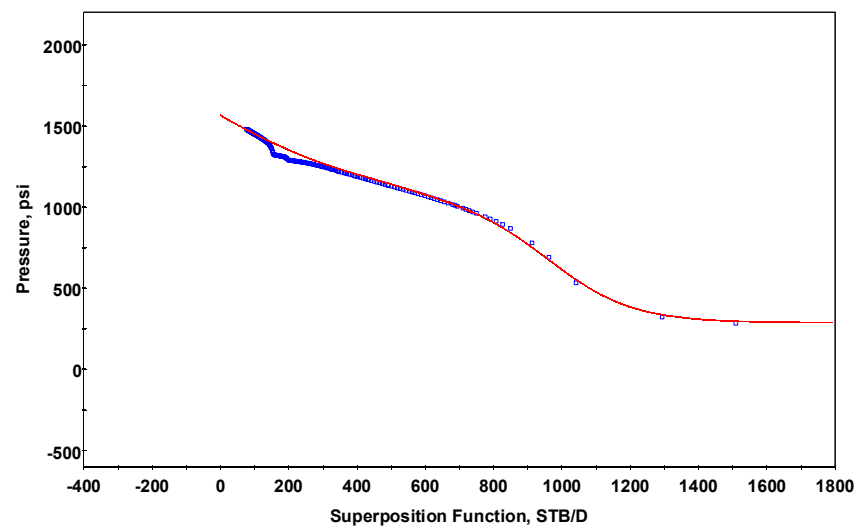


Figura 16. - Pozo 2: Macheo de Horner - Incremento 2

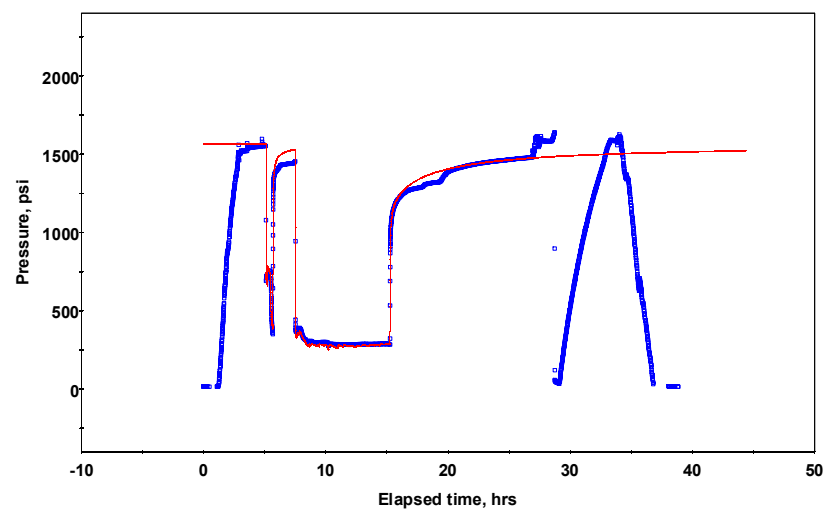


Figura 17. - Pozo 2: Simulación - Incremento 2

Tabla 3.

Parámetros de Fractura	Diseño	Macheo	Ensayo Pozo
Largo Fractura (ft)	133	144.4	
Largo Fractura Empaquetada (ft)	124.6	143	95
Ancho Promedio (in)	0.167	0.157	
Fractura Espesor (ft)	221.4	339	85
Espesor Fractura Empaquetada (ft)	207.3	336	85
Concentración Agente Promedio (p/ft ²)	1.477	0.81	15300
Conductividad Fractura Adimensional	2.381	1.34	20
Centro de fractura (m)	1126		

Etapas	Volumen (gal)	Caudal (bpm)	Concent. Agente (ppgl)	Tipo Agente	Fluido de Fractura
Colchón	10000	19			Gel Base Oil
1°	3600	19	1,0	16/30 arena	Gel Base Oil
2°	3600	19	2,5	16/30 arena	Gel Base Oil
3°	3600	19	3,5	16/30 arena	Gel Base Oil
4°	3600	19	5,0	16/30 arena	Gel Base Oil
5°	1500	19	5,5	16/30 HSP	Gel Base Oil
6°	1000	19	6,0	16/30 HSP	Gel Base Oil
7°	1100	19	7,0 a 8,7	16/30 HSP	Gel Base Oil
Desplazamiento	1344	19			Gel Base Oil

Tabla 4.



