

Aplicación de técnicas analíticas para la evaluación de estimulaciones: evolución del daño, efectividad de sistemas ácidos y ajustes presión-inyección

José María Petriz Munguía

jose.maria.petriz@pemex.com

Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez

Blanca Estela González Valtierra

blanca.estela.gonzalezv@pemex.com

Pemex E&P

Artículo recibido en marzo de 2017 y aceptado en agosto de 2017

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo, mostrar la aplicación de técnicas analíticas basadas en las soluciones de la ecuación de difusión para flujo radial, obteniendo gráficas de diagnóstico que permitan verificar la efectividad de los sistemas ácidos empleados durante los tratamientos de pozos HP/HT en formaciones carbonatadas, obteniendo con esto, valores puntuales de daño a cada punto de inyección durante una estimulación matricial; lo anterior, es de especial interés al no contar con una prueba de presión producción posterior al tratamiento que valide el beneficio obtenido en términos de daño por la intervención realizada.

Se incluyen dentro de los casos prácticos, las aplicaciones obtenidas mediante la combinación de valores calculados del gráfico de daño contra tiempo durante la estimulación, con técnicas de caracterización dinámica de yacimientos, generando la reproducción total de los eventos presión-producción y presión-inyección. Adicionalmente, se han generado aplicaciones computacionales para flexibilidad de los procedimientos de cálculo y obtención de gráficas especializadas, proporcionando con esto, insumos que facilitan la toma de decisiones al personal involucrado en la productividad de pozos y caracterización dinámica.

Palabras clave: Estimulación matricial, daño, pruebas presión-producción, presión-inyección, caracterización dinámica.

Application of analytical techniques for the evaluation of matrix stimulation treatments: skin evolution, effectiveness of acid systems and pressure-injection adjustments

Abstract

The present work aims to show the application of analytical techniques based on diffusion equation solutions in radial flow, getting diagnostic graphs to verify the effectiveness of acid systems used during matrix stimulation treatments in HP/HT wells in carbonate formations, obtaining point values of skin at each point of injection in the acid treatment, this is very useful when we do not count with a well test that verify the skin value. In this work are included practical cases, the applications getting through the combination of skin values graph against time during the acid treatment with dynamic reservoir characterization techniques, it makes possible the total reproduction in the events of pressure-production and

pressure-injection. Additionally, computer applications have been created in order to get flexibility in the calculation procedures and specialized graphs, making it easier about take decisions to the personal involve in well productivity and dynamic characterization.

Keywords: Matrix stimulation, skin, pressure-production test, pressure-injection test, dynamic characterization.

Introducción

De manera general, el daño es definido como la obstrucción parcial o total y natural o inducida, que se presenta en la roca al flujo de fluidos de la formación al pozo o del pozo hacia la formación. Se ha estudiado que básicamente hay tres fenómenos que caracterizan el flujo del pozo y que no permiten que se obtengan las condiciones ideales que se esperan en las ecuaciones de flujo de fluidos en medios porosos:

1. Variaciones de permeabilidad en la cercanía del pozo.
2. Cambios en la geometría de flujo radial, lo anterior derivado de efectos de la penetración parcial y la convergencia del flujo en las zonas expuestas a producción.
3. Desviación de la ley de Darcy al presentarse altas velocidades de flujo, usualmente localizado en cercanías al pozo.

En la industria petrolera, se toma el concepto de factor “s” (skin factor), para ajustar las ecuaciones de flujo radial por desviaciones del modelo ideal. El factor “s” es una forma adimensional de la caída de presión por el flujo no ideal en las cercanías del pozo. El modelo físico más recurrido para cuantificar si existe daño o estimulación, asume un yacimiento radial compuesto de dos zonas, considera flujo estacionario en la “zona interna” y una segunda zona denominada “zona externa”, la cual es la porción del yacimiento que puede presentar condiciones sin alteración. Este concepto, afecta como una caída de presión adicional, la cual, se puede representar con la ecuación 1:

$$\Delta p_s = \frac{141.2qB\mu}{kh} \ln \left[\frac{r_s}{r_w} \right] \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right] \tag{1}$$

En donde el factor “s” se define como:

$$s = \frac{0.00708 kh}{qB\mu} \Delta p_s = \ln \left[\frac{r_s}{r_w} \right] \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right] \tag{2}$$

La ecuación 2 se conoce comúnmente como la fórmula de ¹Hawkins, de acuerdo a esta relación se derivan los siguientes casos de la **Tabla 1**:

Tabla 1. Escenarios del factor “s”.

Caso	$s = \ln \left[\frac{r_s}{r_w} \right] \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right]$	Comentarios
$k = k_s$	0	Sin daño ni estimulación
$k_s = \infty$	$-\ln(r_s/r_w)$	Máxima estimulación
$k_s = 0$	∞	Máximo daño

De la **Tabla 1** se aprecia que en el caso de $k_s = 0$; la productividad de un pozo es nula, sin embargo, $k_s = \infty$, sugiere que “s” es una función de la relación $-\ln(r_s/r_w)$, dentro de la literatura especializada se documenta que los valores que se pueden alcanzar en esta relación son de 3 a 7, lo anterior estima valores de “s” de máximo -1.9 unidades.

Una desventaja de la ecuación 2, es que no es suficiente para poder representar valores de daño que excedan -3.5 o -4 unidades, como es el caso de los tratamientos de fracturamiento. Sin embargo, tiene bastante aceptación para los casos de estimulaciones en los cuales se centra este trabajo.

Los casos mostrados en este trabajo, así como la gran mayoría de los pozos de campos vecinos, han reflejado durante sus evaluaciones a partir de pruebas de presión producción, geometrías de flujo de tipo radial, independientemente de ser considerados yacimientos naturalmente fracturados, lo anterior es reflejo de tener un fracturamiento y microfracturamiento uniforme (evidencias de núcleos y láminas delgadas también confirman lo anterior), en algunos casos se ha reflejado comportamiento de tipo doble porosidad, sin embargo, una vez terminada la transición matriz-fractura nuevamente se observan geometrías radiales. Lo anterior es importante debido a que, con base a esta premisa, el cálculo de volúmenes de ácido obedece a un patrón volumétrico radial, la ecuación 3 es aplicable a este caso.

$$\text{Vol}_{ac} = 0.089 \phi h (r_d^2 - r_w^2) \quad (3)$$

En la cual, 0.089 es el factor para obtener el volumen en metros cúbicos (m^3), h, r_d y r_w en pies (ft) y la porosidad (Φ) en fracción. Las mismas evaluaciones del factor de daño a través de una prueba de presión-producción antes y después de estimular, han corroborado que en situaciones de daño por invasión de fluidos se requieren tratamientos

de 5 a 7 pies de penetración, las pérdidas de fluido de control han oscilado de 500 hasta 4,000 m^3 , situación por la cual el tratamiento y monitoreo del daño es fundamental para asegurar la mejora de las condiciones de flujo y el cumplimiento de los compromisos de producción.

Métodos para determinar la evolución del daño en tratamientos de estimulación

Método de Paccaloni

Un primer método para monitorear el progreso de un tratamiento de estimulación, es establecido por ²Paccaloni, en éste, se realiza el cálculo del efecto de daño en régimen estacionario de acuerdo a la siguiente expresión:

$$s = \frac{0.00708 kh \Delta p}{\mu q_i} - \ln \frac{r_b}{r_w} \quad (4)$$

Las variables de la ecuación 4 están en unidades de campo, r_b es el radio afectado por la inyección del ácido y el autor sugiere utilizar un valor de 4 pies. Una desventaja de aplicar este método recae en sobreestimar el valor de daño debido a que no considera efectos de flujo transitorio, lo anterior

adquiere relevancia al ocurrir cambios abruptos de gasto, sin embargo, como se mostrará más adelante, el error será relativamente constante y en términos generales, como mencionan los autores del método, la evolución del efecto de daño es más importante que su valor absoluto.

Método de Economides–Hill – Ehlig–Economides

Otro procedimiento alternativo de interés, se basa en las aproximaciones de Paccaloni y ³Pravoust-Economides, los autores Economides - Hill - Ehlig-Economides, se basan en la aplicación de la ecuación de flujo transitoria para inyección considerando el efecto de daño, como lo presenta la ecuación 5:

$$p_{wi} - p_i = \frac{162.6 qB\mu}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\varphi\mu C_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.868s \right] \tag{5}$$

Normalizando con respecto al gasto:

$$\frac{p_{wi} - p_i}{q} = \frac{162.6 B\mu}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\varphi\mu C_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.868s \right] \tag{6}$$

La ecuación 6 muestra que el inverso de la inyectividad tendrá disminuciones a medida que el factor de daño se reduzca por efecto de la acidificación de la roca, así mismo, al no presentarse estimulación o no ser efectivo el sistema, el inverso de la inyectividad incrementará proporcional al logaritmo del tiempo. La principal desventaja en este método, es que considera que el gasto es constante después del inicio de la inyección, situación que rara vez se logra durante un tratamiento.

En los ejemplos de aplicación de este trabajo, las gráficas del inverso de la inyectividad contra el logaritmo del tiempo

son de utilidad al detectar que esta variable decrece, lo cual, sería indicativo que la estimulación es significativa, por el contrario, al incrementarse daría lugar a que poca o nula estimulación se está llevando a cabo en la formación, lo anterior, por lo tanto, sugiere discontinuar el bombeo de fluido de tratamiento o bien realizar cambio del producto tratante. El método es de utilidad durante las operaciones de estimulación a tiempo real o bien como diagnóstico posterior al tratamiento para detectar los éxitos o fallas de la estimulación en conjunto de otras gráficas especializadas.

Método de Zhu-Hill

Finalmente, un método de monitoreo de tratamientos de estimulación que considera los efectos transitorios y que explícitamente maneja las variaciones en gasto fue presentado por ⁴Zhu y Hill (1998), se retoma la ecuación 5 en flujo transitorio para el caso de inyección y se arregla de la siguiente forma:

$$\frac{p_{wi} - p_i}{q_i} = m \log(t) + b \tag{7}$$

Definiendo m y b

$$m = \frac{162.6 B\mu}{kh} \tag{8}$$

$$b = m \left[\log\left(\frac{k}{\varphi\mu C_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.868s \right] \tag{9}$$

En la ecuación 7, el término del lado derecho es llamado inverso de la inyectividad y contiene los datos registrados durante el tratamiento de estimulación, así como la presión inicial del yacimiento, de igual forma, establece que hay una relación lineal entre el inverso de la inyectividad y el logaritmo del tiempo, con pendiente m y la intercepción b definidas previamente, básicamente el método toma como referencia la teoría estándar para pruebas de inyectividad utilizando la solución de línea fuente para flujo transitorio, establece que la respuesta del transiente de presión durante la inyección para múltiples gastos es como se presenta en la ecuación 10:

$$\frac{p_{wi} - p_i}{q_N} = m\Delta t_{sup} + b \quad (10)$$

Y la función de tiempo de superposición se define como:

$$\Delta t_{sup} = \sum_{j=1}^N \frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \log(t_N - t_{j-1}) \quad (11)$$

Sustituyendo las definiciones anteriores, llegamos a la ecuación 12:

$$\frac{p_{wi} - p_i}{q_N} = \frac{162.6 B\mu}{kh} \left[\sum_{j=1}^N \frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \log(t_N - t_{j-1}) \right] + \frac{162.6 B\mu}{kh} \left[\log\left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.868s \right] \quad (12)$$

De acuerdo a lo anterior, una gráfica del inverso de la inyectividad contra el tiempo de superposición llevará a una línea recta de pendiente m y ordenada al origen b , lo cual, durante un tratamiento de acidificación dejan m constante y el único valor que cambia de la ordenada al origen es

el factor de daño s , es decir, cada punto graficado caerá sobre una línea recta de pendiente m y su intersección b dependerá del factor de daño en ese momento, resumiendo el procedimiento, la secuencia de cálculo se centra en los siguientes pasos:

1. En función del conocimiento de los parámetros del sistema pozo-yacimiento, calcular la pendiente m , (ecuación 8).
2. Utilizar los datos operativos de la estimulación, siendo éstos: gasto de inyección, presión en fondo (presión en superficie convertir a condiciones de fondo) y presión de yacimiento, aplicar el concepto de tiempo de superposición (ecuación 11).
3. Con los datos calculados en el punto 1 y 2, obtener la ordenada al origen a través de la expresión 13:

$$b = \frac{p_{wi} - p_i}{q_N} - m\Delta t_{sup} \quad (13)$$

4. Finalmente, calcular el factor de daño " s " mediante la ecuación 14:

$$s = \frac{1}{0.868} \left[\frac{b}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2}\right) + 3.23 \right] \quad (14)$$

Del procedimiento descrito, únicamente el tiempo de superposición requiere el empleo del cálculo secuencial en función de las presiones y gastos registrados, sin embargo, este punto es fácilmente programable en una hoja de cálculo.

