



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“Marco conceptual actualizado de
la técnica de estimulaciones
matriciales”**

TESINA

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Victor Manuel López Pérez

ASESOR

Ing. Javier Arellano Gil



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

MARCO CONCEPTUAL ACTUALIZADO DE LA TÉCNICA DE ESTIMULACIONES MATRICIALES

Contenido

	Pág.
Resumen.....	1
Abstract.....	2
Introducción.....	3
Objetivos	5
Objetivo General.....	5
Objetivos Particulares	5
Metas	6
Método de trabajo	6
Revisión de la literatura.....	7
1 Conceptos Fundamentales.....	11
2 Caracterización del daño a la formación.	19
2.1 Tipos de daño.....	22
2.2 Fuentes de daño	23
3 Criterios de diseño de una estimulación matricial.....	25
3.1 Selección del elemento base del sistema.....	25
3.2 Selección de aditivos	30
3.3 Selección de método de divergencia.....	34
3.3.1 Divergencia con espuma.....	37
3.4 Cálculos relevantes al diseño de una estimulación matricial.....	38
3.4.1 Método de Hawkins: Factor de daño en base a la permeabilidad y el radio de la zona dañada	38
3.4.2 Cálculo del factor de daño en función de la eficiencia de flujo.....	39
3.4.3 Presión de Fractura	40
3.4.4 Gastos de Bombeo	41
3.4.5 Estimación de la presión de fricción (Prouvost, 1987).	42

3.4.6	Volúmenes de fluido.....	44
3.4.6.1	Volumen de prelavado	44
3.4.6.2	Volumen del fluido principal	46
3.4.6.3	Volumen de desplazamiento	46
4	Evaluación de una estimulación matricial.....	47
4.1	Determinación de los parámetros de fondo mediante mediciones en cabeza de pozo.....	48
4.2	Técnica de McLeod y Coulter	48
4.3	Técnica de Paccaloni	52
4.4	Método de Prouvost y Economides	57
4.4.1	Determinación de las características del yacimiento requeridas para la presión simulada	58
4.4.2	Ejemplo de cálculo, empleando el método de Prouvost y Economides. ..	59
4.5	Método de Behenna.....	62
4.6	Método de Hill y Zhu.....	65
4.6.1	Ejemplo de cálculo, empleando el método de Hill y Zhu.....	66
4.7	Limitaciones en la técnica de evaluación de un tratamiento matricial.....	70
	Conclusiones.....	73
	Bibliografía.....	75

Resumen

Un elemento ampliamente encontrado en el ámbito de la explotación de un campo petrolero es el daño a la formación, que corresponde a cualquier material que afecte las condiciones óptimas de producción de un pozo; se puede presentar en distintas etapas del desarrollo del pozo, por lo que es un factor primordial que considerar ya que está vinculado con la productividad.

La técnica de estimulación matricial es una vía económica de reestablecer, mantener o aumentar la producción de un pozo petrolero, mediante la inyección de sistemas ácidos y/o no ácidos a presiones por debajo de la presión de fractura. Tiene la finalidad de remover algún tipo de daño a la formación, logrando la eliminación de una caída de presión adicional en el sistema de producción.

La inyección de algunos ácidos tiene la ventaja de poder disolver sedimentos rocosos que estén taponando los canales de flujo a bajos costos, sin embargo, la inyección excesiva puede perjudicar las condiciones iniciales del sistema integral de producción. La utilización de aditivos es fundamental en estos procesos ya que se disminuyen problemas que el ácido pudiera presentar en su traslado de la superficie al intervalo de interés, como lo son la corrosión y la formación de emulsiones.

Es de suma importancia mejorar la eficiencia de los procesos de extracción de hidrocarburos, por lo que la aplicación de una técnica adecuada es indispensable siempre y cuando el costo del proceso sea justificable en un tiempo determinado y se obtengan beneficios económicos.

Abstract

A term widely found in the production field is the formation damage. Formation damage refers to any material which affects the optimum production conditions of a well; it can appear in the different development stages of a well, therefore, it is a fundamental factor to consider at all times since it is linked to the well's performance.

The matrix stimulation technique is a viable method to reestablish, maintain or enhance oil production; through the injection of acid or non-acid systems below the fracture pressure. It has the purpose of removing any type of formation damage, achieving the elimination of an additional pressure drop in the production system.

The use of acids has the advantage of dissolving rock sediments which block the flow channels in an economic way, however, the excessive injection of acid fluids can worsen the already damaged initial conditions of the production system. The use of additives is fundamental to the stimulation processes since it diminishes the problems which could be prompted by the acid in its displacement from surface to the net pay of interest; problems such as corrosion and the formation of emulsions.

It is of the utmost importance to enhance the processes of oil and gas production, therefore, the application of an adequate technique is indispensable, as long as the procedures cost is justifiable in a considerable time and there are economic benefits from it.

Introducción

Durante la explotación de un yacimiento petrolero, los pozos productores pueden tener deficiencias que los limiten a una producción por debajo de su potencial. Esto puede ser debido a muchos factores, algunos se pueden solucionar de manera inmediata y otros requieren de análisis más profundos.

La estimulación matricial es una técnica en donde se inyectan productos químicos para reestablecer o crear nuevos canales de flujo que faciliten la producción de hidrocarburos en un yacimiento de aceite y/o gas. En el caso de daño a la formación, se puede utilizar dicha técnica para mejorar la productividad, considerando que, al remover una obstrucción en la vecindad del pozo que generó una mayor caída de presión se mejora el desempeño del pozo.

El daño a la formación es un parámetro muy importante que se debe de caracterizar de manera correcta; se debe conocer la diferencia entre pseudo daños y daños para no considerar la aplicación de un tratamiento de estimulación matricial a cualquier pozo que se encuentre deficiente con producción. Se dedicó un capítulo a la definición del factor de daño a la formación, a los tipos de daño que se pueden tratar mediante esta técnica y a las fuentes de daño. Lo último, con el objetivo de poder identificar los posibles tipos de daño a la formación y continuar con la parte de diseño para la solución del problema.

Para la remoción de dichos daños, se han desarrollado distintos sistemas reactivos y/o no reactivos que ataquen el problema, estos varían en gran medida con el tipo de fluido del yacimiento, litología de la formación y el tipo de daño presente. El tratamiento a yacimientos carbonatos es por lo regular realizado con ácido clorhídrico, teniendo como mayor preocupación su rápida disolución. En el caso de areniscas, la dificultad radica en la amplia gama de minerales y composiciones que presentan este tipo de rocas; el desafío en su tratamiento reside en la disolución de los materiales obturantes en los canales de flujo sin producir precipitados de reacción.

La colocación y retiro oportuno de los fluidos inyectados es una parte esencial del proceso de estimulación matricial, ya que la sobreestimulación de una zona no dañada podría conllevar al colapso del espacio poroso perjudicando la producción de esa zona. Por otro lado, el retiro tardío de los sistemas reactivos en la formación podría generar precipitados que obturen los canales de flujo, logrando así un mayor daño a la formación del que se tenía inicialmente.

Existen métodos mecánicos y químicos para forzar a los fluidos inyectados a ingresar a zonas de menor permeabilidad que sean de interés, dichos métodos son conocidos como divergentes. Los métodos mecánicos como bolas selladoras y arreglos de empacadores y métodos químicos como resinas solubles en aceite, sales y espumas, son algunos ejemplos de divergentes utilizados. Su aplicación dependerá en gran medida de la disponibilidad y terminación que tenga el pozo.

Realizar un monitoreo de los procesos de inyección es una parte clave para lograr la eficiencia de estas intervenciones. Con ayuda de una herramienta que auxilie en el monitoreo de la evaluación del daño a la formación, se pueden tomar decisiones en tiempo real que beneficien el ahorro de ciertos sistemas o en su defecto, el paro de inyección de un producto que perjudique el espacio productor.

Debido a la importancia de estos procesos en la industria petrolera, en este trabajo se presentan los principios que fundamentan la estimulación matricial de pozos petroleros, las características, ventajas y desventajas de los procedimientos de estimulación matricial más comunes, así como los criterios y cálculos empleados en el diseño de estimulaciones, y se describen los diferentes métodos de monitoreo y evaluación de los resultados de una estimulación matricial como uno de los procesos clave en la consecución de los resultados esperados y como herramienta en la toma de decisiones.

Objetivos

Objetivo General

Generar un marco conceptual referente a estimulaciones matriciales que ofrezca una noción general acerca de los sistemas de fluidos inyectados en la formación, de los aditivos utilizados en los fluidos de tratamiento, de las técnicas de colocamiento para el óptimo aprovechamiento del fluido, recomendaciones prácticas por expertos en la materia y especialmente, lo que corresponde a la evaluación del tratamiento en tiempo real.

Objetivos Particulares

- Documentar acerca de la correcta caracterización del daño a la formación.
- Presentar los distintos sistemas reactivos y no reactivos utilizados en los procesos de estimulaciones matriciales.
- Analizar la aplicabilidad de dichos sistemas con base en la experiencia de campo.
- Presentar las distintas técnicas de colocación en tratamientos
- Documentar acerca de los aditivos utilizados en conjunto con los sistemas.
- Analizar la técnica de monitoreo del daño propuesta por McLeod y Coutler.
- Analizar la técnica de monitoreo del daño propuesta por Paccaloni.
- Analizar la técnica de monitoreo del daño propuesta por Prouvost y Economides.
- Analizar la técnica de monitoreo del daño propuesta por Behenna.
- Analizar la técnica de monitoreo del daño propuesta por Hill y Zhu.

Metas

- Elaborar un documento actualizado que sirva como fuente bibliográfica para los estudiantes de la carrera de Ingeniería Petrolera sobre los temas que involucran la técnica de estimulaciones matriciales.
- Proveer referencias de los autores que han realizado aportaciones relevantes en las diversas temáticas de estimulaciones matriciales.
- Promover la aplicación de esta herramienta en el ejercicio profesional de los profesionales interesados en el tema.

Método de trabajo

Durante mis prácticas profesionales realizadas en un área destinada a la explotación de hidrocarburos, me percaté de la existencia de la técnica de estimulaciones matriciales; una práctica de costos relativamente bajos que puede ayudar a incrementar la producción de pozos donde hay daño a la formación productora.

Al investigar sobre esta técnica, solo encontré dos fuentes en español referentes al tema: “Apuntes de estimulación de pozos” por Francisco Garaicochea Petrirena en 1985 y “Manual de estimulación matricial de pozos petroleros” por Carlos Islas Silva en 1991. A mi criterio, los apuntes del Ing. Garaicochea profundizan principalmente los procesos de fracturamiento ácido, dejando corto el desarrollo de la estimulación matricial; con respecto al manual de estimulación matricial, se provee una percepción vasta de los procesos que ocurren químicamente al realizar estimulaciones matriciales reactivas y no reactivas, se incluyen referencias a autores con amplia experiencia en campo y algunas guías útiles para la selección de fluidos. Sin embargo, el tema de la evaluación del progreso del tratamiento no es desarrollado en el mencionado trabajo.

Con base en los antecedentes antes descritos, se realizó investigación en libros y artículos publicados en inglés por la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE), donde se tiene una gran variedad de trabajos relacionados a distintas prácticas de esta técnica y sobre su utilidad. Empezando con uno de los autores más reconocidos, en primer lugar, Harry McLeod (1989), quien documenta las distintas actividades involucradas en el diseño, ejecución y evaluación de los procesos de estimulaciones matriciales. En el artículo "Significant Factors for Successful Matrix Acidizing, 1989", el autor cita a distintos expertos de la materia. Lo anterior fue de gran ayuda para conocer sobre los trabajos publicados que permitieron profundizar en los temas de este trabajo.

Siguiendo la dinámica descrita en el párrafo anterior, se realizó el análisis y síntesis de distintos artículos de diversos autores; posteriormente se elaboró un documento con las principales aportaciones donde se resalta lo más relevante del tema.

Revisión de la literatura

La estimulación matricial es una técnica que se ha utilizado desde el año 1860 con la finalidad de mejorar la producción de pozos de gas y aceite, sin embargo, no es hasta la década de los 70 del siglo pasado que esta técnica se fortalece mediante técnicas de colocación con tubería flexible, uso de software especializado, diseño del tratamiento con sistemas mejorados y monitoreos de la ejecución.

Debido a la alta heterogeneidad de las reacciones químicas presentadas en distintas formaciones productoras de hidrocarburos a lo largo del mundo, varios autores han presentado guías prácticas acerca del tipo de ácido a utilizar, así como sus concentraciones y algunas recomendaciones pre y post tratamiento (Farley, 1970), (Clementz, 1982), (McLeod, 1989), (Pacaloni, 1993), (Holcomb, 1998), (Bybee ,2000).

Con respecto a la inyección de estos productos químicos, se han propuesto diversos métodos para su óptima colocación y para mejorar la productividad. De manera

clásica, los sistemas empezaron siendo inyectados por la tubería de producción, sin embargo, debido a la falta de control en la colocación de los fluidos en las zonas dañadas, se empezaron a desarrollar sistemas que auxiliaran esta problemática (Smith, Anderson y Roberts, 1969) (Zerhboub, M., Touboul, E., Ben-Naceur, K. y Thomas, R.L., 1991). El uso de divergentes mecánicos y químicos es una herramienta que ha favorecido los procesos de estimulaciones matriciales, sin embargo, el uso de tubería flexible ha mejorado los resultados.