Figura 18. Ajuste de Presión Neta y Fondo

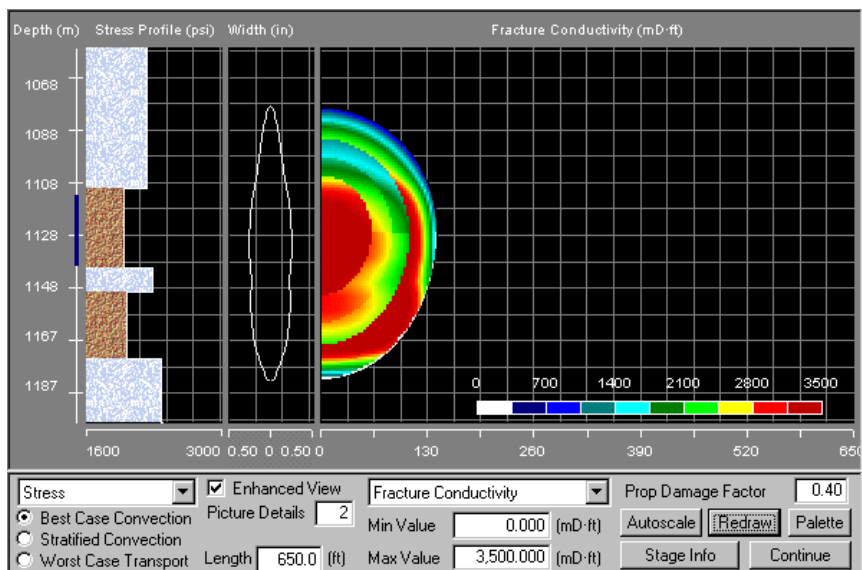


Figura 19.

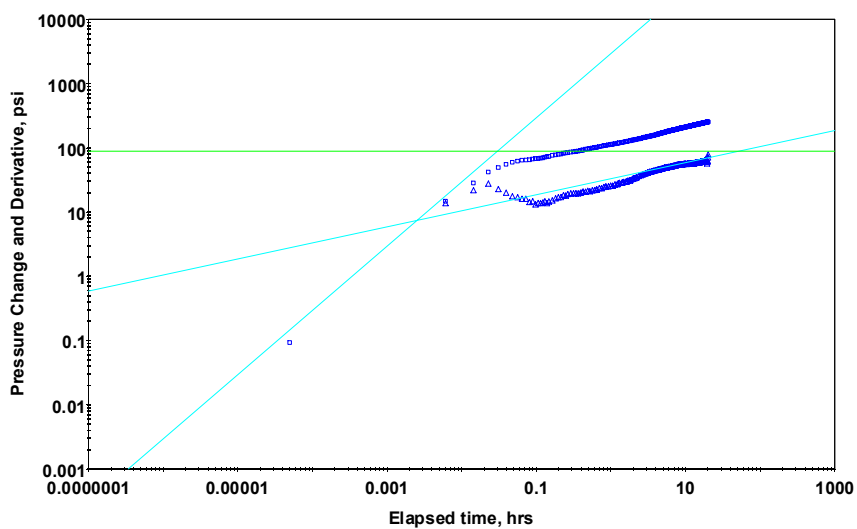


Figura 20. - Pozo 2: Diagnóstico Log-Log - Buildup, Conductividad de Fracture Finita

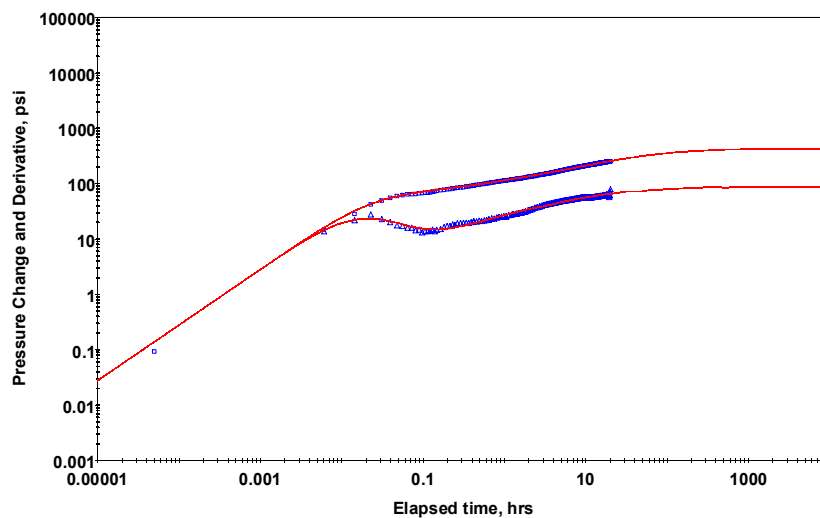


Figura 21. - Pozo 2: Macheo Log-Log - Buildup, Modelo Conductividad de Fracture Finita