Es importante señalar que en este método, se considera que el contraste entre viscosidades del fluido de tratamiento y el de formación no es significativo, situación que facilita los procedimientos de cálculo al basar las soluciones en función de los parámetros de presión y gasto registrados durante el tratamiento, en el caso contrario de yacimientos de gas, así como gas y condensado que se encuentran por encima de la presión de rocío el efecto de viscosidades cobra relevancia, en dicha situación el método de Zhu y Hill es aplicable y únicamente es necesario considerar un efecto adicional de daño por viscosidad.

Casos de aplicación

Los casos mostrados en este trabajo, refieren principalmente a la formación Cretácico de campos en aguas someras del Golfo de México, salvo el primer ejemplo correspondiente a la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano, lo anterior, con el objetivo de presentar la aplicación de los métodos anteriormente expuestos en formaciones de yacimientos naturalmente fracturados con diferentes características en su sistema de fracturas.

Los yacimientos presentados en este trabajo se ubican principalmente en carbonatos fracturados, (cuenca) del Cretácico Medio-Inferior, con características petrofísicas de porosidad del orden de 3 a 7% y saturaciones de agua de 26 a 30 %, así como rocas carbonatadas dolomitizadas (bancos oolíticos) del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) con porosidades de 8 a 12% y saturaciones de agua

del orden de 10% para el caso del banco oolítico, el tipo de aceite es clasificado como volátil y presenta una RGA de 450-650 m³/m³.

Es importante resaltar que estos yacimientos manejan temperaturas del orden de 160 a 170 °C, como bien es sabido, el empleo de HCl en la industria petrolera ha demostrado su efectividad en los tratamientos de estimulación y fracturamiento ácido en carbonatos, principalmente debido a su alto poder de disolución y bajo costo, sin embargo, en formaciones con temperaturas mayores a 130°C, el HCl presenta problemáticas como son: incremento en la velocidad de reacción y alta corrosividad que repercute en el daño a las instalaciones subsuperficiales.

El empleo de ácidos orgánicos como son el fórmico (HCOOH) y el acético (CH₃COOH), se emplean en combinación con el HCl con la finalidad de generar una acción retardada que permita obtener penetraciones más profundas, así como, inhibir la corrosión mediante su empleo como secuestrantes de ión férrico.

Adicionalmente, los estudios realizados sobre análisis de fracturas mediante registros geofísicos, análisis de núcleos y láminas delgadas permiten establecer parámetros como apertura de fracturas, orientación y familias presentes, así mismo, los tipos de porosidad generadas por disolución, intercrystalina, microporosidad primaria el calcitas y microcristalina en dolomías.

La **Figura 1** presenta un resumen para diferentes pozos de la formación Cretácico, dentro de los parámetros estáticos, se tienen rosetas semaforizadas de direcciones de fracturas y apertura de las mismas, posición estructural, zonas productoras, etc., lo anterior muestra un buen ajuste con lo observado dinámicamente y robustece los análisis finales de cada pozo.

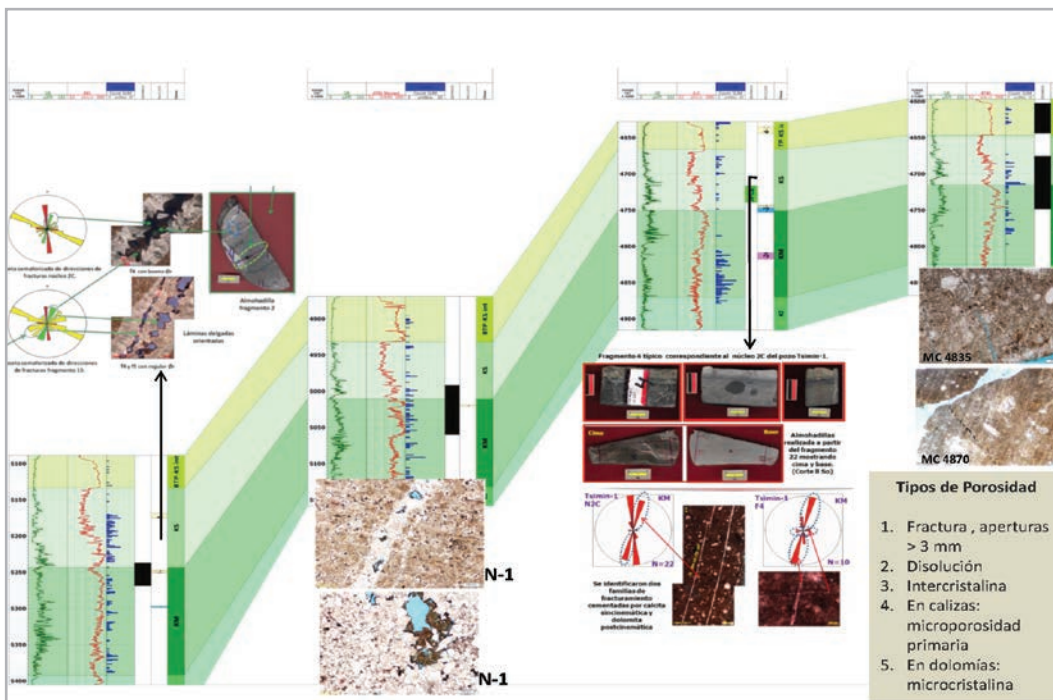


Figura 1. Petrografía y registros de pozos de la formación Cretácico.

Caso 1

Como se observa en la **Figura 2**, se considera un pozo exploratorio A, pertenece a la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano, la información disponible es la correspondiente a los sensores de presión y temperatura

de un aparato DST, básicamente consistió de un periodo de limpieza seguido de aforos, cierres superficiales y de fondo previos a un tratamiento de estimulación matricial, posteriormente se tuvo una secuencia nuevamente de cierres y aperturas con aforo para determinar el beneficio de la estimulación.

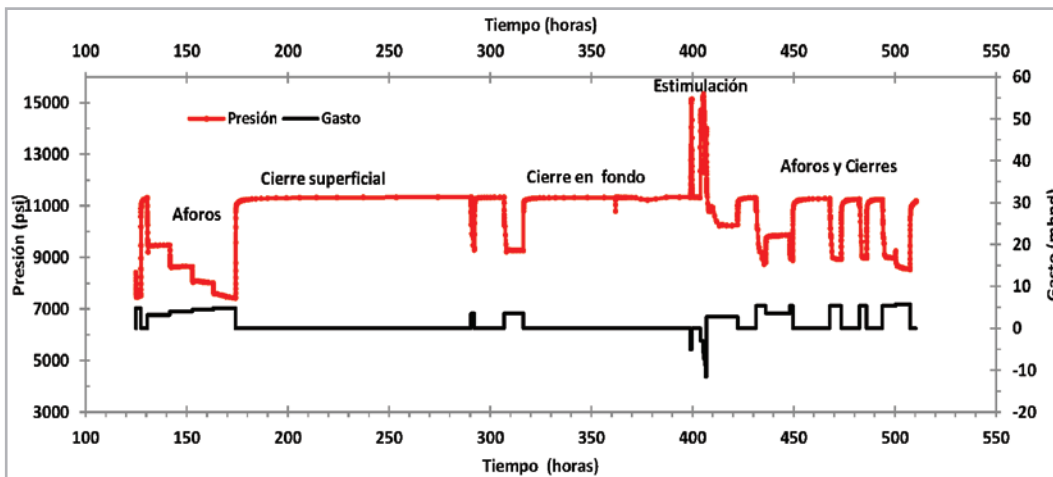


Figura 2. Prueba DST pozo A.

El análisis inicial para la determinación de los parámetros pozo-yacimiento, se presenta en la **Figura 3** mediante el análisis doble logarítmico de los datos y el modelo de ajuste (pozo con penetración parcial), de acuerdo al modelo

analítico, en la zona cercana al pozo se puede observar un factor de daño por invasión de 6.6 unidades y una capacidad de flujo de 3,773 mD*pie.

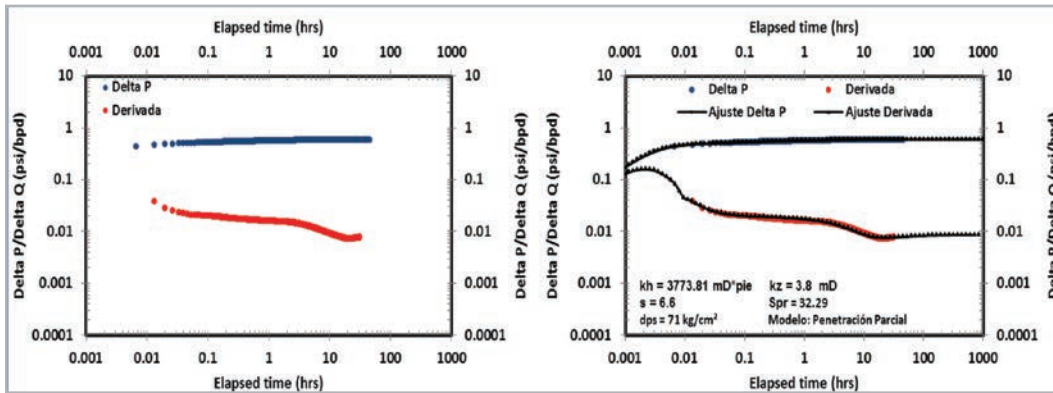


Figura 3. Prueba de presión y ajuste de modelo analítico pre-estimulación, pozo A (JSK).

Una vez estimada la condición del pozo, se realizó un tratamiento de estimulación matricial bajo la cédula mostrada en la **Figura 4**, es importante señalar que se estimó una permeabilidad vertical de 3.8 mD, lo anterior

se sustenta con las gráficas especializadas mostrando una pendiente $-1/2$ en log-log y una línea recta al graficar presión contra inverso de la raíz cuadrada del tiempo, como se muestra en la **Figura 5**.

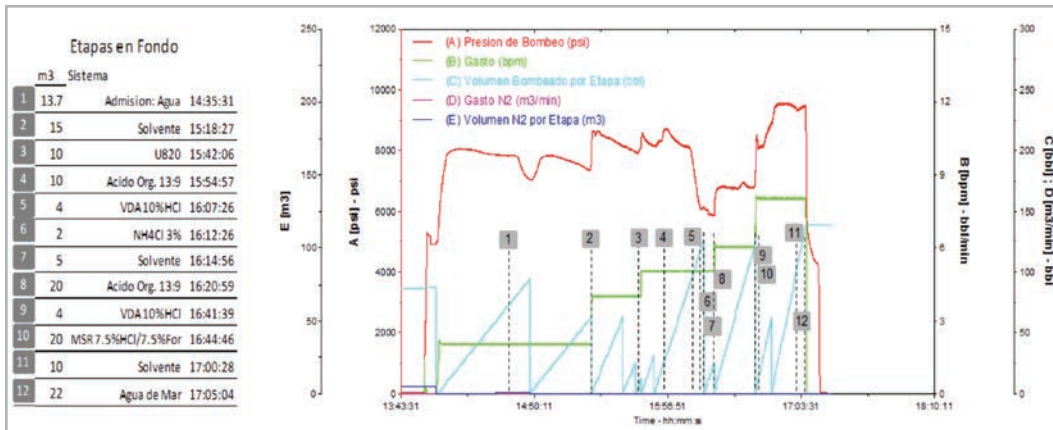


Figura 4. Cédula de bombeo y gráfica de tratamiento de estimulación, pozo A (JSK).