El monitoreo en tiempo real de los procesos de estimulación ha probado ser un medio efectivo de optimizar los tratamientos de estimulaciones matriciales, particularmente ayuda a los operadores a determinar cuándo se ha inyectado suficiente volumen (McLeod, 1969), (Pacaloni, 1979), (Prouvost, 1987), (Behenna, 1994), (Hill y Zhu, 1996).

El monitoreo en tiempo real está basado en la medición de los gastos de inyección y de la presión en superficie o en el fondo del pozo durante el tratamiento ácido, lo que permite evaluar el factor de daño a la formación en un momento determinado. Los métodos actuales están basados en la suposición de un flujo pseudo-estacionario en la vecindad del pozo o en las ecuaciones de flujo transitorio que describen un flujo inestable del yacimiento durante las estimulaciones.

En 1969, McLeod y Coulter, fueron los primeros en presentar un método para monitorear el progreso de una estimulación basado en el análisis transitorio de las presiones. Pacaloni y colaboradores (1979), prefirieron el método de monitoreo basado en el flujo pseudo estacionario en la vecindad del pozo. Prouvost y Economides (1987), presentaron un procedimiento para calcular de manera más precisa el cambio en el factor de daño durante la estimulación matricial. Los autores mencionados simularon la respuesta de presión transitoria que ocurriría si se utilizara el gasto programado durante el tratamiento, asumiendo un factor de daño igual a cero, después, calcularon la diferencia entre la presión simulada y la presión registrada la cual es atribuida a un factor de daño a la formación.

Adicionalmente, Prouvost y Economides (1987), fueron los primeros en considerar los efectos de agentes divergentes al sustraer el incremento de presión atribuido a

ellos de la presión de fondo. Posteriormente, Montgomery y colaboradores (1995), describen un programa computacional de monitoreo en tiempo real que implementaba el enfoque de Prouvost y Economides (1987) para programar la evolución del factor de daño.

Behenna (1994), utilizó el enfoque propuesto por Prouvost y Economides (1987), para calcular la evolución en el factor de daño, incluyendo los efectos de los agentes divergentes; posteriormente introdujeron el uso de la derivada del factor de daño con respecto al tiempo como un gráfico diagnóstico adicional. Por último, Hill y Zhu (1996), introdujeron un nuevo procedimiento de monitoreo en tiempo real, con una gráfica que considera el inverso del índice de inyektividad contra la función del tiempo de superposición. El nuevo método considera los efectos por flujo transitorio que ocurren al momento de variar los gastos y presiones en una estimulación matricial.

1 Conceptos Fundamentales

Una estimulación matricial consiste en la inyección de fluidos reactivos o no reactivos a la formación productora, la que se realiza a altos gastos y a una presión por debajo de la presión de fractura (McLeod, 1984), con la finalidad de restablecer o crear un sistema extensivo de canales para mejorar el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo. La estimulación matricial es un tipo de reparación que se realiza en pozos con algún tipo de daño a la formación productora (roca almacenadora); se podría considerar como una reparación mayor cuando se utilizan sistemas reactivos que modifican las condiciones originales del yacimiento o como una reparación menor con sistemas no reactivos que no alteren la vecindad del pozo.

El método considera el uso de un volumen de sistemas ácidos y/o solventes para lograr una penetración radial del intervalo expuesto mayor a 3 ft (0.91 m). Para el caso de calizas y dolomías, se obtiene la disolución de minerales creando agujeros de gusano que permiten mejorar la conductividad de la formación hacia el pozo. Para el caso de las areniscas, la estimulación principalmente disuelve y remueve las arcillas que bloquean el espacio poroso.

El objetivo de una estimulación puede estar orientado para *definir, mantener, restituir y/o mejorar* el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo, reducir las caídas de presión mediante la remoción del daño en la vecindad del pozo que restringe la producción de aceite y/o gas, logrando con ello, prolongar la vida productiva de cada pozo y en consecuencia del yacimiento.

Dentro del proceso de diseño, ejecución y evaluación de una estimulación matricial, se utilizan frecuentemente los siguientes conceptos:

- **Ácido Acético (CH_3COOH).** Sistema ácido retardado, menos corrosivo que el ácido clorhídrico comúnmente utilizado, los tratamientos de ácido acético se pueden inhibir o retardar con más facilidad para tratamientos de larga duración y mayor penetración. Esto es necesario, en particular, en

aplicaciones que requieran la protección de aleaciones exóticas o en pozos a alta temperatura. En la mayoría de los casos, el ácido acético se utiliza en combinación con ácido clorhídrico y otros aditivos ácidos. (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).

- **Ácido Clorhídrico (HCl).** Tipo de ácido que se utiliza comúnmente en estimulación de pozos de petróleo y gas, en especial en formaciones carbonatadas. Las características de reacción del ácido clorhídrico permiten utilizarlo en un amplio rango de tratamientos, a menudo con aditivos químicos que aumentan su rendimiento o permiten un mayor control del tratamiento. Los tratamientos casi siempre se llevan a cabo con soluciones de ácido clorhídrico entre 15% y 28% (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Ácido Fluorhídrico (HF).** Ácido líquido compuesto de Hidrógeno y Fluoruro, El ácido fluorhídrico se usa principalmente debido a que es el único ácido mineral común y barato que puede disolver minerales silíceos. El HF se mezcla típicamente con ácido clorhídrico o con un ácido orgánico para mantener el pH bajo cuando se consume, evitando así precipitados perjudiciales (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Ácido Fórmico (HCHO₂).** Ácido orgánico (HCOOH) que se utiliza comúnmente en tratamientos de estimulación de pozos de gas. El ácido fórmico tiene ventaja sobre el HCl ya que es más fácil de inhibir contra la corrosión de las tuberías a temperaturas de hasta 400 °F (204 °C). El ácido fórmico tiene una fortaleza intermedia, ya que se ubica entre el ácido clorhídrico y el ácido acético; además, el ácido fórmico corroe el acero más uniformemente que el HCl y causa menos picaduras, (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Ácidos Orgánicos.** Son ácidos retardados de baja corrosividad y de muy fácil inhibición a altas temperaturas. Son usados principalmente en operaciones que requieren de un tiempo grande de contacto entre el ácido con la tubería y/o formación. Los dos Ácidos Orgánicos que se emplean con mayor frecuencia en la estimulación de pozos son el Ácido Acético

(CH_3COOH) y el Ácido Fórmico ($HCHO_2$), (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).

- **Alcoholes.** Normalmente se utilizan el Metílico o el Isopropílico en concentraciones del 5 al 20% en volumen del ácido. Tienen propiedades de solventes mutuos y no se recomiendan a temperaturas mayores de 180°F, por la precipitación de cloruros orgánicos. En lo general pueden tener efectos negativos en la acción de los inhibidores de corrosión, (Herrera-Juarez, 2012).
- **Arenisca.** Una roca sedimentaria clástica cuyos granos son generalmente del tamaño de la arena (Entre 1/16 y 2 mm). El término se utiliza comúnmente para hacer alusión a la arena consolidada o a una roca compuesta principalmente por granos del tamaño de la arena, puede ser de cuarzo o contener feldespatos, fragmentos de rocas, mica y muchos otros granos minerales adicionales unidos entre sí con sílice u otro tipo de cemento. El grado relativamente alto de porosidad y permeabilidad de las areniscas las convierte en buenas rocas almacenadoras, (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Campo Petrolero.** Área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada. Un campo puede tener uno o más yacimientos con una determinada área superficial y una o varias formaciones almacenadoras. Un campo sencillo puede tener reservas separadas a diferentes profundidades (SENER, 2015).
- **Daño mecánico.** Se refiere a la reducción de la permeabilidad en la región vecina al pozo producida por factores mecánicos, tales como el desplazamiento de los detritos que obturan los disparos o la matriz de formación, (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Divergentes.** Agente químico o dispositivo mecánico utilizados en tratamientos de inyección, como estimulación matricial, que permite asegurar una distribución uniforme del fluido de tratamiento a través del intervalo de tratamiento. Los fluidos inyectados tienden a seguir la ruta de menor

resistencia, lo que posiblemente genere que las áreas menos permeables reciban un tratamiento inadecuado. Al utilizar algún medio de desviación, se puede concentrar el tratamiento en las áreas que más lo necesitan. (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).

- **Estimulación No Reactiva.** Procesos de estimulación mediante la inyección de fluidos que no reaccionen químicamente con los materiales o sólidos de la roca. Se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente surfactantes; para tratar daños por precipitaciones orgánicas (asfaltenos y parafinas), emulsiones y bloqueos por agua (Islas Silva, 1991).
- **Estimulación Reactiva.** Proceso de estimulación mediante inyección de sistemas ácidos o quelantes que disuelvan materiales que dañan a la formación y los propios sólidos de la roca (Islas Silva, 1991).
- **Fluido de prelavado.** En areniscas, el objetivo de la inyección de este fluido es crear una barrera física entre el HF y el agua de la formación, previniendo así, la precipitación de fluosilicatos y fluoaluminatos de sodio y de potasio. En el caso de que la formación contenga carbonatos, este mismo fluido deberá disolverlos para evitar la reacción del HF con estos compuestos. También pudiera ser el caso en que la formación contuviera materia orgánica precipitada, por lo que el uso de un solvente como el Xileno o el Tolueno son eficaces para remover estos productos (Herrera-Juarez, 2012).
- **Fluido de desplazamiento.** Los principales propósitos de utilizar estos fluidos son: desplazar los precipitados dañinos de la vecindad del pozo, asegurar la reacción total del HF y facilitar la remoción de los productos de reacción. Los fluidos apropiados de desplazamiento son: cloruro de amonio, ácido clorhídrico (5% a 10%) y fluidos oleosos. Para pozos productores de gas, el nitrógeno puede considerarse una buena opción. La adición de solventes mutuos en estos fluidos (entre 2 y 50% en volumen y en la mayoría de los casos el 10%) ha demostrado mejorar significativamente los resultados de la acidificación matricial en areniscas (Herrera-Juarez, 2012).

- **Fluido No Reactivo.** Son fluidos utilizados en las estimulaciones matriciales que no reaccionan con la roca de la formación; su principal objetivo es la disolución de material orgánico que propicie la formación de emulsiones, daño por materia orgánica y/o bloqueos de agua.
- **Fluido Reactivo.** Fluidos utilizados en procesos de estimulación ácida que reaccionan con la roca de la formación; su principal objetivo es el restablecimiento de canales de flujo o en el caso de carbonatos, la creación de nuevas vías de flujo que incrementan la producción.
- **Formación Geológica.** Es una unidad litoestratigráfica que define cuerpos de rocas caracterizados por propiedades litológicas comunes (composición y estructura) que las diferencian de las adyacentes, son de cierta edad geológica y de determinado ambiente sedimentario (Wikipedia, 2018).
- **Gasto.** El volumen que se produce de un fluido en un área específica por unidad de tiempo.
- **HF-HCl.** Son mezclas de ácido fluorhídrico y ácido clorhídrico, que se utilizan en tratamientos de estimulación en formaciones almacenadoras compuestas de areniscas. El ácido clorhídrico o el ácido orgánico se mezclan con el HF para mantener el pH bajo cuando se consumen, evitando así precipitados perjudiciales (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Permeabilidad (k).** La capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Permeabilidad absoluta.** La medición de la permeabilidad, o de la capacidad de flujo o transmisión de fluidos a través de una roca, obtenida cuando existe un solo fluido, o fase, presente en la roca (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Permeabilidad efectiva.** La capacidad de flujo preferencial o de transmisión de un fluido particular cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en el yacimiento (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).

- **Permeabilidad relativa.** Un término adimensional implementado para adaptar la ecuación de Darcy a las condiciones de flujo multifásico. La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido en condiciones de saturación total (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Presión.** Es una magnitud física que mide la proyección de la fuerza en dirección perpendicular por unidad de superficie (Wikipedia, 2018).
- **Presión de yacimiento.** Presión de los fluidos en los poros de un yacimiento, normalmente la presión hidrostática, o la presión ejercida por una columna de agua desde el nivel del mar hasta el fondo de la formación (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Presión de fractura.** Presión por encima de la cual la inyección de fluidos causará que la formación de rocas se fracture hidráulicamente (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Pseudo daño.** Deficiencia en la producción lograda principalmente por cuestiones de la terminación de un pozo, sin considerar efectos secundarios de dichas operaciones como lo son la invasión de fluidos y/o partículas. Ejemplos de pseudo daños son: penetración parcial, pozos desviados, densidad de disparos, turbulencia de fluidos, etc.
- **Radio de penetración (r_p).** Distancia radial efectiva en la formación, que alcanzan los sistemas químicos durante un tratamiento de remoción de daño.
- **Recuperación primaria.** Primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la cual la energía del yacimiento natural, tales como la de drenaje por gas, el drenaje por agua o el drenaje gravitacional, desplaza los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie. Inicialmente, la presión del yacimiento es considerablemente más elevada que la presión del fondo del pozo dentro de él (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).