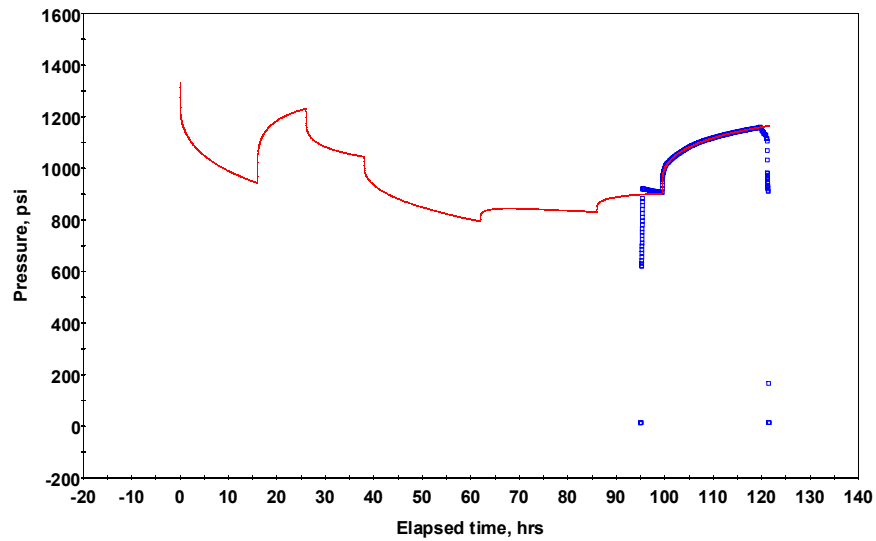


Figura 22. Pozo 2: Simulación - Incremento

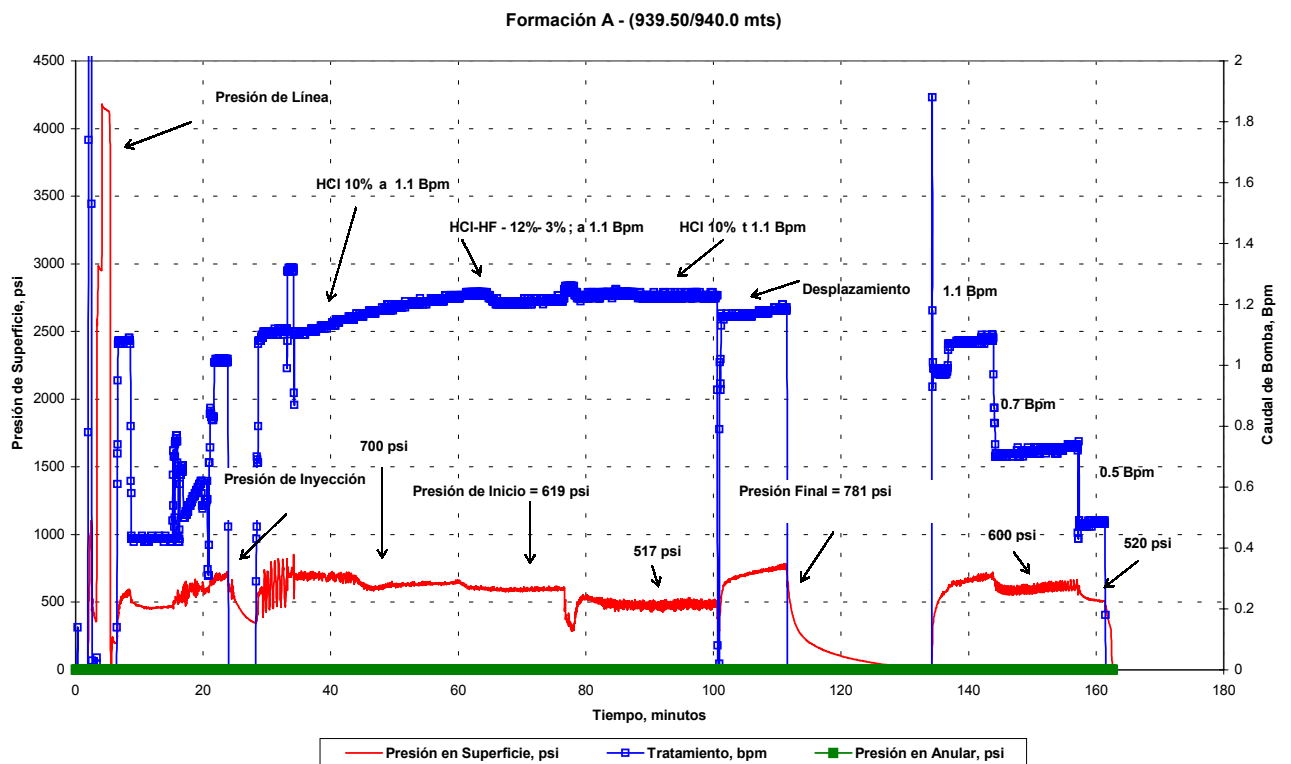


Figura 23. Gráfico de operación de campo de una acidificación matricial de la Formación A