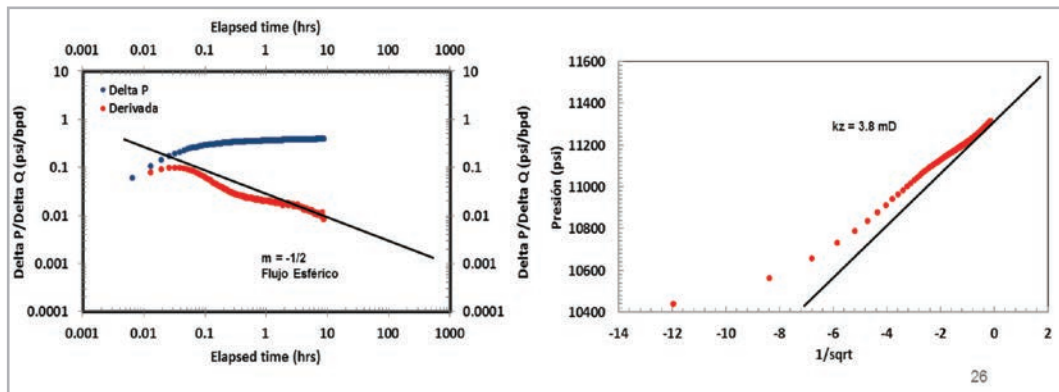


Figura 5. Gráficas diagnóstico en flujo esférico, pozo A (JSK).

Posterior a la estimulación se observó un beneficio de las condiciones de operación del pozo, sin embargo, después del tratamiento, los resultados de la interpretación de la curva de incremento presentan un valor de daño de 1.2 unidades, como se muestra en el ajuste del modelo analítico de la **Figura 6**.

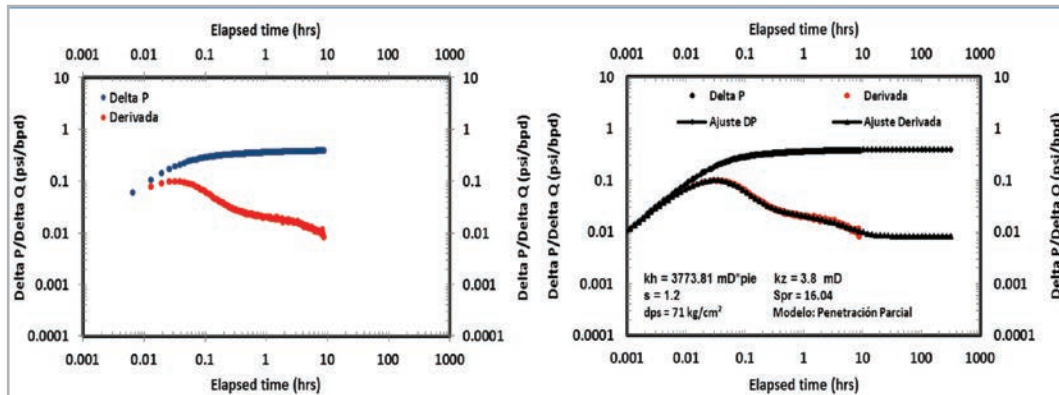


Figura 6. Prueba de presión y ajuste de modelo post-estimulación, pozo A (JSK).

Aplicando las técnicas analíticas descritas en secciones anteriores, se realizó el análisis de la evolución del daño durante el tratamiento, lo anterior con la finalidad de identificar la efectividad de los sistemas ácidos utilizados y corroborar los valores de daño obtenidos de la prueba

presión-producción. La **Figura 7** presenta el comportamiento de la presión y gasto de bombeo, así mismo, se tienen los datos de presión en fondo y superficie, se observa bastante similitud del comportamiento registrado en ambos casos.

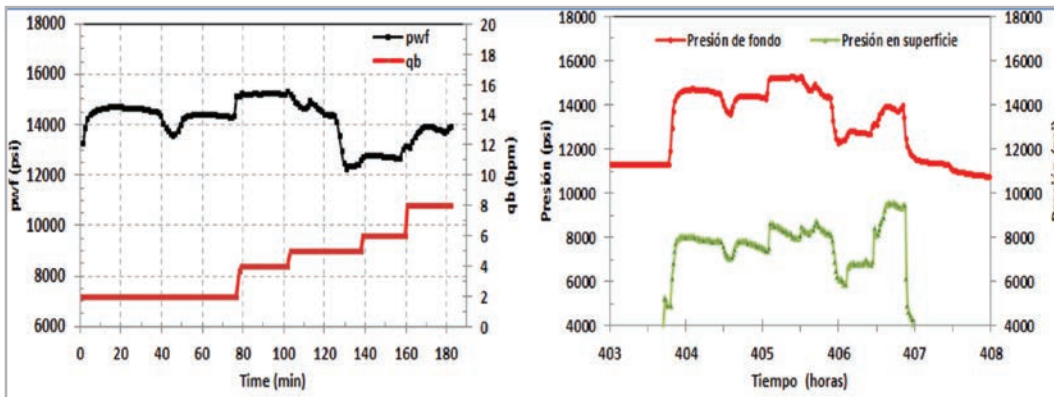


Figura 7. Comportamientos de presión y gasto durante la estimulación, pozo A (JSK).

En la **Figura 8**, se presentan los resultados de aplicar los tres métodos de evaluación de la estimulación, como se puede observar, las dos etapas de sistemas ácidos presentan una buena disolución al reducir los valores de daño, se corrobora que efectivamente el método de Paccaloni sobreestima

el valor de daño a diferencia de Zhu y Hill, sin embargo, el concepto de reducción de daño prevalece en ambos casos, así mismo, el inverso del índice de inyectividad presenta reducción de sus valores en el mismo tiempo que hace reacción el sistema ácido, (130 a 180 min).

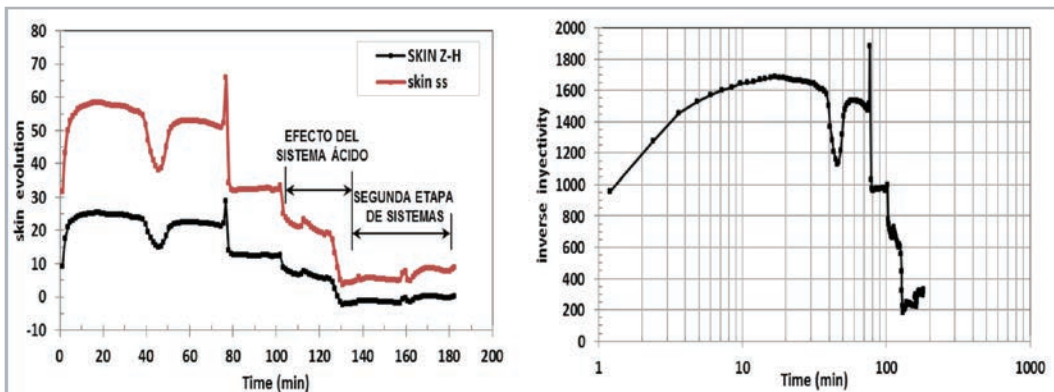


Figura 8. Gráficas especializadas de evolución del daño, pozo A (JSK).

Referenciando a la gráfica de Zhu y Hill, se observan valores del orden de -2.4 unidades, (130 a 158 minutos), posteriormente cero y finaliza en valores de daño mayores a cero (posterior a 180 min), lo anterior posiblemente derivado posiblemente de alguna incompatibilidad en la

última etapa. Una gráfica de inverso de inyectividad contra daño, establece en este caso que los valores cercanos a 200 psi/bpm correlaciona a valores de daño son cercanos a 0 y -2, lo anterior se muestra en la **Figura 9**.

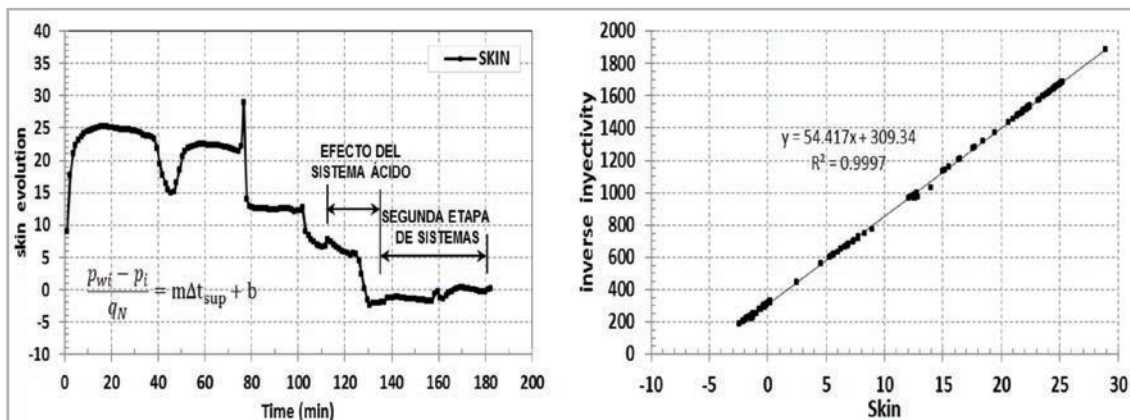


Figura 9. Gráfica del método Zhu y Hill y comparativas, pozo A (JSK).

Con los datos obtenidos del factor de daño de la Figura 9, así como, los parámetros pozo-yacimiento de la prueba de presión-producción, se realizó el ajuste presión inyección aplicando concepto de daño variable en tiempo, en la Figura 10 se presenta el ajuste del comportamiento de

presión, se observa una buena reproducción de los eventos relacionados a la estimulación matricial realizada. La reproducción total de los eventos registrados se presenta en la Figura 11.

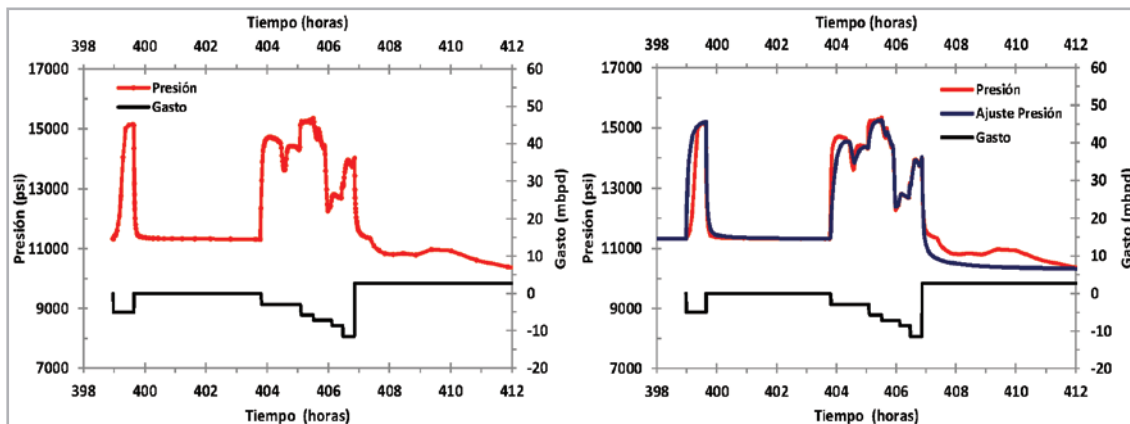


Figura 10. Ajuste presión-inyección de la estimulación matricial, pozo A (JSK).