- **Recuperación secundaria.** Segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Recuperación mejorada.** Método para mejorar la recuperación de petróleo que usa técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del petróleo. Su propósito no es solamente restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento. Los tres tipos principales de operaciones de recuperación de petróleo mejorada son la inundación química (inundación alcalina o inundación con polímeros micelares), el desplazamiento miscible (inyección de dióxido de carbono [CO₂] o inyección de hidrocarburos) y la recuperación térmica (inyección de vapor o combustión en sitio) (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Recuperación avanzada.** Se refiere a cualquier práctica para incrementar la recuperación de aceite. Esta puede incluir procesos de recuperación mejorada, así como también prácticas para incrementar el barrido de aceite tal como Infill drilling, pozos horizontales y polímeros para el control de la movilidad o mejora de la continuidad (Alcudia Yáñez y De la Fuente Pérez, 2012)
- **Registro de Temperatura.** Registro del gradiente de temperatura en un pozo. El registro de temperatura se interpreta observando las anomalías o desviaciones con respecto al gradiente de referencia. La mayor parte de las anomalías están relacionadas con el ingreso de fluidos al pozo o la salida de fluidos hacia la formación (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Reparación Mayor.** Es la intervención al pozo que implique una modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección (alterando las condiciones originales del

yacimiento). Dichas operaciones se realizan con equipos de reparación convencionales o especiales (tubería flexible, equipo de registros), (Carballo y Granados, 2014).

- **Reparación Menor.** Es el conjunto de actividades de rehabilitación de pozos que están asociados con la corrección de problemas de aspecto mecánico y aquellos que no interviene el yacimiento (no altera las condiciones originales del yacimiento), (Carballo y Granados, 2014).
- **Rocas carbonatadas (Carbonatos).** Una clase de roca sedimentaria cuyos componentes minerales principales (95% o un porcentaje mayor) son la calcita y la aragonita (tanto CaCO_3) como la dolomía [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$], un mineral que puede reemplazar a la calcita durante el proceso de dolomitización. La caliza, la dolomía, y la creta, son rocas carbonatadas (Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).
- **Solventes Mutuos.** Son productos que tienen apreciable solubilidad tanto en agua como en aceite, se utilizan para reducir la tensión interfacial e incrementar la solubilidad del aceite en agua. Son capaces de remover materiales oleosos que mojan la superficie de los poros, también, mejoran la acción de los surfactantes (Herrera-Juarez, 2012).
- **Tiempo de reacción.** Tiempo requerido para que un sistema ácido en contacto con la roca reaccione totalmente.
- **Volumen de tratamiento.** Es el volumen total de todos los sistemas químicos (ácidos y no ácidos) a utilizar en un tratamiento de estimulación.
- **Yacimiento.** Una porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos son de la misma composición química y ocupan los poros o huecos de la roca almacenadora, se encuentran sujetos a altas presiones y temperaturas debido a la profundidad donde se encuentra ubicado.

2 Caracterización del daño a la formación.

Cuando se sabe que el pozo se encuentra produciendo por debajo de su potencial, se realizan estudios para localizar, evaluar y determinar la fuente que originó el daño (Krueger,1988).

El diagnóstico para caracterizar el daño a la formación se basa en el análisis y estudio de los siguientes parámetros: **a)** Historia del campo y del yacimiento y **b)** Pruebas de laboratorio a muestras de fluidos y/o sólidos recuperados en superficie, a fin de determinar los materiales y/o fluidos que bloquean los canales preferenciales de producción o que dañan a la formación, **c)** Propiedades de la formación (tipo de roca, mineralogía, granulometría, etc.), **d)** Tipo de fluidos producidos (agua, aceite, emulsión, etc.), y **e)** Información de pruebas de presión para definir propiedades del yacimiento, tales como: Presión de yacimiento, compresibilidad de la roca, conductividad (Kh) y daño (s).

El éxito de un tratamiento de estimulación matricial reside en identificar la causa raíz de la baja productividad del pozo, empleando información técnica validada que se tenga disponible. En muchos casos, no es posible caracterizar el daño a la formación completamente, lo cual ocasiona que el diagnóstico sea incompleto o incierto. Para dichos casos, se recomienda fundamentar las posibles causas de daño y diseñar un tratamiento que se adecue al escenario más probable. Para ello, es necesario generar varios escenarios de tipos de daño, y todos deben ser considerados en la ingeniería de diseño del tratamiento.

Con base a estadísticas internacionales, el 80% de las causas en la disminución de la productividad de pozos productores de aceite y gas se atribuye a la presencia de un tipo de daño, siendo necesario para su remoción la aplicación de un tratamiento de estimulación.

El efecto de daño de formación se manifiesta como una caída de presión adicional en la vecindad del pozo, esto reduce la capacidad de producción o inyección del pozo; razón por la cual, la eliminación del daño a la formación es uno de los

principales objetivos de los ingenieros de productividad. Algunos tipos de daño se pueden “limpiar” al poner el pozo en producción, mientras que otros se pueden eliminar mediante cambios en las prácticas operativas.

El daño de formación se puede originar en las diferentes etapas del ciclo de vida de un pozo, es decir, durante la perforación, terminación, producción, reparaciones (mayores y/o menores), incluso en tratamientos de estimulaciones, debido a la incompatibilidad por interacción entre los fluidos y/o roca-fluido.

El daño puede ser cualquier elemento que obstruya el flujo normal del fluido hacia la superficie, este se puede encontrar en la formación, en la zona de disparos, en los componentes del SAP, en las tuberías de producción y/o en los cambios de diámetros que se tienen a lo largo de la trayectoria del flujo del fondo a superficie (Ver **Figura 2.1**).

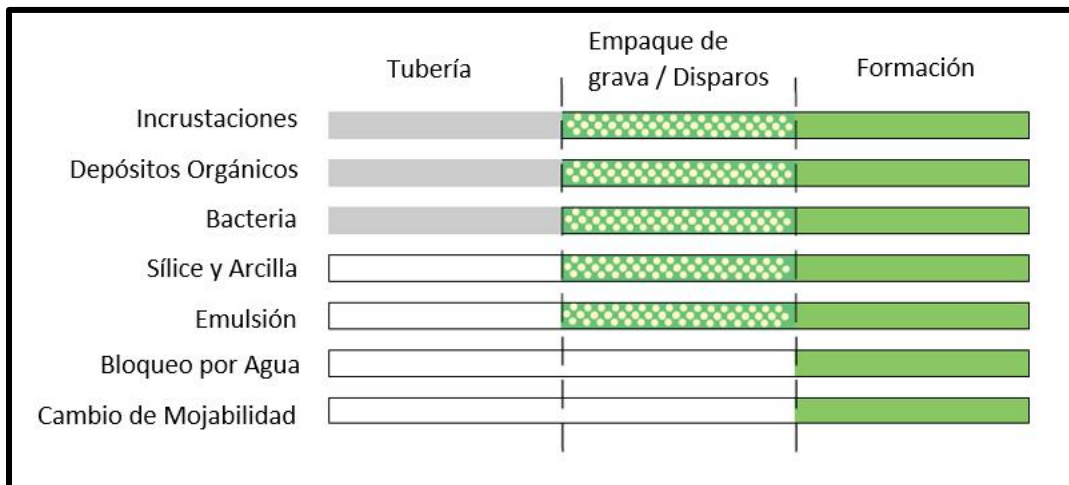


Figura 2.1 Tipos de daño y donde toman lugar (Modificada de Crowe, Masmonteil y Thomas, 1992)

Por otro lado, existen otros tipos de daño denominados factores de pseudodaños, los cuales no pueden ser removidos a través de un tratamiento de estimulación, pero impactan en la productividad del pozo y debe ser considerados.

El experto en estimulaciones Harry McLeod (1989) de la empresa Conoco, ha establecido una lista de indicadores de posibles causales de pseudodaño.

- Alto RLG (LGR- Liquid-Gas-Ratio), $> 100 \text{ Bbl / MMCF}$ (Pozos de Gas).
- Alto RGA (GOR – Gas-Oil-Ratio) $> 1000 \text{ SCF / Bbl}$ (Pozos de Aceite).
- Producción Multifásica (Agua, Aceite, Gas).
- Altos deltas de presión en producción ($P_r - P_{wf}$) $> 1000 \text{ psi}$.
- Altos gastos de producción $q/h > 20 \text{ BPD/Ft}$ o $q/N > 5 \text{ BPD/perf.}$
- Disparos $< 4 \text{ SPF}$ (Shots per foot).
- Etapas de disparos de 0 grados.
- Disparos con una pistola de diámetro menor a dos pulgadas.
- Cuando la presión del yacimiento sea mayor que la presión de burbuja y la presión del fondo del pozo sea menor que la presión de burbuja.

El análisis nodal, con el cual se predice la producción de un pozo en estado estacionario pudiese refinar la lista de factores propuestos por McLeod en 1989. Por ejemplo, al comparar las curvas de afluencia de un pozo con las curvas de levantamiento, un gasto puede ser identificado en función de la presión de fondo fluyente; partiendo de lo anterior, uno puede evaluar si la terminación está teniendo un efecto negativo en la producción. Comparar el análisis nodal con presiones medidas también ayuda a ubicar cualquier daño que tenga el Sistema Integral de Producción.

2.1 Tipos de daño

Independientemente del origen o la naturaleza del daño, este afecta el patrón de flujo natural de los fluidos en la formación. Para diseñar un tratamiento de estimulación es necesario caracterizar el tipo de daño presente en el Sistema Integral de Producción (SIP). La eficiencia de cualquier tratamiento dependerá de la reducción del daño que esté restringiendo la productividad del pozo. Por lo general, dicha restricción se manifiesta por un bajo nivel de producción o, en su defecto, por una drástica declinación de la producción del pozo. El daño se estima a partir de pruebas de incremento de presión y/o pruebas de abatimiento (“*Fall-Off*”).

Los daños a la formación son generalmente clasificados de acuerdo al tipo de mecanismo que los originó, siendo los siguientes los más comunes:

- **Mecanismos naturales:** Son resultados de la producción por los fluidos del yacimiento e incluyen: **a) Migración de sólidos finos**, **b) Hinchamiento de las Arcillas**, **c) Incrustaciones (Depósitos inorgánicos)**, **d) Depósitos Orgánicos (asfaltenos y/o parafinas)**, **e) Depósitos mixtos (Orgánicos e Inorgánicos)**, **f) Emulsiones** y, **g) Bacterias**.
- **Mecanismos inducidos:** Son resultado de las operaciones de perforación, terminación, reparación, estimulación e inyección de tratamientos químicos. Dentro de esta categoría se encuentran los siguientes: **a) Bloqueo por entrada de partículas sólidas**, **b) Cambios en la mojabilidad de la formación**, **c) Reacciones ácidas y generación de subproductos de las reacciones ácidas**, **d) Precipitación de óxidos de hierro**, **e) Lodos asfálticos**, **f) Bloqueos por agua** y, **g) Incompatibilidad con fluidos ajenos al yacimiento**.

Es importante disponer de información sobre todos los tipos de daño por parte del ingeniero encargado de la producción en el momento de seleccionar el mejor tratamiento a utilizar. Las mejores evaluaciones de los procesos de daño a la formación son provistas por Krueger (1986) y por Amaefule, y cols (1988). McLeod

(1986), también provee de una lista de verificación en su trabajo de la SPE, “Estimulaciones matriciales para mejorar el desempeño de un pozo, 1986” (“Matrix Acidizing to Improve Well Performance, 1986”). Un caso completo del análisis de daño a la formación y su remoción es el realizado por Schaible, y cols (1986).

Las pruebas de laboratorio son un factor clave en el éxito de un tratamiento de estimulación, las cuales consisten en: **a)** Caracterización fisicoquímica de los fluidos producidos, **b)** Análisis SARA (Índice de Estabilidad Coloidal), **c).** Análisis Stiff & Davis (Caracterización del agua y minerales), **d)** Pruebas de Solubilidad y, **e)** Pruebas de compatibilidad por emulsión. Para identificar el tipo de daño es necesario efectuar pruebas de laboratorio a muestras de núcleos o recortes de canal de la zona productora, lo que permite seleccionar los sistemas químicos que den los mejores resultados.

2.2 Fuentes de daño

El daño a la formación se puede originar en cualquier etapa del ciclo de vida del pozo (sea productor de aceite y/o gas o inyector de agua), es decir, desde su perforación hasta las operaciones de reparación y/o mantenimiento y mejoramiento de la producción (tratamientos de estimulación), que se le aplican durante su vida productiva. A continuación, se mencionan las principales fuentes de daño:

- a)** Fluidos de perforación base aceite y/o agua.
- b)** Daño causado durante la cementación.
- c)** Daño por disparos.
- d)** Daño por colocación de empaque de grava.
- e)** Daño en operaciones de reparación.
- f)** Daño por fluidos de tratamiento de estimulación.
- g)** Daño por operaciones de Producción e Inyección.
- h)** Daño por operaciones de Terminación y Reparación.

En la **Figura 2.2** se presenta una lista con distintos tipos de daños a la formación con su impacto asociado y las operaciones que los pudieran originar.