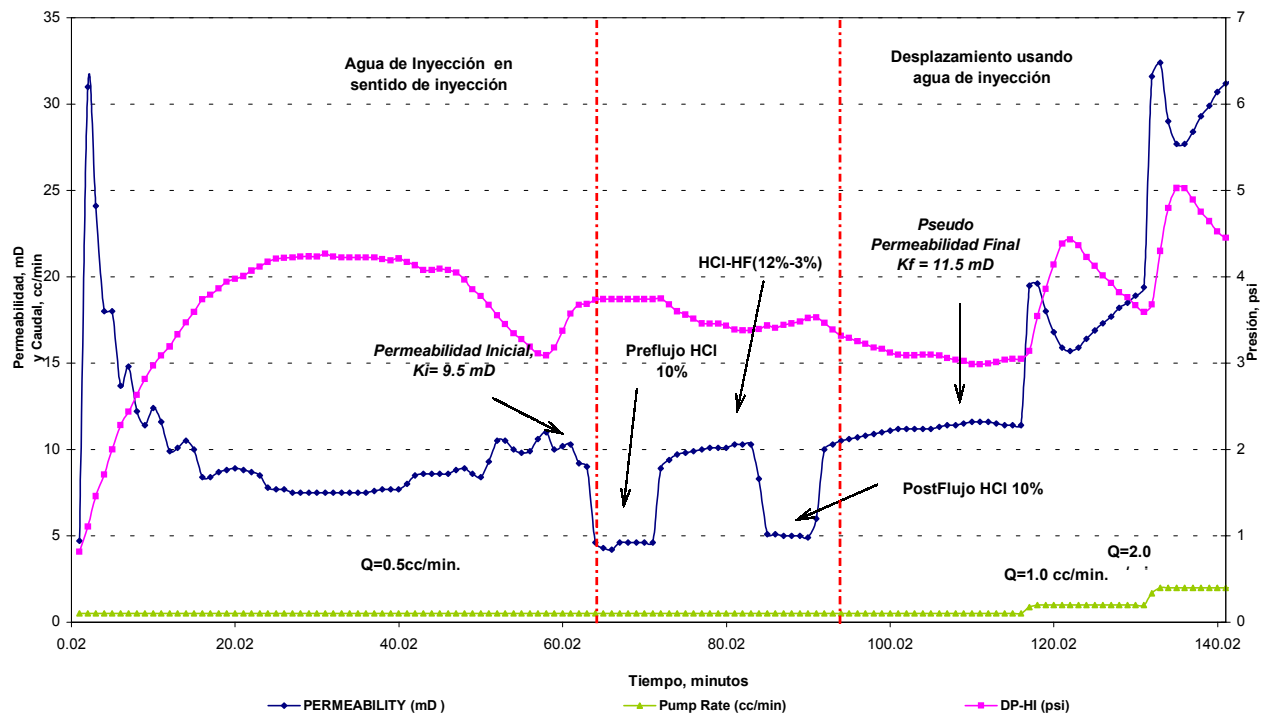


Figura 24. Un CRA fue un incremento de 21%: estimulación o desconsolidación