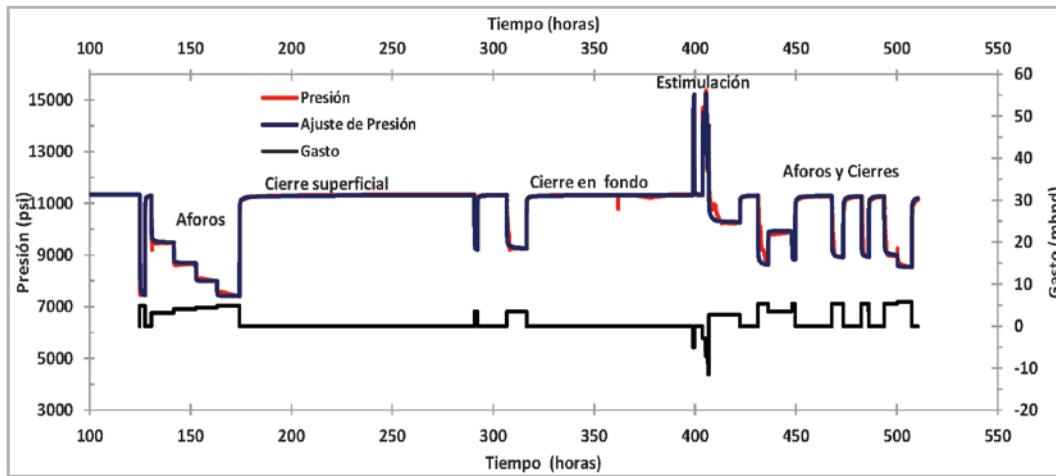


Figura 11. Ajustes presión-producción y presión-inyección, pozo A (JSK).

En este caso, las variaciones en el daño obtenido de la prueba de presión post-estimulación y con el método de Zhu y Hill obedecen a un problema ajeno a la estimulación, lo anterior posiblemente derivado de la naturaleza del fluido producido, lo cual por analogía de campos cercanos se presenta un problema de

precipitación de orgánicos, no obstante, se observaron los beneficios de la estimulación en condiciones de flujo y gastos de producción, como se muestra en la **Tabla 2**. La precipitación de orgánicos es la posible causa del daño de 1.2 observado en la prueba de presión.

Tabla 2. Condiciones antes y después de estimular, pozo A (JSK).

Condiciones de flujo				Aforo		
Est. (pg)	Ptp (kg/cm ²)	Pb (kg/cm ²)	Ttp (°C)	Qo (bpd)	Qg (MMpcd)	RGA (m ³ /m ³)
3/8	301	42	72	3,200	4.70	262
1/2	218	47	86	4,068	6.03	264
5/8	156	47	92	4,420	6.90	278
3/4	118	56	96	4,872	7.27	266
Post-Estimulación						
3/8	326	45	77	3,533	5.11	258
1/2	180	47	83	5,320	7.90	265
3/4	140	47	97	5,783	9.18	283

Caso 2

Dentro de los siguientes ejemplos de campo en la formación Cretácico, se toman resultados puntuales del análisis de las pruebas presión producción y se utilizan para la aplicación de los métodos analíticos de la evolución del daño durante la estimulación, lo anterior es el tema principal de este trabajo, sin embargo, un estudio más detallado del análisis dinámico de este tipo de formaciones, así como su evaluación económica y comportamiento de producción de algunos ejemplos aquí mostrados, se presentan en el trabajo de ⁵Petriz et al: "Comportamiento de la doble porosidad como caso particular en la distribución del fracturamiento por ley de potencias", Revista Ingeniería Petrolera Vol. 57, No. 2, MARZO-ABRIL DE 2017, pag. 90-107.

El caso 2 presenta los resultados del pozo B perteneciente a la formación Cretácico Medio, la información disponible es la correspondiente a los sensores de presión y temperatura de un aparejo DST en la fase exploratoria; así mismo, se cuenta con información de fondo durante su recuperación; básicamente constó de un periodo de limpieza seguido de aforos, como cierres superficiales y de fondo, se determinaron parámetros del sistema pozo yacimiento, discretización del daño a la formación y se determinó la evolución del daño durante operaciones de estimulación en la recuperación, finalmente, se efectuó una prueba de presión post-estimulación verificando los valores obtenidos con las técnicas analíticas, la **Figura 12** muestra la prueba de presión-producción registrada en la fase exploratoria.

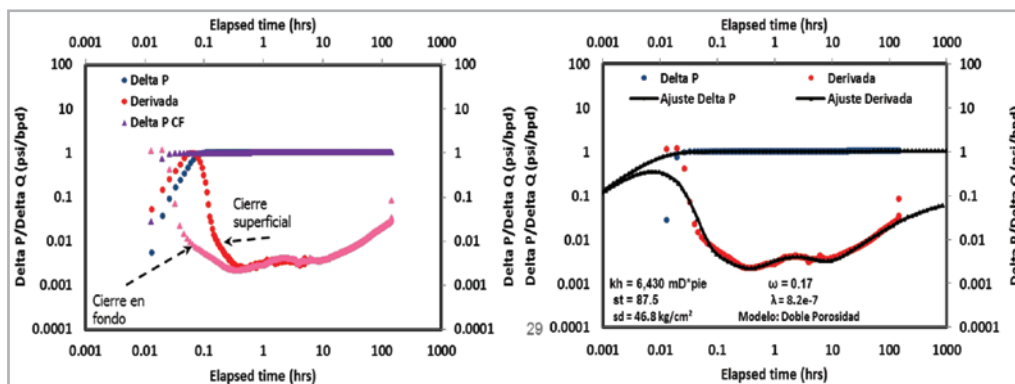


Figura 12. Prueba de presión y ajuste de modelo analítico, pozo B (KM).

El análisis doble logarítmico de los datos es presentado, así como el modelo de ajuste (para este caso de doble porosidad), de acuerdo al modelo analítico se puede observar un factor de daño de 87.5 unidades y una capacidad de flujo de 6,430 mD*pie.

En este caso, se detectaron efectos de alta velocidad y efectos de flujo pseudoestacionario, lo anterior permitió utilizar técnicas de análisis como es el caso de ⁶Jones et al, para definir la dependencia del daño con el gasto de producción, lo anterior se muestra en la **Figura 13**.

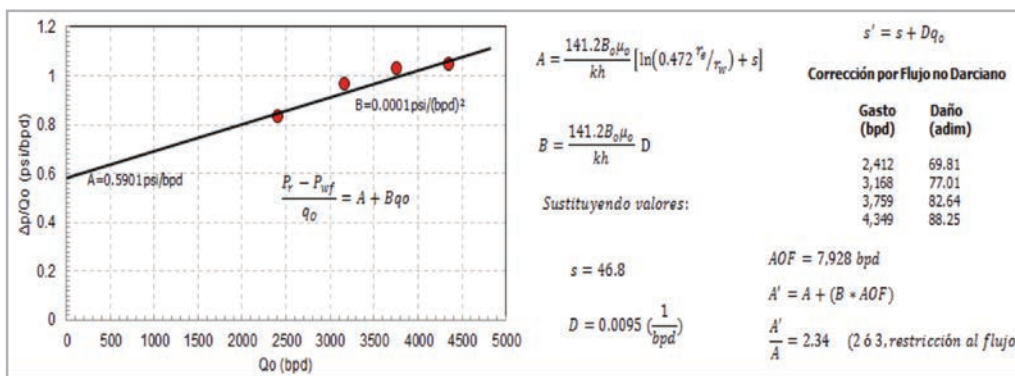


Figura 13. Efectos de flujo limitado y turbulencia mediante Jones et al., pozo B (KM).

Derivado de lo anterior, durante la recuperación del pozo se realizó ampliación del intervalo productor y un tratamiento de estimulación bajo la cédula de la **Figura 14**.

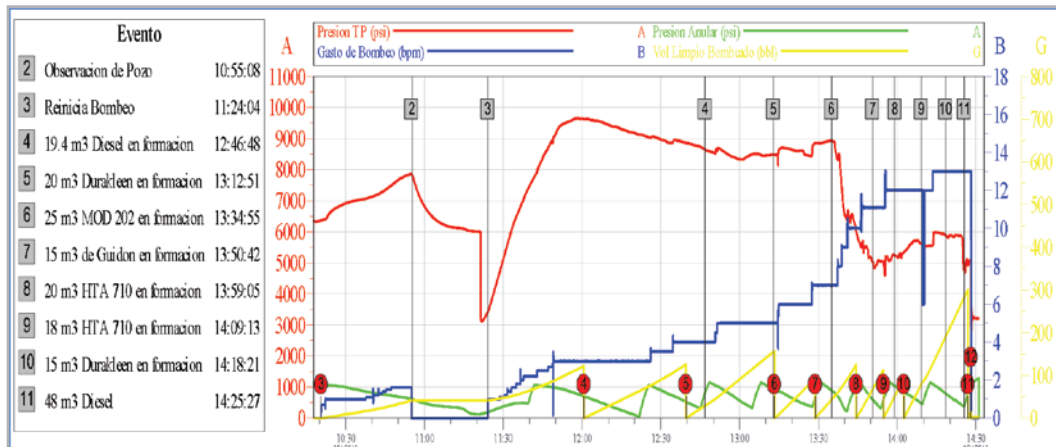


Figura 14. Cédula de bombeo y gráfica de tratamiento de estimulación, pozo B (KM).

El beneficio de la estimulación se reflejó en el valor de daño obtenido de una prueba de presión realizada post-estimulación, como se observa en la **Figura 15**, se obtienen los mismos parámetros de la prueba exploratoria y el valor de daño es de -3.4 unidades. La **Tabla 3** presenta los resultados antes y después de la estimulación realizada, se

observan incrementos importantes de producción al pasar de 1,862 a 5,662 bpd de aceite y de 4.55 a 13.09 MMpcd de gas por estrangulador de 1/2", manejando presiones antes y después de 122 y 404 kg/cm² respectivamente, sin embargo, mediciones por 3/4" reportaron hasta 8,253 bpd de aceite y 25.55 MMpcd de gas.

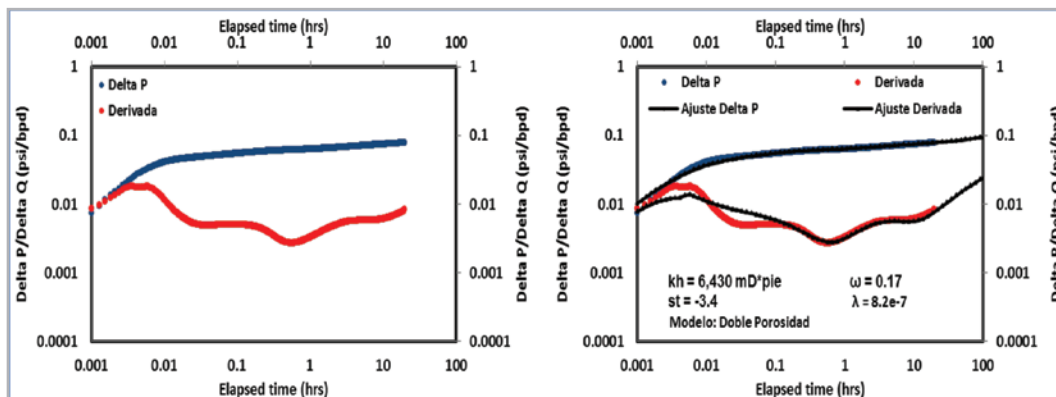


Figura 15. Función derivada y ajuste de modelo analítico post-estimulación, pozo B (KM).

Tabla 3. Condiciones antes y después de estimular, pozo B (KM).

Condiciones de flujo				Aforos		
Est. (pg)	Ptp	Pb	Ttp	Qo	Qg	RGA
	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(°C)	(bpd)	(MMpcd)	(m ³ /m ³)
1/2"	122	92	66	1,862	4.55	435
3/8"	169	93	63	1,595	3.75	419
1/4"	275	93	58	1,167	2.8	427
Post-estimulación						
1/2"	404	96	121	5,662	13.09	412
3/4"	328	96	127	8,253	25.55	551
5/8"	320	95	116	6,521	17.75	475

Aplicamos las técnicas analíticas de evolución del daño durante el tratamiento e identificamos la efectividad de los sistemas ácidos utilizados, el comportamiento de presión y gasto durante el tratamiento, así como los valores de daño por Pacaloni y el método de Zhu y Hill se presentan en la **Figura 16**.