Impacto del daño					Construcción de pozos e intervención				Explotación del Yacimiento		
0	1	2	3	4	Perforación y Cementación	Terminación	Reparación	Estimulación	Prueba de tallo de perforación	Producción primaria	Inyección

Figura 2.2 Impacto de distintos daños a la formación asociados a operaciones de campo
(Modificado de Samuel y Sengul, 2003)

3 Criterios de diseño de una estimulación matricial

Para determinar la técnica de estimulación a emplear, inicialmente se debe definir la meta referente a la productividad del pozo, la litología, las limitantes operativas, entre otros aspectos particulares. Dependiendo del tipo de roca a estimular y a su contenido mineralógico, se determina el fluido más conveniente para su remoción sin la generación de precipitados; para asegurarse de ello, el fluido es auxiliado por distintos aditivos que son considerados con base en las limitantes operativas presentes en el pozo, siendo la más común la inhibición de la corrosión en los equipos.

El tratamiento de estimulación más óptimo se selecciona considerando los siguientes factores fundamentales: evaluación de escenarios de tipo de daño, diseño del tratamiento, técnica de colocación de los sistemas, reducción del daño, penetración radial y máxima penetración (para carbonatos mayor longitud de agujeros de gusano y para areniscas mayor penetración radial).

3.1 Selección del elemento base del sistema

Para la selección de los fluidos a utilizar, el especialista debe considerar los resultados de las pruebas de laboratorio, la caracterización del tipo de daño, la respuesta de los sistemas químicos empleados en tratamientos de estimulaciones de pozos vecinos, el estado de casos análogos y la experiencia de campo.

Las pruebas de laboratorio en núcleos saturados con aceite pueden garantizar que un ácido de lodos HF-HCL se desempeñe correctamente. Estas pruebas consideran la mineralogía de la roca para ayudar a elegir el fluido de tratamiento. Posteriormente se realizan pruebas de compatibilidad llevadas a cabo entre el fluido de tratamiento y el aceite, para asegurar que la mezcla no produzca emulsiones o lodos asfálticos. Por último, una curva de respuesta del ácido se obtiene del monitoreo del cambio de permeabilidad resultante de la inyección del ácido en núcleos sometidos a condiciones de yacimiento.

En algunas ocasiones se presentarán casos en los cuales no es posible remover el daño aplicando fluidos de tratamiento en una estimulación matricial, por lo que es necesario realizar un tratamiento de fracturamiento para eliminar el daño (Fletcher y cols., 1995).

El tratamiento a formaciones con daño puede clasificarse en función del elemento básico que las constituyen (base del sistema) en los siguientes casos:

- a) Ácido Clorhídrico (**HCl**).
- b) Ácido Fluorhídrico (**HF**).
- c) Mezclas de ácido clorhídrico y fluorhídrico (**HCl/HF**).
- d) Ácidos orgánicos (ácido acético (**HC₂H₃O₂**) y ácido fórmico (**HCHO₂**)).
- e) Mezclas de ácidos orgánicos y fluorhídricos,
- f) Ácidos especiales (ácido fluorhídrico – ácido clorhídrico (**HF – HCl**); ácido sulfámico (**HSO₃NH₂**); ácido fluorhídrico retardado; ácido clorhídrico retardado; ácidos retardados químicamente; ácidos emulsionados.
- g) Ácidos espumados.
- h) Sistemas quelantes.
- i) Ácido fórmico y ácido clorhídrico.

A continuación, se mencionan algunas generalidades que se deben de tomar en cuenta en la selección de los fluidos para una estimulación matricial:

- Si el mecanismo de daño es soluble en ácido, un fluido base ácido puede ser efectivo en disolver y remover el material.
- Tanto en formaciones carbonatadas como en areniscas se pueden emplear tratamientos ácidos, sin embargo, la efectividad de su tratamiento depende del tipo de daño. Cuando el daño consiste en obstrucción causada por parafinas y asfaltenos se deben usar solventes orgánicos para disolver y remover la obstrucción.

- Para el caso de incrustaciones o sólidos solubles en ácido cubiertas con aceite, se recomienda el uso de solventes colocados como prelavado antes del tratamiento ácido.

La mayoría de las selecciones de los fluidos de tratamiento para estimulaciones a areniscas toman como base las recomendaciones establecidas por McLeod en la década de los 80's (Ver **Figura 3.1**).

Guía de uso de ácidos	
Situación	
Acidificación a Carbonatos	
Fluido de perforación	5 % Acético
Disparos dañados	a) 9 % Fórmico
	b) 10 % Acético
	c) 15 % HCL
Daño en la vecindad	a) 15 % HCL
	b) 28 % HCL
	c) HCL emulsificado
Acidificación a Areniscas	
Solubilidad de HCL \geq 20 %	HCL únicamente
Alta permeabilidad (Más de 100 md)	
Mucho cuarzo (80 %), Poca arcilla (< 5 %)	12 % HCL - 3% HF (1)
Mucho feldespato (> 20 %)	13.5 % HCL - 1.5 % HF (1)
Mucha arcilla (> 10 %)	6.5 % HCL - 1 % HF (2)
Mucha clorita arcillosa con hierro	3 % HCL - 0.5 % HF (2)
Baja permeabilidad (10 md o menos)	
Poca arcilla (< 5 %)	6 % HCL - 1.5 % HF (3)
Mucha clorita	3 % HCL - 0.5 % HF (4)
Nota:	(1) Prelavado con 15 % HCL
	(2) Prelavado con agente secuestrante de HCL al 5 %
	(3) Prelavado con 7.5 % HCL ó 10 % Acético
	(4) Prelavado con 5% ácido acético

Figura 3.1 Guía de selección de fluido de tratamiento para areniscas (Modificada de McLeod, 1983).

La fórmula química del ácido a utilizar estará basada en el tipo de formación (areniscas o carbonatos), la temperatura y el tipo de incrustación presente en la formación. En la **Figura 3.2** se presenta una guía de selección del fluido de tratamiento para areniscas en función de su litología y la temperatura:

Mineralogía	Temperatura	Permeabilidad		
		>100 md	20 a 100 md	< 20 md
Cuarzo (> 80%), Arcilla (< 10%)	<200 °F	12% HCL, 3% HF	10% HCL, 2% HF	6% HCL, 1.5% HF
Arcilla (> 10%), Limo (< 10 %)		7.5% HCL, 3% HF	6% HCL, 1% HF	4% HCL, 0.5% HF
Arcilla (> 10%), Limo (> 10 %)		10% HCL, 1.5% HF	8% HCL, 1% HF	6% HCL, 0.5% HF
Arcilla (< 10%), Limo (> 10%)		12% HCL, 1.5% HF	10% HCL, 1% HF	8% HCL, 0.5% HF
Cuarzo (> 80%), Arcilla (< 10%)	>200 °F	10% HCL, 2% HF	6% HCL, 1.5% HF	6% HCL, 1% HF
Arcilla (> 10%), Limo (< 10 %)		6% HCL, 1% HF	4% HCL, 0.5% HF	4% HCL, 0.5% HF
Arcilla (> 10%), Limo (> 10 %)		8% HCL, 1% HF	6% HCL, 0.5% HF	6% HCL, 0.5% HF
Arcilla (< 10%), Limo (> 10%)		10% HCL, 1% HF	8% HCL, 0.5% HF	8% HCL, 0.5% HF

Figura 3.2 Guía para la selección de fluidos de tratamiento para areniscas (Modificada de McLeod, 1990).

Las opciones varían en diferentes concentraciones de la combinación de HCL-HF dependiendo de la permeabilidad y del contenido de arcilla y limo. Por ejemplo, las mayores concentraciones de HCL son usadas para rocas con permeabilidades altas y poco contenido de limo y arcilla, ya que altas concentraciones de ácido HCL en rocas de baja permeabilidad puede crear precipitación. La concentración del HCL disminuye a medida que se incrementa la temperatura debido a que la tasa de reacción aumenta. Los criterios de McLeod (1990) han sido mejorados por Dowell Schlumberger (Pertuis y Thomas, 1991).

Se tienen aproximadamente 100 criterios adicionales sobre los potenciales riesgos asociados con el bombeo de mezclas complejas en la matriz, los que han sido incorporados en un sistema computarizado para ayudar a los ingenieros a elegir el mejor tratamiento (Chavanne y Perthuis, 1992), (Ver **Figura 3.3**).

El sistema presenta distintas opciones de fluidos de tratamiento y los posiciona de acuerdo con su eficiencia.



Figura 3.3 Cinco pasos esenciales en el diseño de una estimulación matricial considerados en el software ProMAT de Schlumberger (Modificada de Crowe, Masmonteil y Thomas, 1992).

3.2 Selección de aditivos

Islas, 1991, en su manual de estimulaciones matriciales, señala que todos los ácidos requieren de un acondicionamiento para ser empleados con seguridad y evitar reacciones indeseables o daños por incompatibilidad con la formación y/o sus fluidos.

Los problemas más importantes que el ácido puede propiciar son:

- 1) Corrosión del acero del equipo de bombeo y del equipo subsuperficial y superficial del pozo.
- 2) Daño a la formación por emulsiones, lodos asfálticos, liberación y dispersión de finos, alteración de la mojabilidad de la formación, precipitaciones secundarias, etc.

Para evitar estos problemas que puede causar el ácido, y asegurar la remoción de los productos de reacción del medio poroso, se deben de utilizar aditivos. Los que, de acuerdo a Islas Silva, 1991, son los principales:

1.- Inhibidores de corrosión: Los inhibidores de corrosión se utilizan para retardar temporalmente el deterioro del metal causado por la acción de los ácidos. Los inhibidores son compuestos que se absorben en las superficies metálicas formando una película que actúa como una barrera entre el ácido y dicha superficie.

2.- Surfactantes: La inyección del ácido a la formación promueve la mezcla de ácido vivo y/o gastado con el crudo, lo cual puede propiciar emulsiones estables de agua en aceite o aceite en agua que forman un bloqueo de la formación al flujo de hidrocarburos. Es por tanto importante prevenir que se formen dichas emulsiones durante la estimulación y al recuperar el ácido gastado. Para evitar este problema se usan surfactantes específicos llamados agentes no emulsificantes que se solubilizan o dispersan en el ácido

3.- Agentes anti-“sludge” o anti lodos asfálticos: Cuando el ácido es inyectado a la formación y se pone en contacto con algunos aceites de alto contenido de

asfáltenos, estos pueden precipitar, propiciando la formación de lodos asfálticos. Una vez precipitados los asfáltenos sólidos no son redissueltos en el aceite, por lo que se acumulan en la formación y reducen la permeabilidad. Para combatir la formación de lodo asfáltico se utilizan surfactantes, los cuales se adsorben en la interfase aceite-ácido evitando la precipitación de los asfáltenos.

4.- Agentes de suspensión: Cuando un ácido reacciona con la roca, solo disuelve parte de ella ya que las formaciones no son 100% puras. En estas condiciones muchos finos insolubles en ácido se liberan.

Cuando el ácido gastado se remueve de la formación, los finos liberados pueden depositarse y/o puentear canales de flujo, reduciendo la permeabilidad de la formación; es por tanto deseable asegurar la remoción de estos finos con el ácido gastado. Para lograr lo anterior se utilizan dos tipos de aditivos, los primeros son surfactantes que se adsorben en la superficie de los finos y los mantiene en suspensión por repulsión electrostática. Los segundos son polímeros que a nivel molecular crean un efecto de atrapamiento de los finos para así mantenerlos en suspensión.

5.- Agentes de mojabilidad: En general se ha demostrado que el aceite y el gas fluyen más fácilmente a través de formaciones mojadas por agua que aquellas mojadas por aceite, por lo que se debe procurar en la medida de lo posible dejar la formación mojada por agua. De aquí la importancia de considerar las propiedades de mojabilidad de los surfactantes que se adicionan al ácido, ya que si el sistema ácido deja mojada la roca de aceite, es necesaria la adición de surfactantes específicos que permitan alterar las propiedades de mojabilidad del sistema ácido.

6.- Agentes controladores de hierro: En muchos casos las tuberías del pozo tienen una delgada cubierta de compuestos de hierro, principalmente óxidos o sulfuros, compuestos que también pueden estar presentes en la propia formación o ser llevados a ella por agua de inyección u otros fluidos desde los pozos inyectoros. Al inyectar ácido, este disuelve los depósitos y minerales de hierro transformándolos en cloruros de hierro solubles en los productos de reacción mientras el ácido esté vivo. Al gastarse el ácido se precipitarán compuestos de hierro, que son insolubles

y que se depositan en los canales de flujo restringiendo la permeabilidad. Para evitar esto, al ácido se le agregan secuestrantes o una mezcla sinérgica de agente secuestrante y controlador de pH.

7.- **Agentes penetrantes:** En formaciones poco permeables, principalmente con gas, es deseable que el ácido penetre y moje más fácilmente a la roca. Asimismo, para evitar bloqueos de agua en la formación y asegurar la remoción de los productos de reacción, se utilizan surfactantes que promueven una severa reducción de la tensión superficial del ácido; esto permite minimizar los efectos de las fuerzas retentivas y propicia un mayor contacto entre la roca y el ácido.