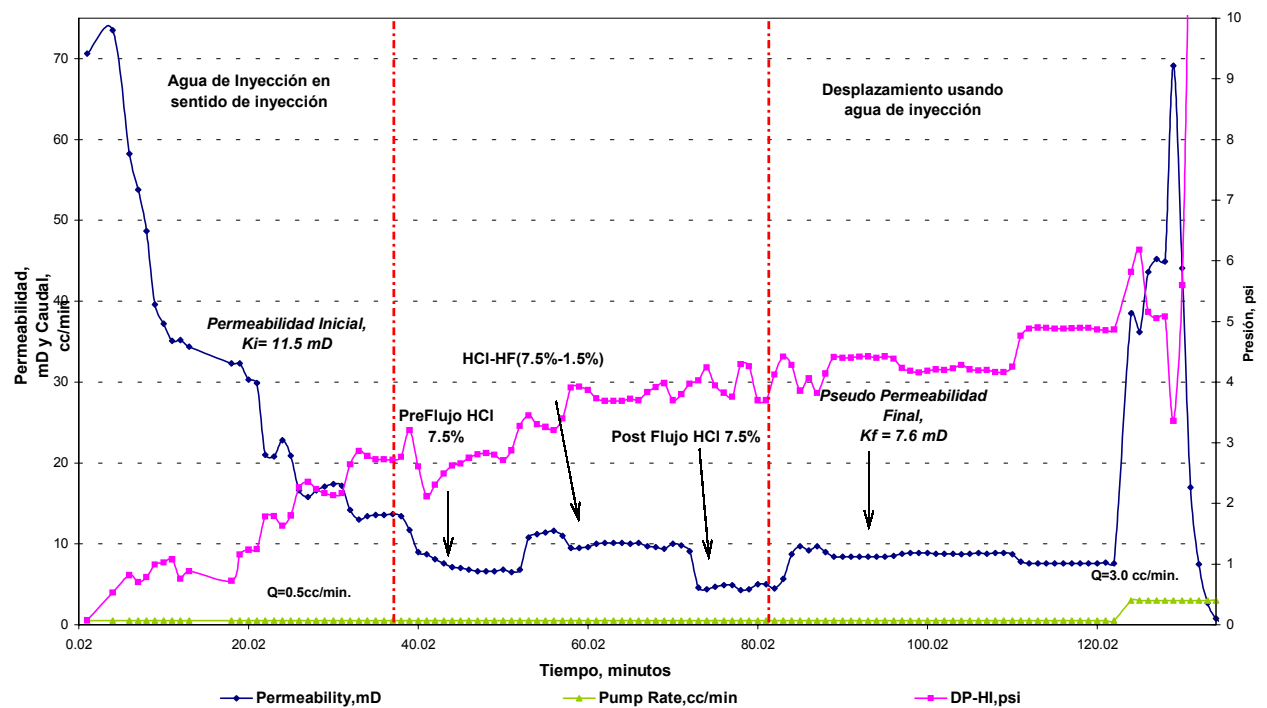


Figura 25. Segundo intento de estimulación: un CRA de -34% (disminución)