Es importante señalar que en este caso la presión de fondo se calculó considerando las pérdidas de presión por columna

hidrostática y fricción en la tubería. Se pueden apreciar los altos valores de presión alcanzados en la primera etapa del tratamiento (17,000–16,000 psi), posteriormente, la llegada de los sistemas ácidos, permiten una mejor respuesta en términos de daño de 130 a 183 minutos, tiempo en el cual los valores de daño descenden sustancialmente por ambos métodos de cálculo.

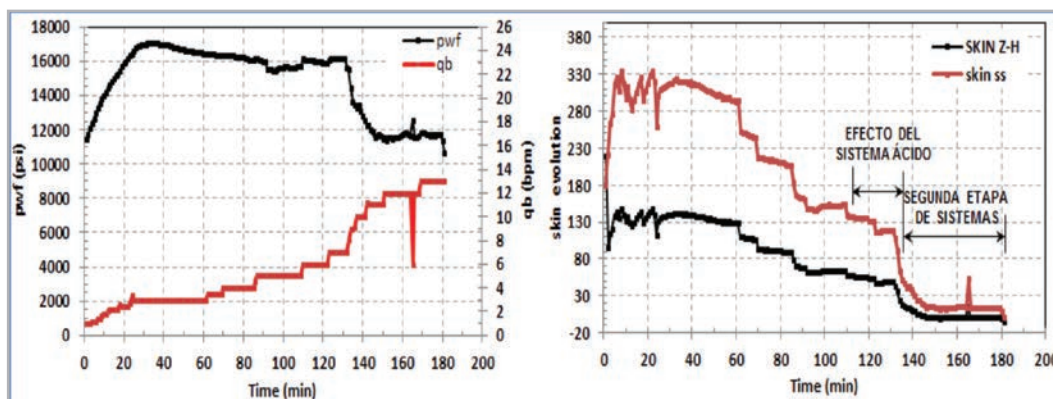


Figura 16. Condiciones de operación y gráfica de evolución del daño, pozo B (KM).

La **Figura 17** muestra el gráfico de Zhu y Hill, así como el inverso de la inyectividad contra tiempo, se observa una respuesta similar a los mismos tiempos de la llegada de los sistemas ácidos. Los valores de daño al final del tratamiento

llegan a -2.8 en promedio, así como valores de inverso de inyectividad del orden de 63 psi/bpm, una correlación de estos valores se presenta en la **Figura 18**.

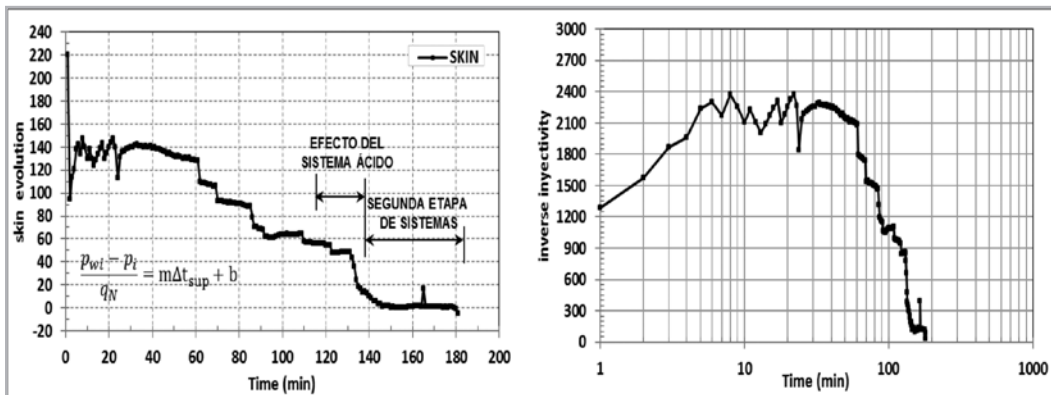


Figura 17. Gráficas especializadas de evolución del daño, pozo B (KM).

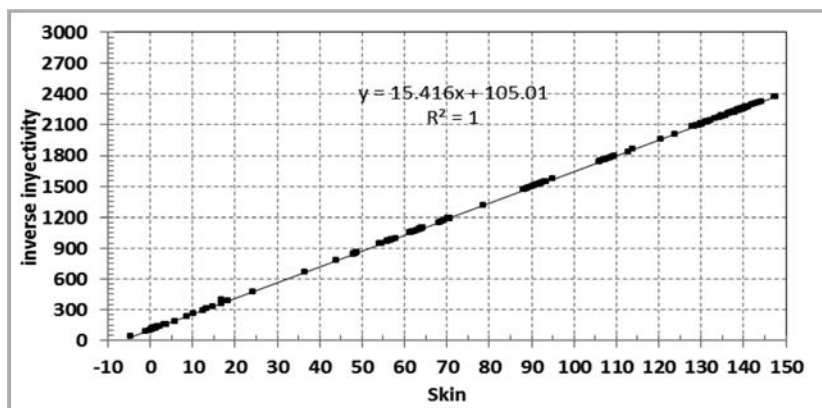


Figura 18. Gráfica del inverso de inyectividad y comparativa contra daño, pozo B (KM).

Al igual que en el caso 1, los valores de daño obtenidos de la gráfica del método Zhu y Hill, se retomaron para la caracterización dinámica del pozo, la **Figura 19** muestra el ajuste presión inyección del tratamiento de estimulación realizado, se observa una buena reproducción de los eventos de presión nuevamente bajo el concepto de daño variable en tiempo.

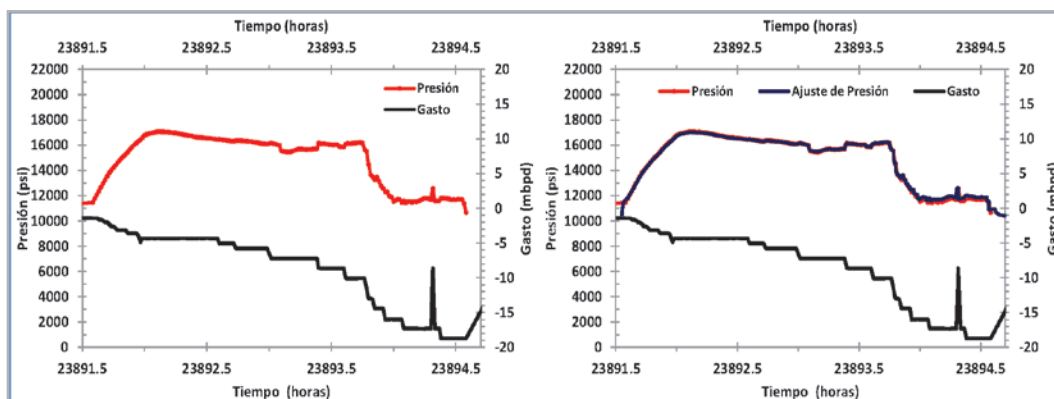


Figura 19. Ajuste presión-inyección de la estimulación matricial, pozo B (KM).

Caso 3

Se presenta el pozo C de desarrollo en la formación Cretácico Superior (KS)-Cretácico Medio (KM), se realizaron aforos y una prueba de presión producción al intervalo de

KS determinando: capacidad de flujo de 18,263 mD*pie (modelo analítico de doble porosidad), y daño de 337 unidades, el comportamiento de presión se presenta en la **Figura 20** y los resultados de la prueba en la **Figura 21**.

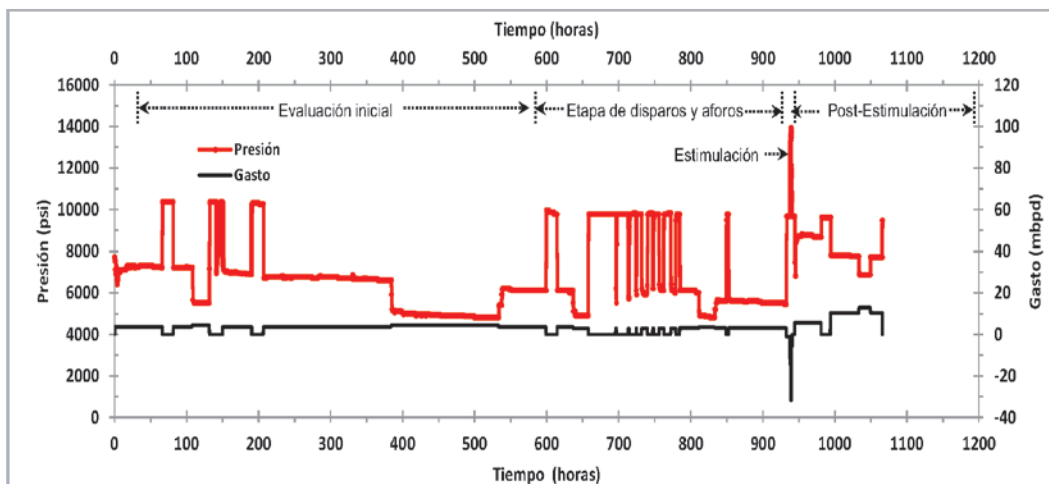


Figura 20. Historia presión-producción durante la terminación, pozo C (KM).

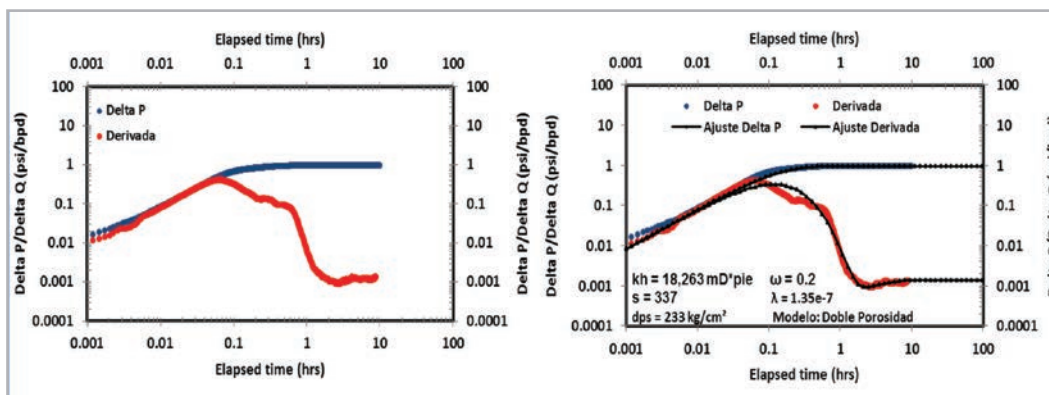


Figura 21. Prueba de presión y ajuste de modelo analítico, pozo C (KM).

Durante la evaluación del pozo, se determinó comunicación del KM por detrás de la tubería de revestimiento, siendo esta condición la que magnifica el valor determinado de daño, posterior a disparar el intervalo de KM y con la finalidad de mejorar las condiciones de flujo se realizó una estimulación matricial bajo la cédula de la **Figura 22**.

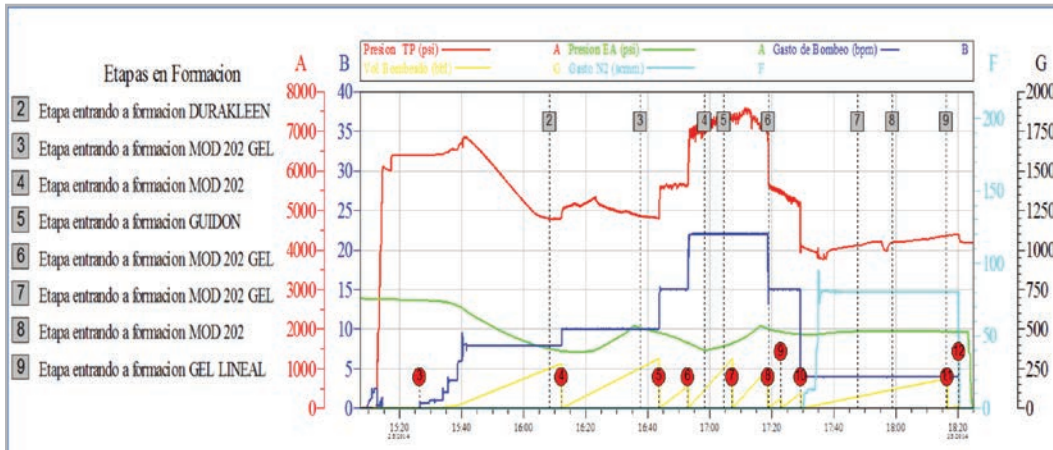


Figura 22. Cédula de bombeo y gráfica de tratamiento de estimulación, pozo C (KM).