8.- **Aditivos reductores de fricción:** En algunas ocasiones es necesario bombear el ácido por tuberías de diámetro pequeño y gran longitud, lo que hace deseable reducir las altas pérdidas de presión por fricción que se tiene en estos casos. Para ello se utilizan polímeros estables en ácido y compatibles con los otros aditivos, consiguiendo reducciones del orden del 65 al 85%.

9.- **Agentes emulsificantes:** En algunos tipos de estimulación matricial es deseable el uso de sistemas ácidos emulsionados, sobre todo en formaciones calcáreas de alta permeabilidad; estos sistemas de ácido retardado permiten penetraciones mayores dentro de la formación y para su empleo se utilizan agentes emulsificantes que son surfactantes que permiten la formación de emulsiones estables de ácido en una fase oleosa.

10.- **Agentes retardadores de reacción:** Estos tipos de aditivos se utilizan para retardar la acción del HCl con las rocas calcáreas, con lo que se logra tener mayor penetración del ácido dentro de la formación. Estos productos son surfactantes que se adsorben en la superficie de la roca, dejándola mojada por aceite, lo cual permite generar una película entre la roca y el ácido, que sirve de barrera a los iones hidrógeno con los carbonatos de la roca.

11.- **Agentes espumantes:** Este tipo de aditivos permiten la formación de espumas estables de ácido y nitrógeno que se emplean en sistemas de ácido espumado y

pueden ser aplicados en formaciones calcáreas de alta permeabilidad como sistema de ácido retardado, con el objetivo de lograr una mayor penetración en la formación.

12.- **Solventes mutuos:** Son productos que tienen apreciable solubilidad tanto en agua como en aceite, reducen la tensión interfacial y actúan como solventes para solubilizar aceite en agua y son capaces de remover materiales oleosos que mojan la superficie de los poros; adicionalmente mejoran la acción de los surfactantes.

El uso principal de estos solventes mutuos es en la acidificación de las areniscas, aunque también han sido utilizados con éxito en las estimulaciones de rocas calcáreas. El solvente mutuo más utilizado es el Etilen Glicol Monobutil Eter (EGMBE), el cual ha demostrado su bondad en la acidificación de areniscas como parte del fluido final del tratamiento. También se han utilizado como solventes mutuos, el Butoxil Triglicol (BTG), el Dietilen Glicol Monobutil Eter (DEGMBE) y un Glicol Eter modificado (MGE).

13.- **Alcoholes:** Normalmente se utilizan el Metílico o el Isopropílico en concentraciones del 5 al 20% en volumen del ácido; son de gran utilidad en pozos de gas seco. También tienen propiedades de solventes mutuos y no se recomiendan a temperaturas mayores de 180°F porque a esas temperaturas ocurre la precipitación de cloruros orgánicos. Por lo general pueden tener efectos negativos en la acción de los inhibidores de corrosión.

14.- **Agentes desviadores:** Estos productos son sólidos que temporalmente taponan zonas de alta permeabilidad. Se emplean para permitir que el fluido pueda afectar uniformemente varias zonas de diferente permeabilidad de un intervalo de interés. Como agentes desviadores se utilizan el ácido benzoico, partículas de cera, de sal, etc.

3.3 Selección de método de divergencia

Un desafío que debe ser enfrentado en cualquier litología es lo referente a la divergencia ya que cuando el ácido es bombeado, este fluye preferentemente en los canales más permeables de la formación. El ácido tiende a abrir estos canales aún más y los intervalos menos permeables con daño a la formación quedan prácticamente aislados del tratamiento. Por lo anterior, se debe de buscar alguna técnica para divergir el fluido de tratamiento hacia la formación dañada con menos permeabilidad.

Hay una variedad de técnicas disponibles, sin embargo, el fluido utilizado pudiera ser dirigido únicamente a la zona de baja permeabilidad utilizando tubería de producción o mediante herramientas transportadas por tubería flexible con sus respectivos empacadores. De manera alterna, el flujo también puede ser obligado en disparos individuales al inyectar bolas selladoras que tapen los disparos más permeables (**Figura 3.4**).

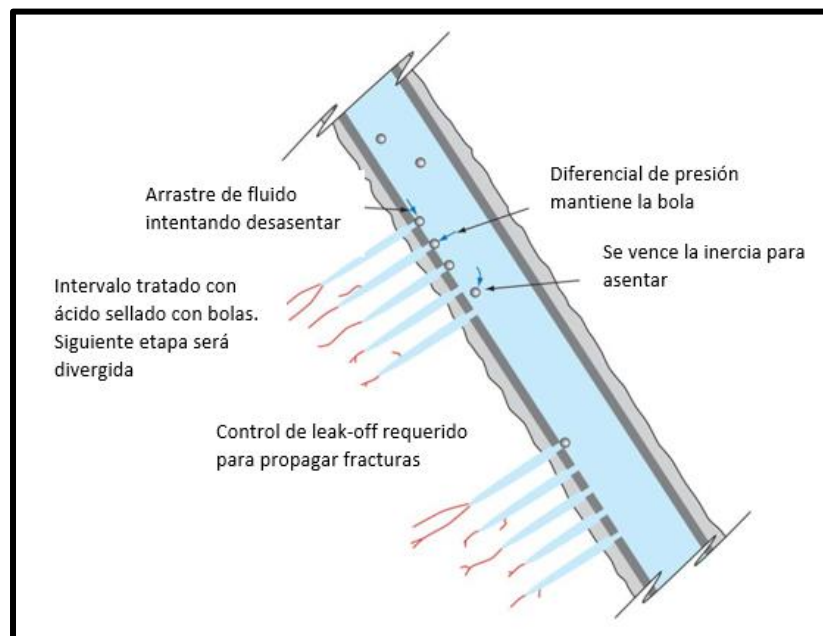


Figura 3.4 Divergencia con bolas selladoras (Modificada de Bellarby, 2009).

En carbonatos, es recomendable utilizar agentes puenteantes tales como partículas de ácido benzoico o sales para crear un enjarre dentro de los agujeros de gusano, obligando al ácido a desplazarse por otros canales. En areniscas, se pueden emplear agentes microscópicos tales como resinas solubles en aceite para producir enjarres en la cara de la formación. Los divergentes químicos tales como geles viscosos y espumas creados con nitrógeno también son usados para bloquear canales de alta permeabilidad dentro de la matriz.

El agente debe tener solubilidad limitada en el fluido portador para lograr llegar al fondo del pozo de manera intacta; no debe reaccionar de manera perjudicial con los fluidos de formación; debe divergir el ácido; además, debe limpiarse rápidamente de manera que no impida la producción futura. Las bolas selladoras caen en el hoyo de rata o "rathole" tan rápido como la inyección se detiene o si son de la variedad flotante, son capturadas con colectores de bolas en superficie. Es importante considerar que las partículas de ácidos benzoicos se disuelven en hidrocarburos, las resinas solubles en aceite pueden ser expulsadas o disueltas durante la producción subsecuente y los geles y espumas se rompen con el tiempo.

Para mejorar los resultados, el ácido y los agentes divergentes deben ser bombeados en diferentes etapas alternantes: primero ácido, luego divergente, luego ácido, luego divergente y de esta forma continuamente. El número de etapas depende de la longitud de la zona a estimular, comúnmente se realiza una etapa de ácido-divergente por cada 5-8 metros de formación afectada.

El tipo de terminación presente en el pozo juega un papel importante en la selección del método divergente. En la **Figura 3.5** se presenta un diagrama para la elección de un método divergente, teniendo como opciones la divergencia mecánica o química.

Las técnicas actuales funcionan esporádicamente y muchas veces empeoran la situación en vez de mejorarla (Montgomery, 1992), por esta razón se debe de estudiar y documentar los casos de éxito. Las publicaciones más recientes han mostrado que aun cuando una técnica resulte exitosa como las bolas selladoras,

puede ocurrir que más de un tercio de los disparos se queden bloqueados permanentemente por bolas u otro material atascado.

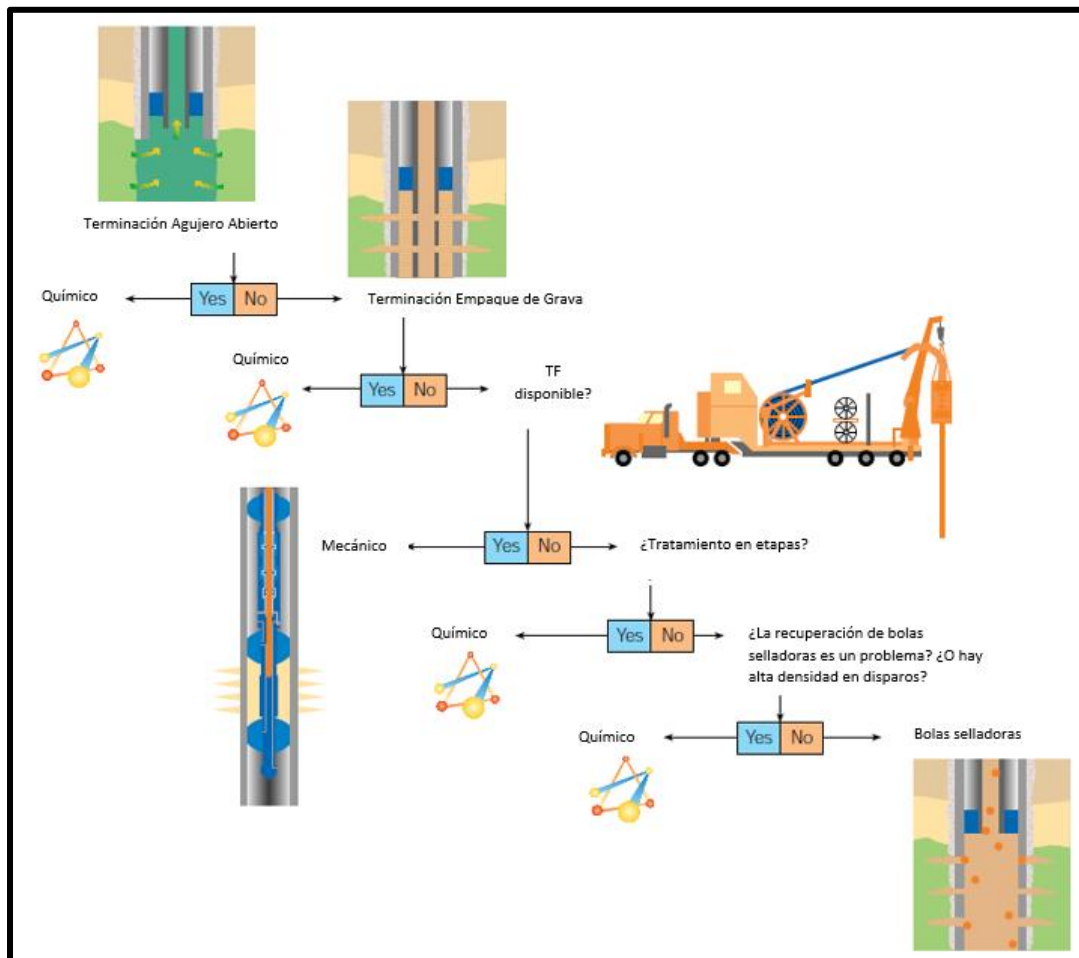


Figura 3.5 Diagrama de flujo para la elección del método divergente (Modificada de Crowe, Masmonteil y Thomas, 1992)

Si los divergentes químicos son usados incorrectamente o no cumplen con las expectativas, los resultados son negativos, tal como ocurre cuando se utiliza la sal de roca por error en formaciones con precipitados de ácido HF o cuando se utilizan resinas que solo son parcialmente solubles en aceite. Se necesitan técnicas económicas y no dañinas que sean totalmente efectivas como ocurre con la espuma y con empaques inflables llevados por tubería flexible.

3.3.1 Divergencia con espuma

La espuma es una mezcla estable de líquido y gas que ha sido utilizada como divergente en estimulaciones matriciales desde 1969 (Smith, Anderson y Roberts, 1969), que frecuentemente constituye en un divergente perfecto ya que es fácil de producir, realiza un buen trabajo de divergencia, no interactúa adversamente con la formación y los fluidos de formación y se limpia rápidamente. La espuma se crea al inyectar nitrógeno en agua enjabonada (típicamente, el nitrógeno ocupa el 55-75 del volumen de la espuma). Al inyectarse en el fondo del pozo, la espuma penetra el espacio poroso en donde los efectos viscosos de la espuma bloquean cualquier entrada futura de fluidos.

La principal desventaja de utilizar espuma es que con el paso del tiempo las burbujas se rompen y la divergencia cesa, sin embargo, los investigadores de la empresa Dowell Schlumberger (1992) descubrieron que el rompimiento de las burbujas puede ser postergado mediante la saturación de la formación con un prelavado de surfactante antes de inyectar la espuma e inyectando surfactante con cualquier etapa subsecuente en la cédula de bombeo. El surfactante se adhiere a la superficie de la roca y minimiza la adsorción del surfactante contenido en la espuma, preservándola.

Se puede mejorar la divergencia con espuma cuando se detiene el bombeo por 10 minutos después de la inyección de espuma (Zerhboub, M., Touboul, E., Ben-Naceur, K. y Thomas, R.L., 1991).