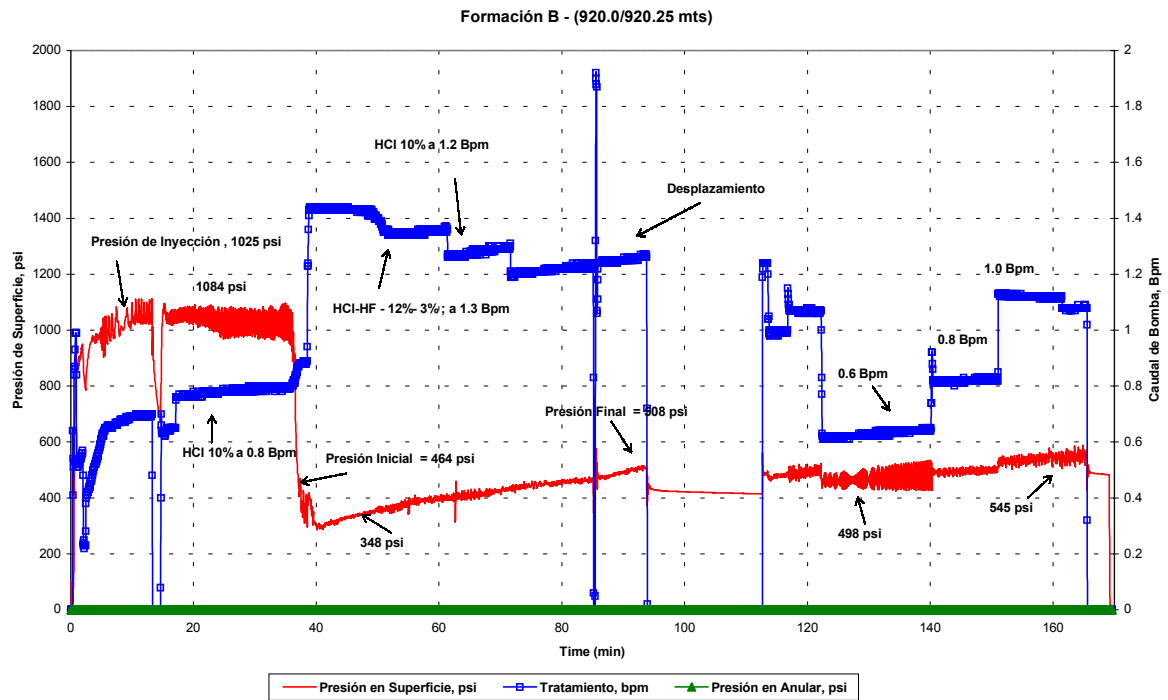


Figura 26. Gráfico de operación de campo de una acidificación matricial de la Formación B

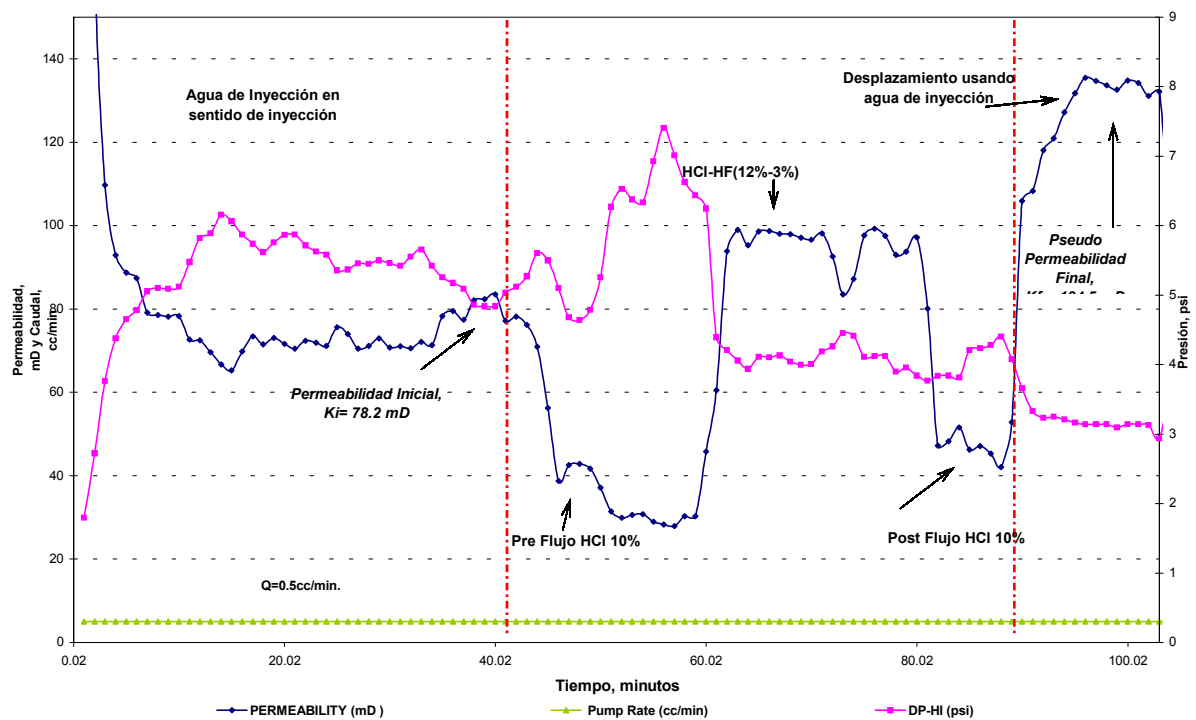


Figura 27. Luego de una exitosa acidificación matricial con un CRA del 72% (incremento)