No se cuenta con una prueba de presión posterior al tratamiento de estimulación, sin embargo, se realizaron los cálculos para la evolución del daño y determinar los valores alcanzados al final del tratamiento. La **Figura 23** nuevamente muestra las correcciones por fricción y elevación de las presiones superficiales para ser llevadas a condiciones de fondo y utilizar los métodos propuestos, así mismo se presenta la evolución del daño para el caso de Zhu y Hill y Paccaloni.

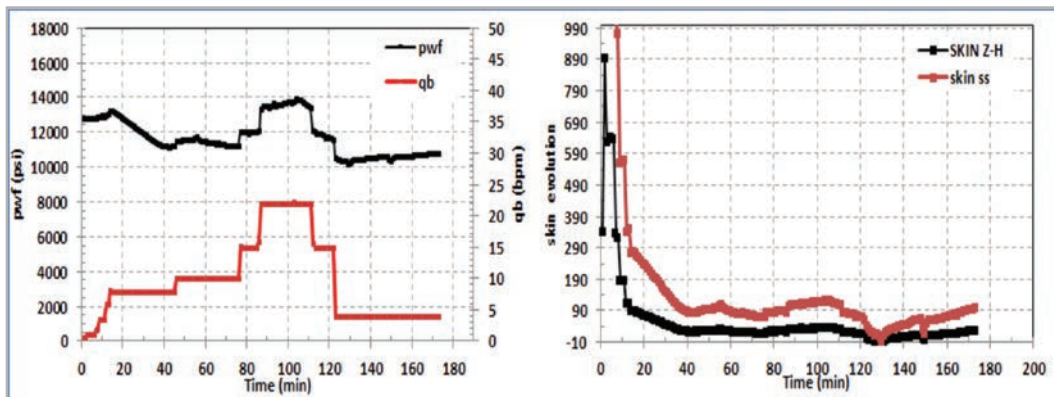


Figura 23. Condiciones de operación y gráfica de evolución del daño, pozo C (KM).

Una ampliación a la escala de la gráfica de la evolución del daño y su comparación contra el inverso de la inyectividad, muestran una disminución significativa del valor de daño de 110 a 130 minutos al pasar de 30 a -4 unidades promedio o bien 21 psi/bpm, correspondiente a la entrada a formación

de los sistemas ácidos, posteriormente los valores se incrementan de 130 a 175 minutos en el orden de -4 a 23 unidades, lo mismo sucede en el caso del inverso de la inyectividad como se muestra en la **Figura 24**.

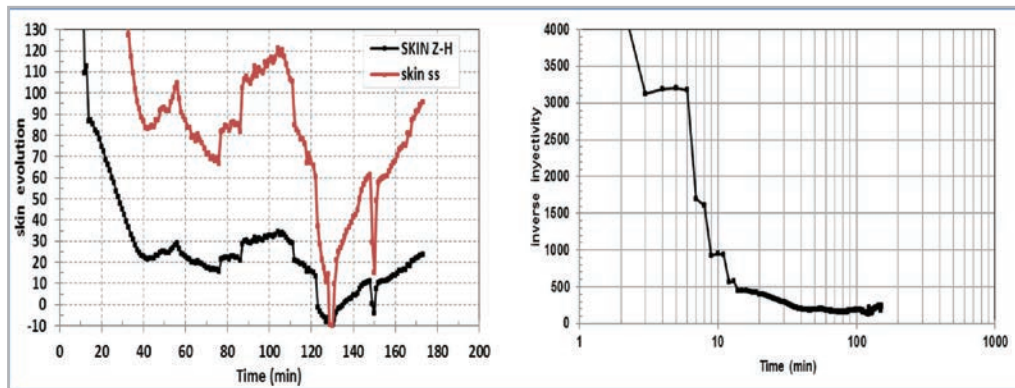


Figura 24. Gráficas especializadas de evolución del daño, pozo C (KM).

Básicamente, los efectos de incremento de daño observados corresponden al empleo de nitrógeno para la etapa de desplazamiento de fluidos, así como la disminución del gasto de bombeo, lo anterior genera una variación de la columna hidrostática y el efecto de la presión y la efectividad

del segundo sistema ácido se ven enmascarados, como se observa en la Figura 25. Con los valores obtenidos de daño se da certidumbre al tratamiento realizado, de igual forma se ve reflejado en los incrementos de producción posterior a la estimulación como se muestra en la Tabla 4.

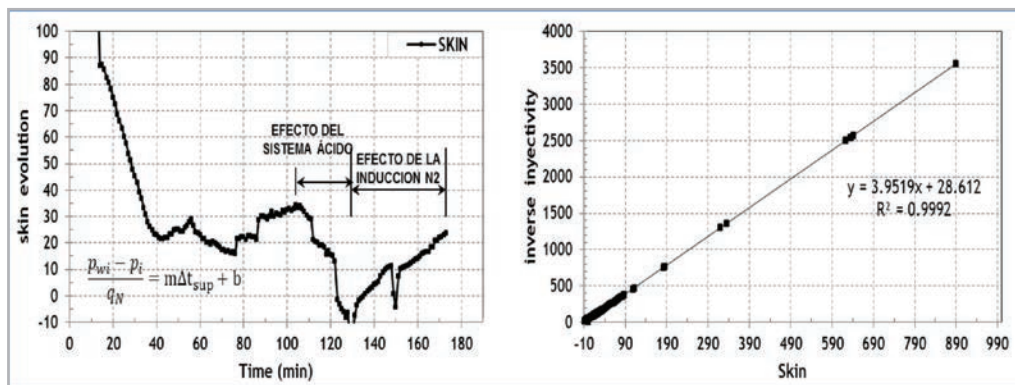


Figura 25. Evolución del daño y relación con el inverso de inyectividad, pozo C (KM).

Tabla 4. Condiciones antes y después de estimular, pozo C (KM).

Est. (pg)	Condiciones de flujo			Aforo		
	Ptp (kg/cm ²)	Pb (kg/cm ²)	Ttp (°C)	Qo (bpd)	Qg (MMpcd)	RGA (m ³ /m ³)
1/2"	211	100	87	3,115	8.05	460
3/4"	127	100	102	3,472	9.57	507
Post-Estimulación						
1/2"	397	100	102	5,619	18.54	578
3/4"	338	108	122	10,283	31.82	551
1"	270	104	125	12,949	31.87	535

Las condiciones de flujo mejoran de manera significativa al pasar por $\frac{3}{4}$ ", de 3,472 a 10,283 bpd de aceite y de 9.57 a 31.82 MMpcd de gas. La **Figura 26** muestra el respectivo ajuste presión-inyección del tratamiento en base a los valores de daño obtenidos, se aprecia nuevamente un buen ajuste de los eventos registrados mediante el uso de

daño variable en tiempo, así mismo, se muestra el ajuste general presión-producción y presión inyección en la **Figura 27**, lo anterior fue posible realizando correcciones a la presión en superficie para llevarlas a condiciones fluyentes al nivel de la sonda de presión y temperatura de la primera prueba de presión.

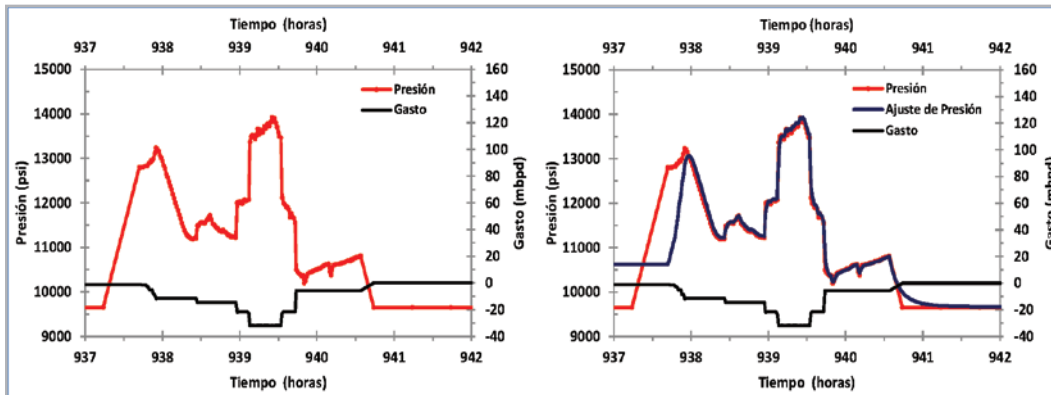


Figura 26. Ajuste presión-inyección de la estimulación matricial, pozo C (KM).

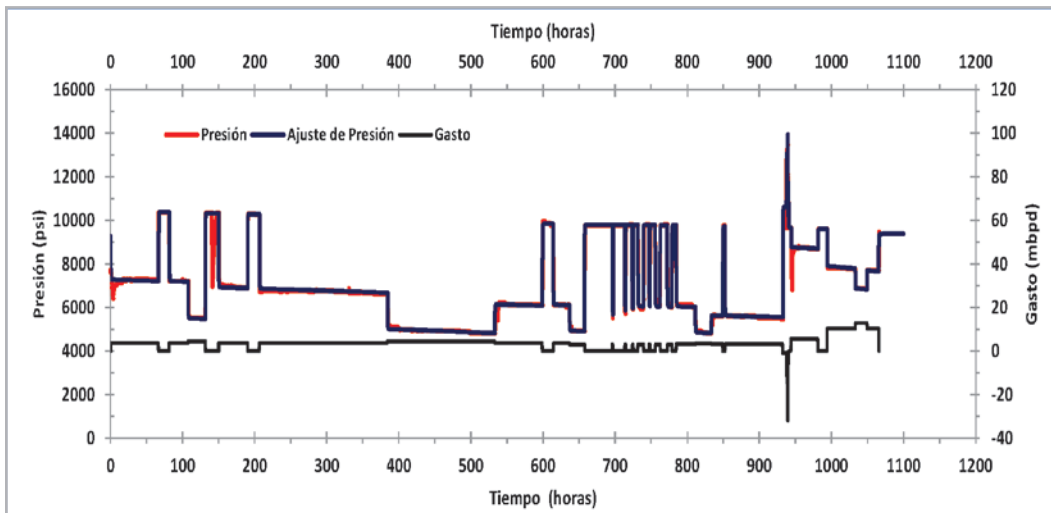


Figura 27. Ajustes presión-producción y presión-inyección, pozo C (KM).

Caso 4

Para este caso, similar al anterior, corresponde a un pozo desarrollo de la formación Cretácico Medio (KM), durante la terminación no se tomó información alguna de presión o de parámetros del sistema pozo-yacimiento a través de una

prueba de presión producción, sin embargo, se determinó con base en la analogía del comportamiento de los pozos de correlación (casos 2 y 3), la presencia de daño a la formación, derivado de lo anterior se programó un tratamiento de estimulación matricial bajo la cédula de la **Figura 28**.