3.4 Cálculos relevantes al diseño de una estimulación matricial

3.4.1 Método de Hawkins: Factor de daño en base a la permeabilidad y el radio de la zona dañada

El daño a formación surge por lo regular mientras se realizan los trabajos de perforación y cementación, cuando los fluidos tienen la oportunidad de invadir la vecindad del pozo al introducirse en el espacio poroso y permeable. La estimulación de la vecindad del pozo está enfocada principalmente en mejorar la permeabilidad, lo anterior se realiza por lo regular con fluidos con cierto contenido de ácidos. La **Figura 3.6** muestra la zona dañada en comparación al resto de la formación y terminación.

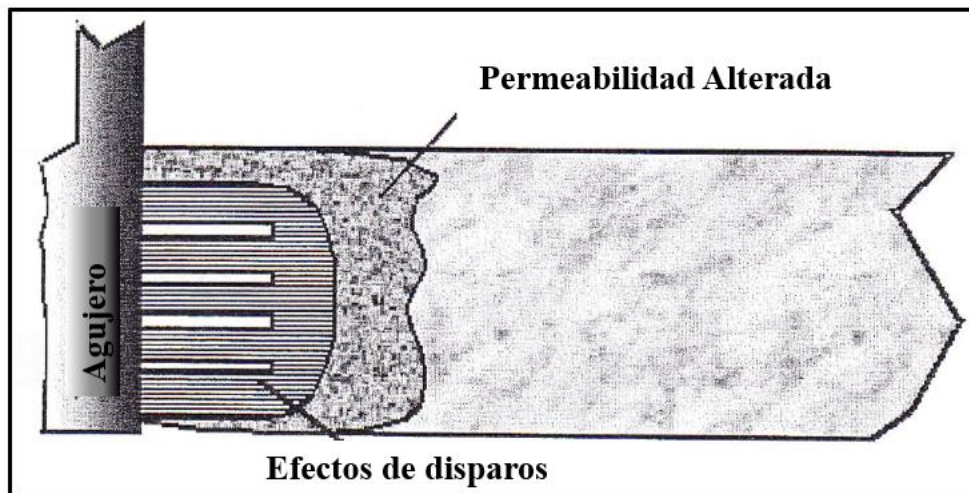


Figura 3.6 Zona dañada en la vecindad del pozo (Modificada de Economides y Hill, 1994)

La ecuación que relaciona el factor de daño adimensional, el alcance y la permeabilidad de la zona dañada, es la propuesta por Hawkins (1956). Una desventaja al utilizar la mencionada ecuación es que aun cuando ofrece una ecuación para determinar el factor de daño por daño a la formación/estimulación, los parámetros requeridos para evaluar son muy difíciles de medir de manera independiente. La ecuación de Hawkins es:

$$s_{d,s} = \left[\ln\left(\frac{r_{d,s}}{r_w}\right) \right] \left(\frac{k}{k_{d,s}} - 1 \right)$$

Donde:

- S Daño a la formación (adim)
- r_s Radio de la zona dañada o estimulada (ft)
- r_w Radio del pozo (ft)
- k Permeabilidad del yacimiento (md)
- k_s Permeabilidad de la zona dañada (md).

Esta ecuación puede ser utilizada para diseñar estimulaciones ya que se puede obtener un estimado de las permeabilidades previas y futuras, teniendo en cuenta que el radio de tratamiento está en función del tamaño del trabajo, la fuerza y las propiedades de la roca a estimular.

3.4.2 Cálculo del factor de daño en función de la eficiencia de flujo

Consiste en el cálculo del daño en función del gasto real y el gasto esperado si el pozo no presentara daño, considerando la definición de eficiencia de flujo que se expresa en la siguiente ecuación:

$$E_F = \frac{q_{real}}{q_{ideal}}$$

La cual se puede presentar de manera similar:

$$E_F = \frac{p_R - p'_{wf}}{p_R - p_{wf}}$$

Donde:

- p_R Presión del yacimiento

p_{wf} Presión de fondo

p'_{wf} Presión de fondo con daño

Introduciendo el concepto de daño en la definición de eficiencia de flujo, se obtiene la siguiente ecuación:

$$E_F = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s}$$

En la mayoría de pozos, el cociente de $\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$ varía de 6.5 a 8.5, por lo que un promedio de $\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - .75$ puede tener un valor aproximado de 7.0; dicho promedio ayuda a expresar de manera más simple la definición de eficiencia de flujo con daño (Darwesh, 2014).

$$E_F = \frac{7}{7 + s}$$

La expresión anterior puede ser relacionada con la definición inicial de eficiencia de flujo y, mediante un reacomodo algebraico se obtiene lo siguiente:

$$s = 7 \left(\frac{q_{ideal}}{q_{real}} - 1 \right)$$

Esta ecuación permite realizar un análisis de sensibilidad sencillo con el que se visualiza un estimado del posible daño presente en el pozo en función del gasto del pozo y el gasto idóneo que este debería tener.

3.4.3 Presión de Fractura

Las estimulaciones matriciales son definidas como el bombeo de fluidos por debajo de la presión de fractura, ya que si se realiza por arriba de esta presión se pueden ocasionar fracturas no deseadas en la formación, por lo que es importante

desarrollar algunos cálculos básicos para asegurar que la presión del fluido que se inyecte no exceda la presión de fractura.

Es importante tener en cuenta para estos cálculos que la presión de fractura no es directamente proporcional a la presión de poro, sobre todo cuando se realizan tratamientos en pozos con baja presión de fractura, ya que la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido en las tuberías puede ser suficiente para fracturar la formación, lo cual en algunos casos, incrementa el daño. Existen diversos métodos para calcular la presión de fractura, pero los más importantes son: el método de Hubbert y Willis, Matthews y Kelly, Eaton y el método de Daines. Dichos métodos se pueden documentar con más detalle en la tesis “Aplicación de la geomecánica en la estabilidad del agujero de un pozo en la región sur” elaborada por María del Carmen Trejo Ortiz en el año 2009.

3.4.4 Gastos de Bombeo

De acuerdo a Piot y Perthuis (1989), el gasto máximo de inyección que no fracturará la formación puede ser estimado mediante la ecuación de flujo radial de Darcy (Kalfayan, 2012):

$$q_{i,max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} kh [(g_f x H) - \Delta p_{seguro} - p]}{\mu B \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)}$$

Donde:

$q_{i,max}$	Gasto de inyección (bl/min)
k	Permeabilidad efectiva de la formación sin daño (md)
h	Espesor neto (ft)
g_f	Gradiente de fractura en (psi/ft)
H	Profundidad (ft)
Δp_{seguro}	Margen de seguridad de presión (psi) (usualmente 200-500 psi)
p	Presión de yacimiento (psi)

μ	Viscosidad del fluido a inyectar (cp)
r_e	Radio de drene (ft)
r_w	Radio del pozo (ft)
s	Factor de daño
B	Factor de volumen (tiene el valor de 1 para fluidos no compresibles).

La ecuación de Darcy es una ecuación de flujo radial simplificada que considera un fluido incompresible en una formación homogénea. No considera efectos de flujo multifásico. Esta representación de la ecuación de Darcy solo debe ser usada como una guía para ajustar el gasto inicial del tratamiento.

3.4.5 Estimación de la presión de fricción (Prouvost, 1987).

La caída de presión por fricción puede ser calculada utilizando el número de Reynolds, N_{Re} , y una relación empírica que involucre el factor de fricción de Fanning.

Para fluidos Newtonianos en tuberías circulares, el número de Reynolds se calcula con la siguiente ecuación:

$$N_{Re} = \frac{\rho u D}{\mu}$$

Donde:

u	Velocidad promedio del fluido [m/s]
D	Diámetro interno de la tubería [m]
μ	Viscosidad del fluido [Pa·s].

La relación entre el número de Reynolds y el factor de fricción de Fanning depende del régimen de flujo para fluidos newtonianos en tubería, como se indica a continuación:

Para flujo laminar ($N_{Re} < 2100$)

$$f = 16/N_{Re}$$

Para flujo turbulento ($N_{Re} > 3000$)

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4 \log_{10}(N_{Re} \sqrt{f}) - 0.4$$

Para flujo transicional ($2100 < N_{Re} < 3000$)

Para la transición de flujo laminar a flujo turbulento, el factor de fricción es interpolado por una línea recta en un gráfico log-log entre sus valores correspondientes a los números de Reynolds entre 2100 a 3000. Las expresiones anteriormente mostradas solo aplican para fluidos Newtonianos en tubería.

Durante una estimulación matricial, los fluidos de tratamiento son inyectados normalmente a gastos entre 0.5 bpm y 10 bpm. Tales gastos de inyección para fluidos Newtonianos resultan en flujo altamente turbulento en la tubería. Asumiendo que solo un tipo de fluido está presente en la tubería, la caída de presión por fricción sobre una distancia limitada de tubería de diámetro constante está dada por:

$$\Delta p_{fricción} = \frac{2f\rho u^2}{D} L$$

En unidades de campo, la ecuación anterior se transforma en:

$$\Delta p_{fricción} = 1.525 \frac{\rho q^2 f}{D^5} L$$

Donde:

$\Delta p_{fricción}$	Pérdida de presión por fricción (psi)
ρ	Densidad del fluido (lb/ft ³)
q	Gasto de bombeo (bpm)
L	Longitud (ft)
D	Diámetro de la tubería (in)
f	Factor de fricción de Fanning

3.4.6 Volúmenes de fluido.

Si se considera que el flujo del ácido a través del medio poroso es uniforme y estable, entonces el bombeo es de tipo pistón y el primer fluido dentro debe ser el último en salir. A diferencia de los tratamientos a carbonatos que crean nuevos canales de flujo, los tratamientos a areniscas con HF disuelven materiales taponantes, lo cual incrementa la permeabilidad de la formación sin desconsolidar la formación.

Las reacciones con las formaciones de areniscas son complejas, ya que el ácido fluorhídrico reaccionará con feldespatos, arcillas, silicatos y otros minerales carbonatados, considerando que la composición química no se define con precisión, además de que la distribución de los granos es altamente variable. Cuando no se cuentan con modelos de reacción, los volúmenes usados se determinan por la experiencia de los operadores.

En general, el tratamiento más efectivo está comprendido por tres partes: un prelavado, el fluido de tratamiento principal y un fluido de desplazamiento. (Economides y Nolte, 1988), a continuación, se describirá cada uno de ellos.

3.4.6.1 Volumen de prelavado

El prelavado tiene varias funciones importantes.

- Provee una separación entre el agua congénita y el HF para prevenir la formación de fluorosilicatos de sodio o potasio.
- Reacciona con los minerales carbonatados en la formación para prevenir su reacción con el HF.

El volumen del prelavado de ácido depende del contenido de carbonato, sin embargo, un volumen mínimo puede ser calculado con base en el desplazamiento del agua congénita y en el mezclado de fluido a medida que son bombeados en la

tubería. El volumen requerido para desplazar los fluidos de formación a una distancia radial, r_s , puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$V_p = 7.48[\phi(r_s^2 - r_w^2)\pi]$$

Donde:

- V_p Volumen poroso a la distancia r_s (gal/ft)
- ϕ Porosidad (fracción)
- r_s Distancia necesaria para penetrar el daño o sección desplazada (ft).

El volumen requerido para disolver todo el material soluble en ácido HCL a una distancia radial, r_s , está dado por:

$$V_{HCl} = 7.48 \frac{\pi(1 - \phi)X_{HCl}[r_s^2 - r_w^2]}{\beta}$$

Donde:

- V_{HCl} volumen de *HCl* requerido (gal/ft)
- X_{HCl} Fracción de roca soluble en *HCl*
- β Coeficiente de disolución expresada como la cantidad de roca disuelta por galón de ácido, el cual está relacionada con el poder del ácido.

Cuando el contenido de carbonato en la formación de areniscas es muy bajo, parecería que solo un pequeño volumen de HCL o ninguno se debería utilizar; posiblemente un prelavado con solvente o una salmuera fuera suficiente, sin embargo, un volumen substancial de HCL es necesario para completar el intercambio de cationes de las arcillas por protones. Si este paso es ignorado, las arcillas serán capaces de intercambiar cationes con el fluido principal de HF, lo cual incrementará el pH lo cual promoverá la precipitación de minerales (Gdanski y Peavy, 1986).

3.4.6.2 Volumen del fluido principal

El diseño óptimo para un tratamiento regular con “mud acid” comúnmente utiliza entre 125 y 200 galones por pie de formación a estimular (Economides y Nolte, 1988). Estos valores se soportan en un análisis estadístico de 174 tratamientos en la costa del Golfo de Texas llevado a cabo por Gidley y cols. en 1976, valores que son consistentes con cifras propuestas por Lafleur y Johnson (1973) en el Mar del Norte y por Smith y cols (1965). Sin embargo, un estudio más reciente por Gidley (1985) demuestra que muchos tratamientos han sido realizados con menores volúmenes de ácido.

Se pueden emplear pruebas de ensayo y error o mediciones de la inyectividad para calcular el volumen óptimo a utilizar, sin embargo, con el fin de reducir estas prácticas laboriosas, la evaluación de la evolución del daño durante el tratamiento es una técnica altamente recomendable.