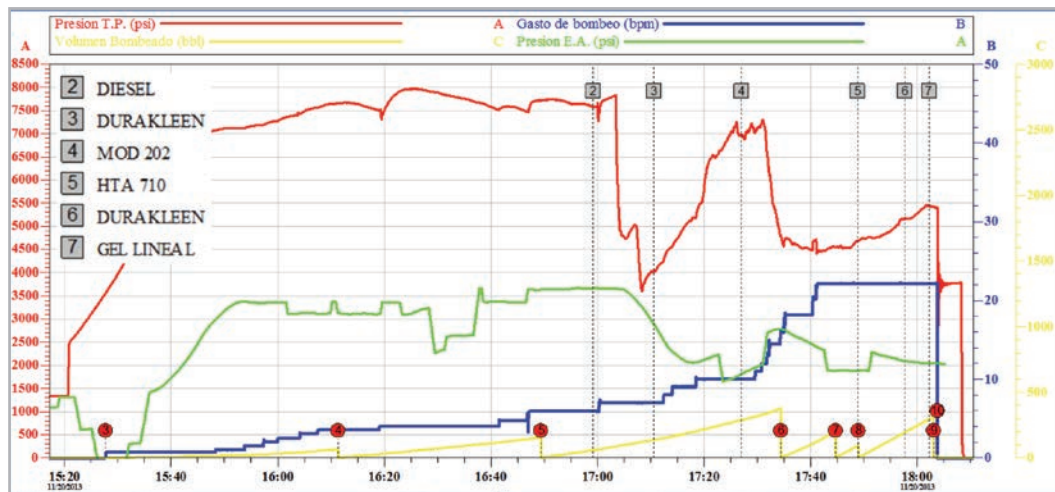


Figura 28. Cédula de bombeo y gráfica de tratamiento de estimulación, pozo D (KM).

Tomando como base el comportamiento esperado de graficar inverso de la inyectividad contra daño (s), de los casos 2 y 3, en el pozo D, la gráfica del inverso de inyectividad contra logaritmo del tiempo permitirá establecer que el

tratamiento realizado fue efectivo al observar disminución sustancial de este parámetro al entrar los sistemas ácidos a la formación, la **Figura 29** muestra las condiciones de fondo calculadas y el inverso de inyectividad.

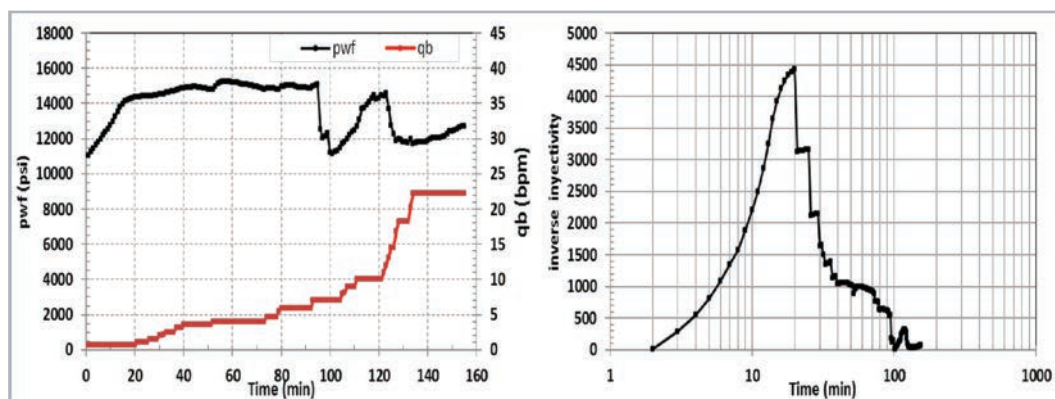


Figura 29. Condiciones de operación e inverso de inyectividad, pozo D (KM).

Una sola gráfica con los casos 2 y 3 como se muestra en la **Figura 30**, establece que al tener valores del inverso de la inyectividad por debajo de 100 psi/bpm, el valor de daño es cercano a cero e incluso por debajo de 50 psi/bpm se obtienen valores negativos, lo anterior sugiere que es posible correlacionar los comportamientos a nivel de campo independientemente del contraste de capacidades de flujo que se determinaron, siendo éstas de 6,430 mD*pie y 18,263

mD*pie respectivamente. La conclusión anterior permite que en campos que se encuentran en etapa temprana o avanzada de explotación, se aplique la metodología propuesta para mapear el comportamiento por campo en términos de variables que aseguren la efectividad de los tratamientos realizados, así como, identificar las áreas de oportunidad en operaciones futuras.

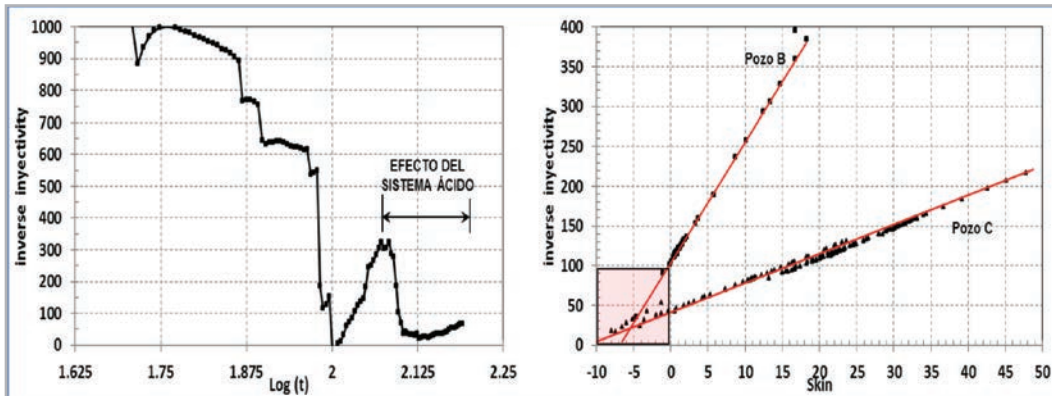


Figura 30. Inverso de inyectividad de pozo D y su comparativa contra pozos B y C.

Los beneficios de producción se ven reflejados en los aforos realizados posteriormente a la estimulación, mostrando un incremento significativo de 2,845 a 9,246 bpd de aceite y 10.74 a 31.31 MMpcd de gas, así mismo se mejoraron sus condiciones operativas de presión en superficie de 156 a 442 kg/cm², **Tabla 5**.

Tabla 5. Condiciones antes y después de estimular, pozo D (KM).

Condiciones de flujo				Aforo		
Est. (pg)	Ptp	Pb	Ttp	Qo	Qg	RGA
	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(°C)	(bpd)	(MMpcd)	(m ³ /m ³)
1/2"	258	98	95	2,488	9.06	649
3/4"	156	96	100	2,845	10.74	673
Post-estimulación						
1/2"	495	96	109	4687	14.68	558
3/4"	442	97	125	9,246	31.31	603
1"	335	100	134	12,531	45.38	645

Como se puede observar, los resultados de las mediciones realizadas demuestran la efectividad de los sistemas ácidos al mejorar las condiciones de flujo y la productividad de los pozos, así mismo, se observa que con estos resultados ha sido posible exceder las cuotas compromiso a más del doble de su producción; a lo largo de este trabajo se ha puntualizado la factibilidad de la aplicación de técnicas de monitoreo de los tratamientos de estimulación, asegurando con esto la remoción total del daño a la formación con los sistemas seleccionados y se ha dado un insumo importante a la caracterización dinámica al presentar de manera integral los ajustes presión-producción y presión inyección.

Apoyos computacionales

Para la generación de las gráficas del monitoreo y evolución del daño durante los tratamientos de estimulación, así como situaciones en las cuales se maneje información de superficie o fondo, se realizó un programa de cómputo en MATLAB con interfaces bien definidas, la **Figura 31** muestra algunas de las ventanas de requerimiento de datos, se observa que hay opciones para el cálculo de la presión de superficie a fondo definiendo rugosidad, longitud del pozo y densidad del fluido para los cálculos de fricción correspondientes, así como la opción con datos de fondo por sensor.

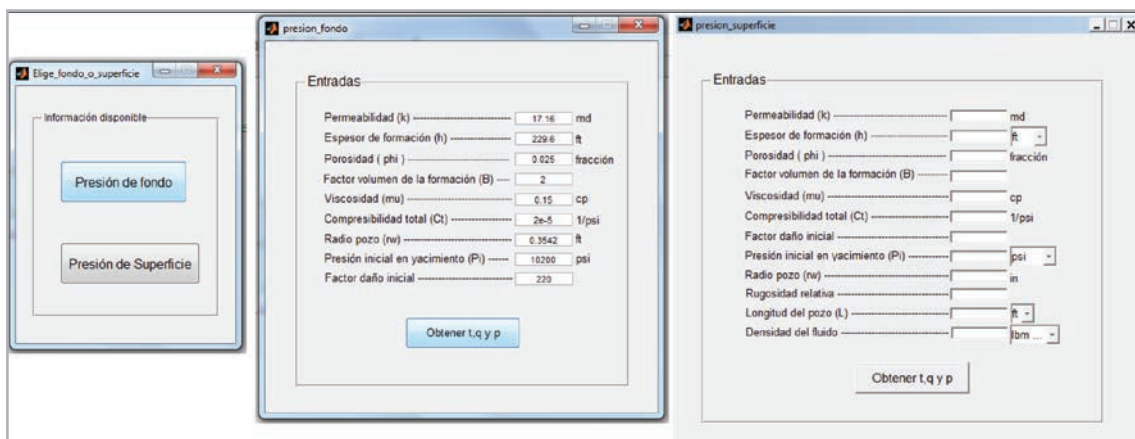


Figura 31. Programa para monitoreo y evolución del daño durante estimulaciones.

Una vez que se introducen los datos de entrada y se selecciona el tipo de información disponible, se llama el archivo de datos de la estimulación ya sea en .txt o en Excel, **Figura 32**. Finalmente, la presentación de los datos en términos de la operación por presión y gasto de bombeo, evolución del daño por el método de Zhu y Hill, así como, el gráfico del inverso de inyectividad contra tiempo, **Figura 33**. Las gráficas generadas pueden ser exportadas para su manipulación en cuestiones de presentación, así mismo, como se comentó anteriormente, se pueden utilizar como insumo en análisis de caracterización dinámica para el ajuste de los eventos de presión durante los tratamientos de estimulación a través del concepto de daño variable en tiempo.

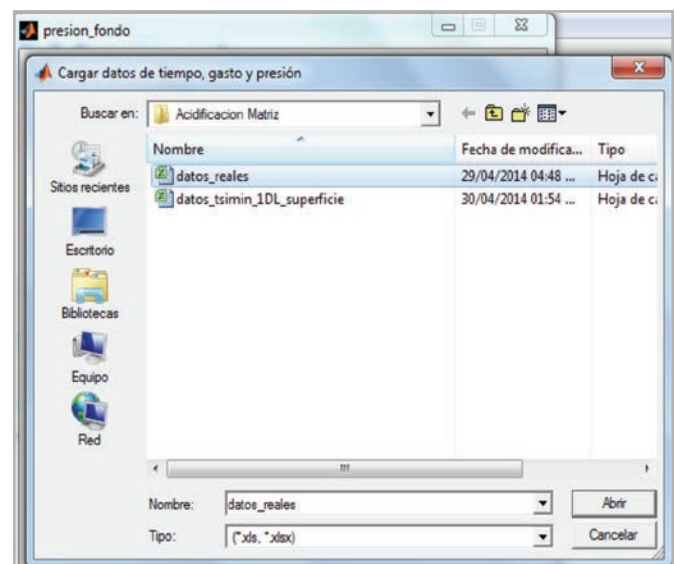


Figura 32. Ventana de carga de datos para análisis.