3.4.6.3 Volumen de desplazamiento

El fluido de desplazamiento para un “mud acid” puede ser entre un ácido clorhídrico al 3-10%, cloruro de amonio o un hidrocarburo ligero como un diésel. Para un pozo productor de gas, el nitrógeno pudiera ser utilizado para el desplazamiento. Otros métodos de desplazamiento pudieran ser considerados por motivos especiales, tales como la limpieza del método de divergencia.

El volumen de desplazamiento utilizado exitosamente ha variado de 50 galones por pie de formación estimulada a 1.5 veces el volumen del tratamiento principal. El propósito principal es desplazar los potenciales precipitados dentro de los poros de la formación dentro de un radio de penetración de 4 pies.

4 Evaluación de una estimulación matricial

Las estimulaciones matriciales rara vez son justificadas económicamente, usualmente la efectividad es medida a través de un aparente incremento en el índice de productividad (o inyektividad), sin el beneficio de una prueba de incremento de presión posterior al tratamiento. El incremento en el índice de productividad o inyektividad, aunque es deseable, podría no proveer un escenario real de las condiciones óptimas del pozo.

El efecto total del daño puede ser determinado mediante la aplicación de una prueba de incremento de presión en el pozo, permitiendo con ello determinar el daño total (S_t) en la zona productora. El daño a la formación (S_f) por efectos mecánicos (tales como una mala terminación, perforaciones inapropiadas y penetración parcial) puede en ocasiones ocultar los componentes del daño a la formación. Un análisis apropiado del comportamiento de producción del pozo permite identificar y separar los efectos de dichos daños a la formación. Solo la porción del efecto resultante “*skin*” (daño a la formación) puede ser removido mediante la aplicación de un tratamiento matricial, reduciendo el efecto total del daño atribuible a daño a la formación. Para determinar la factibilidad de que un tratamiento de estimulación matricial sea económicamente viable, el volumen inyectado y el tiempo de bombeo deben ser minimizados.

Para evaluar la efectividad de un tratamiento matricial, se han realizado varios procedimientos que involucran el monitoreo en tiempo real de la evolución del efecto del daño, a fin de conocer si el volumen de fluido inyectado es el óptimo o si es necesario realizar algunas modificaciones en la inyección de los productos subsecuentes.

Las técnicas de monitoreo en tiempo real fueron introducidas por McLeod y Coulter (1969) y Paccaloni (1979) y posteriormente se fortalecieron con los trabajos de Prouvost y Economides (1987), Behenna (1994) y Hill y Zhu (1994).

4.1 Determinación de los parámetros de fondo mediante mediciones en cabeza de pozo

En la mayoría de los tratamientos de estimulaciones matriciales se registran las presiones en cabeza y los gastos de bombeo. Idealmente se debe contar con un registro de presión en el fondo del pozo, sin embargo, debido a la naturaleza corrosiva de algunos de los fluidos utilizados en el tratamiento, se restringe el uso de dispositivos registradores de fondo y medidores de flujo. Con base en lo anterior, los valores de presión en el fondo del pozo son a menudo extrapolados con las mediciones hechas en superficie, mediante aplicaciones simples de balance de energía mecánica y estimando la carga hidrostática y las pérdidas de presión por fricción.

Cuando los fluidos de estimulación son inyectados a través de una tubería flexible o a través de tubería de producción, la medición de la presión de inyección de fondo puede ser determinada a través del espacio anular entre las tuberías. También se pueden utilizar los dispositivos llamados ecómetros, los que miden el nivel de fluidos en el espacio anular, si la presión en cabeza del pozo está por debajo de la hidrostática.

Para determinar la evolución del daño a la formación durante un tratamiento de estimulación, se han realizado varios procedimientos que permiten interpretar las presiones registradas. A continuación, se describen las principales características de las técnicas utilizadas.

4.2 Técnica de McLeod y Coulter

En esta técnica, cada etapa de bombeo o de cierre durante el tratamiento es considerada una prueba de pozo individual y corta (McLeod y Coulter, 1969). La respuesta de la presión del yacimiento en flujo transitorio durante el bombeo de los fluidos es analizada e interpretada, lo que permite determinar el efecto de daño a la formación y la transmisibilidad de la formación. La técnica utiliza métodos de análisis de presión en flujo transitorio convencionales, más conocido como la solución línea

fuente a la ecuación de difusión y al principio de superposición (Mathews and Rusell, 1967; Earlougher, 1977). La solución línea fuente es válida cuando el pozo se produce a gastos constantes en un modelo de yacimiento infinito; también es válida para un yacimiento cerrado en donde no se han presentado los efectos de sus fronteras. La misma ecuación se puede utilizar para pruebas de incremento a un gasto de inyección constante. Una ventaja de utilizar una prueba de incremento a gasto constante es que el fluido inyectado no es tan compresible como los fluidos producidos, por tanto, el coeficiente de almacenamiento encontrado en pozos productores no es comparable al de los pozos inyectoros.

En pruebas de inyección donde existe daño a la formación, se obtiene una línea recta más inclinada que la correspondiente a la permeabilidad de formación. La pendiente de esta línea puede ser utilizada como referencia para estimar permeabilidades promedio de la zona dañada si una corrección es aplicada (Raymond, 1966). Sin embargo, la corrección en la mayoría de las pruebas de inyección con líquidos es insignificante a menos que la permeabilidad de la zona dañada sea alrededor de 1 md o menos. McLeod y Coulter, 1969, adicionalmente proponen una ecuación para calcular el radio de la zona dañada:

$$r_d = \left(\frac{kt_i}{1690\phi\mu c} \right)^{\frac{1}{2}} = r_e^* \text{ at } t = t_i$$

En donde t_i es el tiempo al que las dos líneas rectas representantes de la zona dañada y de la formación sin daño intersecan en un gráfico de presión contra el log del tiempo, como se muestra en la **Figura 4.1**.

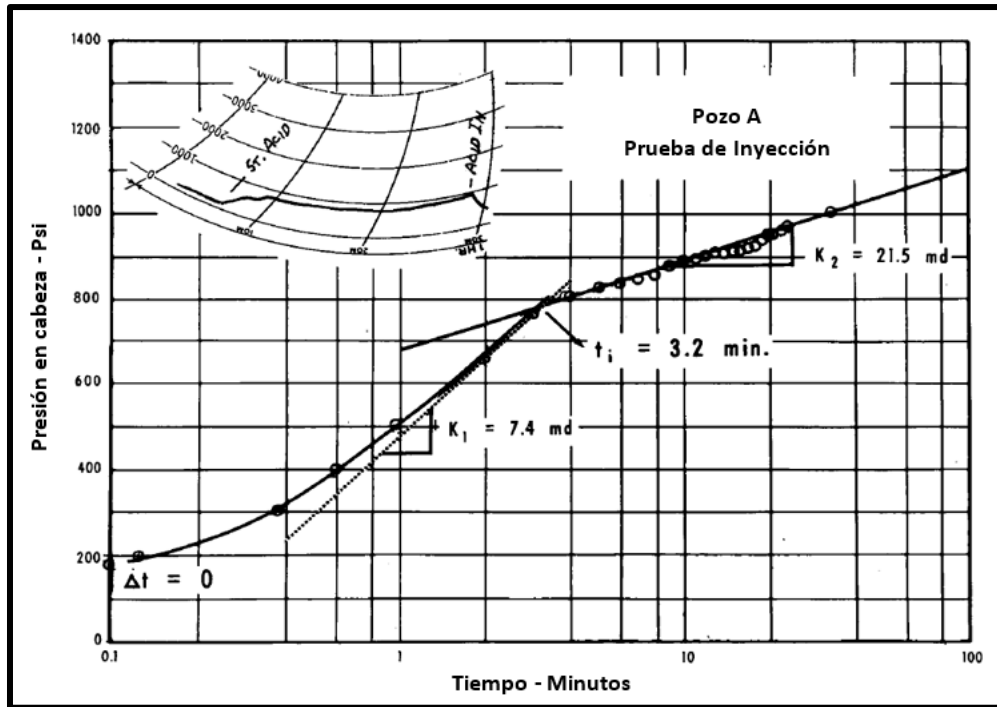


Figura 4.1. Ejemplo de una prueba de inyección a una formación con daño presente (Modificada de McLeod, 1969)

Aunque los resultados no son presentados en términos del daño a la formación sino en términos de permeabilidad y radio de la zona dañada (derivado de la naturaleza corta de la prueba), el objetivo es esencialmente el mismo: determinar las propiedades de la zona dañada. Estas cantidades pueden ser verificadas con cálculos similares con ayuda de una prueba fall-off de acuerdo con técnicas estándares descritas por Matthews y Russell, 1967 (Ver **Figura 4.2**). El principio de superposición se utiliza para incluir los efectos de varios gastos de inyección y/o cierres.

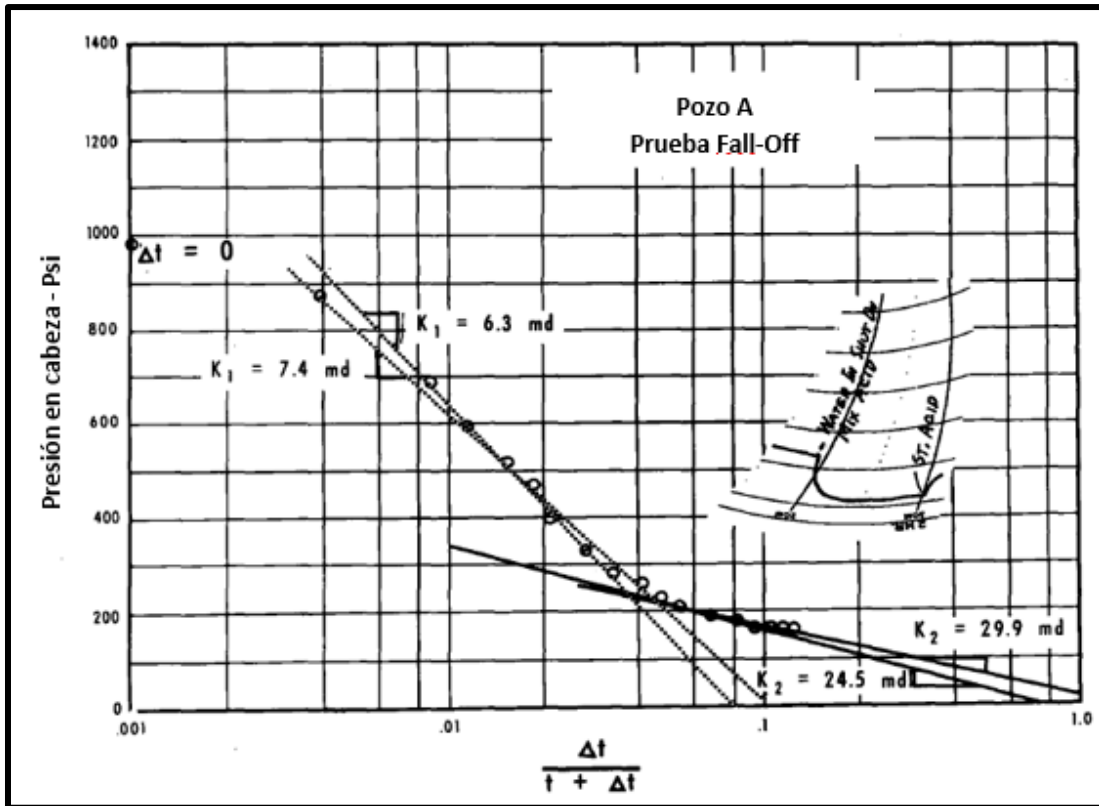


Figura 4.2. Ejemplo de una Prueba de Fall-Off a una formación con daño presente (Modificada de McLeod, 1969)

Para períodos cortos de inyección, la prueba de inyección transitoria es más confiable que una prueba fall-off. Se puede obtener una lectura en superficie para una inyección, mientras que en una prueba fall-off considerablemente larga, el pozo podría entrar en vacío. Se recomienda que antes de terminar una prueba de “fall-off” se inyecte un volumen alto de fluido de desplazamiento con la finalidad de generar suficiente presión en la cabeza para obtener una lectura de presión precisa.

Esta técnica tiene algunos inconvenientes:

- El análisis de presiones transitorias solo es válido si el efecto de daño a la formación no cambia cuando el conjunto de datos de presión para una interpretación particular está siendo registrado. Esto no sería el caso cuando fluidos reactivos son inyectados a la formación para remover el daño, por lo tanto, para estar en lo correcto, este método requiere

inicialmente el bombeo de un bache de fluido inerte (no reactivo) cada vez que la remoción del daño requiera ser evaluado, lo cual no es práctico.

- No es posible la continua evaluación de la evolución del tratamiento, por lo que las medidas del efecto de daño a la formación solo son posibles a tiempos discretos durante el tiempo del tratamiento, a menudo antes y después del mismo, por lo tanto, el análisis en tiempo real no es factible.