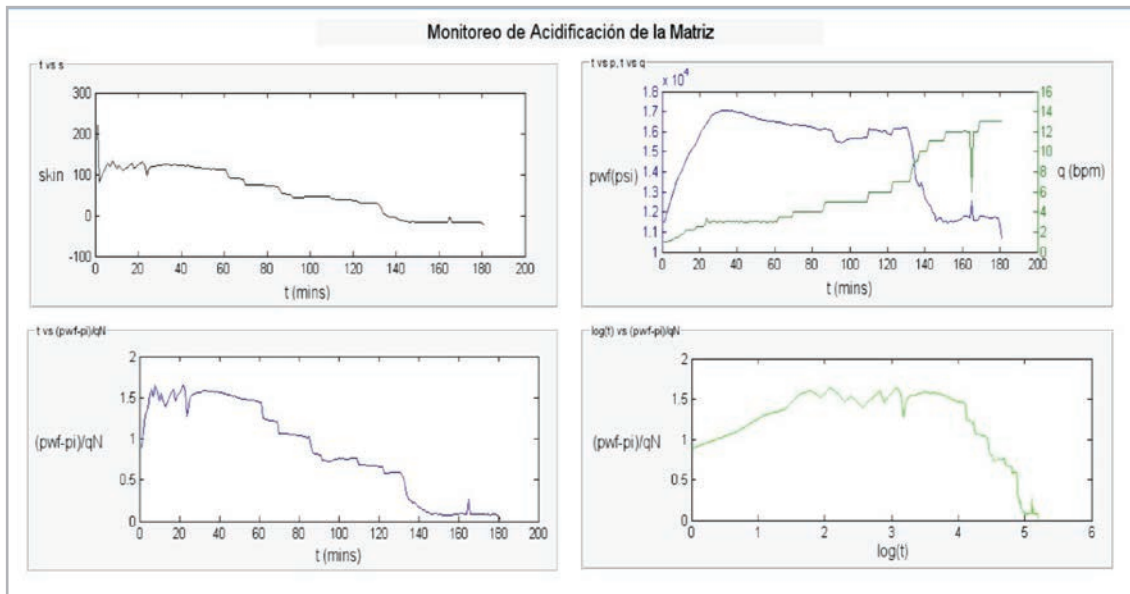


Figura 33. Gráficas de diagnóstico del tratamiento y evolución de daño.

Conclusiones

Se presenta una revisión de las metodologías para el monitoreo y evolución del daño a la formación durante un tratamiento de estimulación matricial, las ventajas y desventajas de las mismas por la condición estacionaria y transitoria de las soluciones.

Se muestra la aplicación de estas metodologías en casos prácticos de campo, se corroboran los comportamientos y valores obtenidos a través de pruebas de presión-producción, beneficio de producción y ajustes presión inyección.

Se corroboran la efectividad de los sistemas ácidos utilizados en los tratamientos realizados, lo anterior en función de la evolución del daño durante el tratamiento, así como haciendo uso del inverso de la inyectividad contra logaritmo del tiempo y el daño en términos estacionarios.

Se presenta la utilidad de estos métodos como herramientas de diagnóstico, lo anterior de acuerdo a la cantidad de información y conocimiento del campo en cuestión.

Se muestran herramientas computacionales para la flexibilidad de los cálculos en la aplicación de estas metodologías.

El trabajo presenta un área de oportunidad como método de evaluación para ponderar el desempeño de compañías prestadoras de servicios en estimulaciones, en este sentido, se pretende asegurar éxito operativo en las intervenciones de mejora de las condiciones de flujo y cumplimiento de las cuotas compromiso, así como, aquellos beneficios establecidos en programas operativos en los campos y pozos que aplique.

Agradecimientos

Los autores expresan su agradecimiento a los Ingenieros Ricardo Villegas y Jorge Morales, por el apoyo recibido para la ejecución de las operaciones de estimulación, aplicación de las metodologías propuestas y realización de este trabajo durante su administración en Proyectos de Desarrollo de la ex-Subdirección de Desarrollo Campos, así mismo, se agradece el apoyo del LCC. Juan Bernardo Alfonso Tzuc Dzib para la programación de los métodos en MATLAB.

Nomenclatura

- Pwf Presión de fondo fluyendo, psi
- Pi Presión inicial, psi
- Pwi Presión de inyección, psi

Qo	Gasto de aceite, bpd
Qg	Gasto de gas, MMpcd
qb	Gasto de bombeo, bpm
μ	Viscosidad del aceite, cp
Ct	Compresibilidad total, psi-1
s	Factor de daño, unidades
s'	Factor de daño considerando efectos laminares y turbulentos, unidades
A	Coefficiente de caída de presión por flujo Darciano, psi/bpd
B	Coefficiente de caída de presión por flujo no Darciano, psi/bpd ²
D	Coefficiente de turbulencia, 1/bpd
ω	Relación de almacenamiento fracturas/sistema total
λ	Coefficiente de flujo interporoso
re	Radio de drene, ft
rw	Radio del pozo, ft
rb	Radio afectado por inyección del ácido, ft
rd	Radio propuesto de penetración del ácido, ft
rs	Radio dañado, ft
h	Espesor, ft
Φ	Porosidad, fracc
Bo	Factor de volumen del aceite, m ³ /m ³
kh	Capacidad de flujo, mD*pie
k	Permeabilidad de la formación, mD*pie
ks	Permeabilidad de la zona dañada, mD*pie
Δ ps	Caída de presión por daño, psi
Δ tsup	Tiempo de superposición
Ptp	Presión en la cabeza del pozo, kg/cm ²
Pbaj	Presión en la bajante del pozo, kg/cm ²
Ttp	Temperatura en la cabeza del pozo, °C
Est	Estrangulador, pg
RGA	Relación gas-aceite, m ³ /m ³
AOF	Máximo potencial del pozo, bpd

Referencias

1. Ding, Z. y Hill, A. D. 1998. Field Results Demonstrate Enhanced Matrix Acidizing Through Real Time Monitoring. *SPE Prod & Fac* **13** (04): 279-284. SPE-52400-PA. <https://doi.org/10.2118/52400-PA>.
2. Economides, M. J., Hill, A. D., Ehlig-Economides, C. et al. 2013. *Petroleum Production Systems*, second edition. Upper Saddle River, New Jersey: Prentice Hall.
3. Golan, M. y Whitson, C. H. 1991. *Well Performance*, second edition. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
4. Hawkins, M. F., Jr. 1956. A Note on the Skin Effect. *J Pet Technol* **8** (12): 65-66. SPE-732-G. <https://doi.org/10.2118/732-G>.
5. Jones, L. G., Blount, E. M. y Glaze, O. H. 1976. Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence. Artículo presentado en SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, EUA, octubre 3-6. SPE-6133-MS. <https://doi.org/10.2118/6133-MS>.
6. Paccaloni, G. y Tambini M. 1990. Advances in Matrix Stimulation Technology. *J Pet Technol* **45** (03): 256-263. SPE-20623-PA. <https://doi.org/10.2118/20623-PA>.
7. Petríz Munguía, J. M., Camacho Velázquez, R. G. y González Valtierra, B. E. 2017. Comportamiento de la Doble Porosidad Como Caso Particular en la Distribución del Fracturamiento por Ley de Potencias. *Ingeniería Petrolera* **57** (2): 90-107.
8. Prouvost, L. P. y Economides, M. J. 1989. Applications of Real-Time Matrix-Acidizing Evaluation Method. *SPE Prod Eng* **4** (04): 401-407. SPE-17156-PA. <https://doi.org/10.2118/17156-PA>.

Semblanza de los autores

José María Petríz Munguía

En 2004 obtuvo el grado en la carrera de Ingeniería Petrolera de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional. De 2005-2007 realizó estudios de posgrado en el Instituto Mexicano del Petróleo, obteniendo el grado de Maestro en Ingeniería.

En el año 2008 ingresó a Petróleos Mexicanos en el Activo Integral Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste, asignado al área de Ingeniería de yacimientos. De 2009 a 2011 laboró en la Superintendencia de Productividad de Pozos como Ingeniero analista-operativo de pozos fluventes.

En noviembre de 2011 se integra a la Subdirección de desarrollo de campos como encargado del área de Productividad de pozos de la Coordinación de Diseño e Ingeniería de Proyectos.

A partir de abril 2014 se desempeñó de manera intermitente, como Encargado de Despacho de la Coordinación de diseño e ingeniería de proyectos y de Encargado del área de productividad de pozos. De julio de 2015 fue Encargado de Despacho de la Coordinación de diseño e ingeniería de proyectos de la Gerencia del proyectos aguas someras de la Subdirección de desarrollo de campos. Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., Sección Dos Bocas, e integrante de la Red de expertos en caracterización integral de yacimientos naturalmente fracturados de PEP.

Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez

En 1979 obtuvo el grado en la carrera de Ingeniería Geofísica en la Universidad Nacional Autónoma de México. En 1983 realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera en la Universidad de Tulsa, Oklahoma; y en 1987 obtuvo el grado de Doctor en Ingeniería Petrolera en la misma universidad.

De 1979 a 1981 laboró en el Instituto Mexicano del Petróleo. De 1987 a 1988 trabajó como Investigador Asociado en el Departamento de Ingeniería Petrolera de la Universidad de Tulsa. En 1988 es Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, hasta 1991. Durante este periodo forma un grupo de investigación realizando varios proyectos para Pemex.

En la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, en la UNAM, ha impartido desde 1990, cursos a nivel de Maestría. En la Escuela de Ciencias de la Tierra del Instituto Politécnico Nacional impartió, en el periodo de 1988-1989, los cursos a nivel Licenciatura: Explotación avanzada y Mecánica de fluidos.

Fue Asesor de la Subdirección de Planeación y Coordinación en Petróleos Mexicanos de 1991 hasta 1992. De 1992 hasta 1999 estuvo comisionado en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería por Pemex Exploración y Producción, PEP. De 2000 a 2002 estuvo a está cargo de la Gerencia de productividad de pozos de la Subdirección de tecnología y desarrollo profesional. De 2002 a 2005, estuvo a cargo de la Gerencia de Desarrollo Tecnológico de Exploración y Producción en la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica. De 2005 a 2008 estuvo a cargo de la Gerencia de Información Técnica de Explotación en la Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación en PEP. De 2008 a 2011 estuvo a cargo de la Gerencia de Tecnología de Explotación en la Subdirección Técnica de Explotación en PEP. Fue Asesor de la Dirección de Pemex Exploración y Producción a partir de 2011. De febrero a mayo fue Asesor de la Dirección Corporativa de Investigación y Desarrollo Tecnológico.

Es miembro de la Academia Nacional de Ingeniería, y de la Academia de la Investigación Científica. En 2008, durante el Congreso Anual de la SPE recibió la distinción Lester Uren Award por sus aportaciones técnicas. Ha sido invitado a participar como Technical Editor en la Society of Petroleum Engineers Editorial Review Committee en 1996, y hasta 1999 fue Review Chairman de la revista SPE Reservoir Evaluation and Engineering. Ha recibido la Medalla “Juan Hefferan”, otorgada por la AIPM, al mejor trabajo técnico, en 1990 y 1993; el “Premio Nacional de la Administración Pública”, otorgado por el Gobierno Mexicano, en 1990; la Medalla “Academic Excellence” otorgada por la Atlantic Richfield Company, Tulsa, en 1982; la Medalla “Gabino Barreda”, otorgada por la UNAM en 1979; y Mención Honorífica otorgada al término del examen profesional por la Facultad de Ingeniería, UNAM, en 1979. En 2014 es seleccionado por la SPE para ser Conferencista Distinguido en el periodo 2015-2016.

Blanca Estela González Valtierra

Egresada de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, donde obtuvo el título de Ingeniera Petrolera en 1996. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1997, inicialmente en el área de productividad de pozos del Activo Integral Litoral de Tabasco de la RMSO. En el periodo de 2000-2002 realizó sus estudios de postgrado en la Universidad Nacional Autónoma de México, con especialidad en Ingeniería de Yacimientos.

De 1999 a 2010 se desempeñó como Especialista de yacimientos alcanzando el puesto de Superintendente de Ingeniería de Yacimientos y Líder de proyectos en el Activo Integral Litoral de Tabasco de la RMSO. En 2011 cubre el puesto de Coordinador de diseño de proyectos en el mismo Activo. Posteriormente en septiembre del mismo año, se integra a la Subdirección de desarrollo de campos, en donde se desenvuelve como Líder de proyecto y Coordinador de diseño e ingeniería de proyectos.

En 2015 es nombrada Gerente de proyectos aguas someras de la Subdirección de desarrollo de campos donde se desempeña actualmente. Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Sección Dos Bocas.