4.3 Técnica de Paccaloni

El segundo método, presentado por Paccaloni (1979), utiliza presiones instantáneas y valores de gastos para registrar el daño a la formación en un momento específico durante el tratamiento. Este método está basado en la ecuación pseudo-estacionario, de una sola fase, con flujo radial y horizontal en el yacimiento; como se expresa en la **Ecuación 4.3.1**:

$$P_{iw} - P_e = \frac{141.2q_i B \mu}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right) \dots \text{Ec. 4.3.1}$$

Donde:

P_{iw}	Presión de bombeo de fondo
P_e	Presión de yacimiento
q_i	Gasto de bombeo
B	Factor de volumen del líquido inyectado a la formación
μ	Viscosidad del fluido
k	Permeabilidad de la formación
h	Espesor de la zona tratada
r_e	Radio de drene
r_w	Radio del pozo
s	Efecto del daño a la formación.

Pacaloni (1979) utiliza un valor constante arbitrario para el radio de penetración del ácido denominado r_b y el concepto de radio del pozo efectivo $r_w = r_w e^{-s}$, para modificar la **Ecuación 4.3.1** en:

$$P_{iw} - P_e = \frac{141.2q_i B \mu}{kh} \left[\ln \frac{r_b}{r_w} \right] \dots \text{Ec. 4.3.2}$$

Asumiendo que el producto kh (espesor-permeabilidad) de la zona a tratar es conocido, la presión del fondo del pozo correspondiente a un gasto de bombeo constante puede ser calculada para cualquier valor del factor de daño a la formación. Las presiones en el fondo del pozo pueden ser obtenidas de las presiones en cabeza en cualquier momento mediante el cálculo de la cabeza hidrostática y la pérdida de presión por fricción. A cualquier tiempo, un match de presiones medidas en la cabeza con presiones en la cabeza referidas a factores de daño, proporcionaría el valor real del factor de daño.

Pacaloni utiliza el concepto de una relación de daño (DR), el cual se obtiene al adecuar la **Ecuación 4.3.1** bajo condiciones ideales ($s = 0$) y reales ($s \neq \text{diferente de } 0$) y después, obteniendo las relaciones de Índices de Productividad, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$DR = \frac{J_{ideal}}{J_{real}} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots \text{Ec. 4.3.3}$$

En la **Figura 4.3** se muestra una serie de curvas de relaciones de daño para un rango de gastos de inyección y presiones en la cabeza del pozo calculadas. La **Tabla 4.3.1** enlista las variables del pozo y del yacimiento para su construcción.

El método de Pacaloni (1979) implica que a medida que se bombea el ácido, se sobrepone la presión en cabeza del pozo medida en la gráfica, mostrando la evolución del tratamiento de estimulación. Esto se muestra con las líneas discontinuas en la **Figura 4.3**.

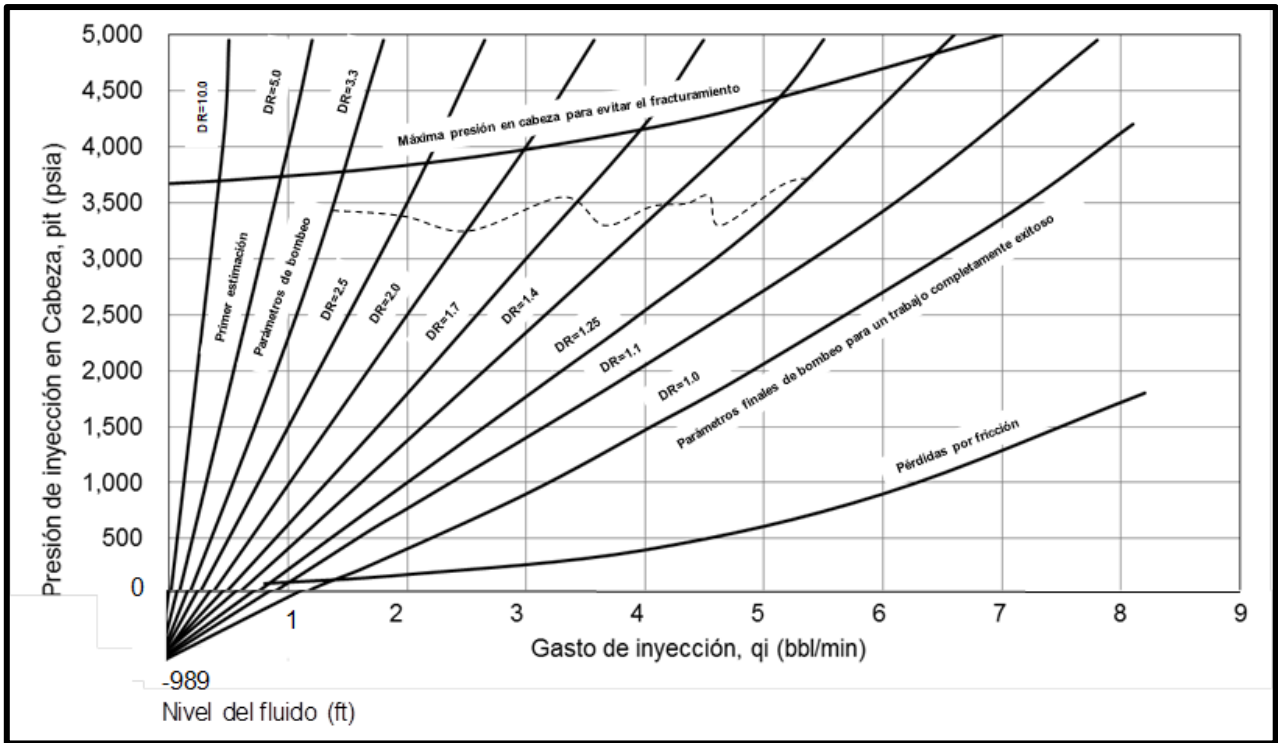


Figura 4.3. Gráfico de control de trabajo (Modificada de Paccaloni, 1979)

Dato	Valor	Unidades
Profundidad (H)	13,540	ft
Densidad (ρ)	8.9 (66.6)	lbm/gal (lbm/ft ³)
Viscosidad (μ)	0.7	cp
Presión de yacimiento (P_e)	5,805	psi
Caída de presión hidrostática (Δph)	6,262	psi
Espesor por tratar (h)	30	ft
Permeabilidad (k)	35	mD
Radio del pozo (r_w)	0.25	ft
Radio de drene (r_e)	800	ft
Diámetro Interior de la TP (d_i)	2,992	in
Longitud de la Tubería TP1 (L_{t1})	12,750	ft
Diámetro Interior de la TP2 (d_i)	2.441	in
Longitud de la Tubería TP2 (L_{t2})	750	ft
Radio de invasión del ácido (r_b)	4	ft

Tabla 4.3.1. Datos del pozo y fluido utilizados. Para la Figura 4.3 (Modificada de Paccaloni, 1979).

Entre las suposiciones enlistadas en el método de Paccaloni, la correspondiente al estado “pseudo-estacionario” puede ocasionar errores potenciales. Aunque se asume un estado pseudo-estacionario, el comportamiento transitorio está presente en periodos de tiempo mucho mayores que los de la inyección. Para un yacimiento radial, por ejemplo, el tiempo pseudo-estacionario se representa por la siguiente ecuación:

$$t_{pss} = \frac{1000\phi\mu C_t r_e^2}{k} \dots \text{Ec. 4.3.4}$$

Donde

C_t compresibilidad total.

Para un yacimiento típico de aceite ($\Phi = 0.25$, $\mu = 1$ cp, $C_t = 5$ psi⁻¹, $k = 50$ mD, 80 acres de espesor y $r_e = 1,000$ ft (305 m), el tiempo en estado pseudo estacionario es más de 50 horas, el cual es significativamente más largo que el tiempo de bombeo normal para un trabajo típico de estimulación matricial.

Cabe mencionar que este método fue propuesto para facilitar a los ingenieros de producción el mejoramiento del diseño de estimulación, su ejecución y evaluación. Paccaloni (1979) menciona que nunca fue propuesta como una herramienta de yacimientos capaz de proveer un valor de factor de daño en sustituto de las pruebas de presión de incremento y/o decremento.

En la **Figura 4.4** se presenta una comparativa de la evolución de la presión de fondo utilizando los modelos de flujo pseudo-estacionario y transitorio. La simulación fue generada para un $q_i = 0.5$ bl/min, $kh = 1,000$ mD-ft, $\phi = 0.2$, $C_t = 1.5 \times 10^{-5}$ psi⁻¹ y $r_w = 3$ ft (0.91 m). La diferencia en la presión inicial de las dos curvas en la **Figura 4.4** puede ser identificada como el resultado de un efecto de daño adicional, donde tal efecto de daño a la formación no existe.

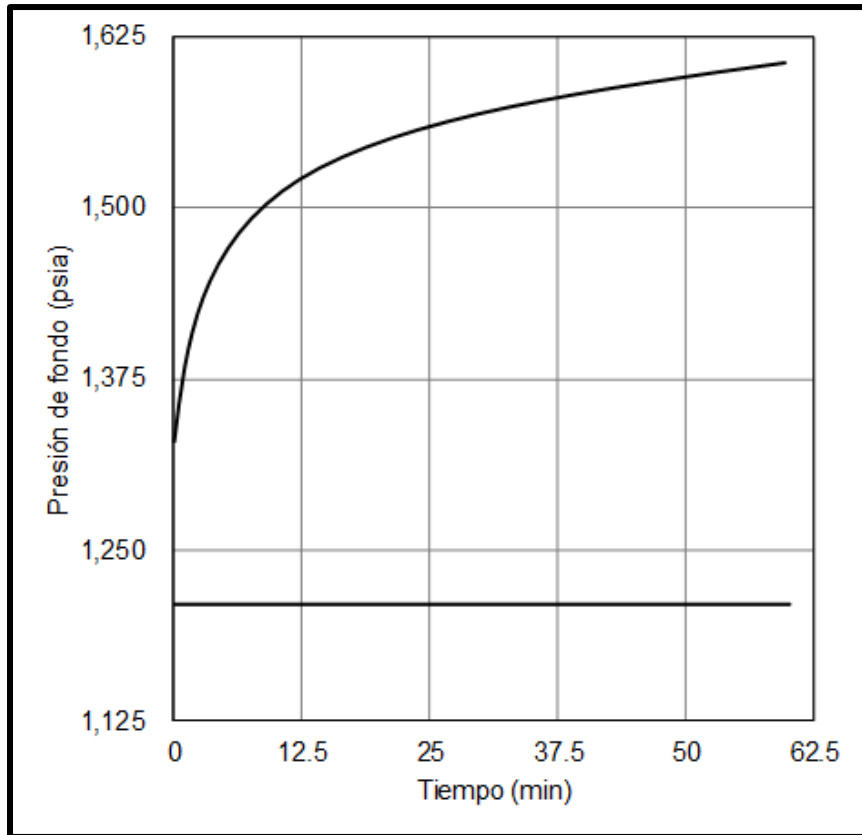


Figura 4.4. Comparación de las respuestas de presión de fondo calculadas entre estado-estable y transitorio (Modificada de Prouvost 1987).

En la **Figura 4.4**, después de cerca de una 1 hora de bombeo, se puede ver una diferencia de presión igual a 400 psi, este efecto de daño adicional aparente es igual a un valor aproximado de 4 y se puede calcular por la **Ecuación 4.3.5**:

$$\Delta s = \frac{kh\Delta P_{inicial}}{141.2q_i\beta\mu} \dots \text{Ec. 4.3.5}$$

La implicación práctica, es que se podría utilizar más ácido para erradicar este aparente efecto de daño a la formación cuando, de hecho, la diferencia de presión es debido a un fenómeno transitorio. Adicionalmente, Paccaloni (1979) aconseja evitar el uso de divergentes a menos que se tengan macro fracturas en la zona a tratar. Es recomendable usar el máximo delta de presión disponible al momento de inyectar el fluido, siempre y cuando no se rebase la presión de fractura.

4.4 Método de Prouvost y Economides

La técnica presentada por Prouvost y Economides (1987) permite calcular continuamente el factor de daño a la formación durante el curso del tratamiento y contabiliza la respuesta por efecto transitorio. La técnica está basada en comparaciones continuas de presiones medidas y simuladas; la disminución en la diferencia de las presiones es atribuida a la remoción del daño a la formación. El empleo de este método requiere de una correcta caracterización del yacimiento y un modelo adecuado de pozo.

El método de Prouvost y Economides (1987) simula la respuesta de la presión del yacimiento al bombeo de fluidos, utilizando la secuencia de gastos medidos durante la ejecución del trabajo. Cada simulación es desarrollada con un factor de daño a la formación S_o constante. En cualquier momento, la diferencia entre la presión de respuesta simulada $P_{sim}(t, S_o)$ y el valor medido $P_{med}(t)$ es interpretada como el resultado de la diferencia del daño a la formación real y el valor utilizado para la simulación (S_o).

Todos los efectos que influyen en la respuesta de la presión son responsables por la estimulación realizada. La diferencia entre la presión simulada y la presión verdadera se atribuye al cambio en el efecto de daño a la formación a un tiempo t , lo que se determina con la siguiente ecuación:

$$S_t = S_o + \frac{kh}{141.2q(t)\beta(t)\mu(t)} [P_{med}(t) - P_{sim}(t, S_o)]$$

Donde:

$S(t)$ Factor de daño a un tiempo t

$q(t)$ Gasto de inyección en función del tiempo

$B(t)$ Factor de volumen del fluido bombeado en función del tiempo

$\mu(t)$ Viscosidad de fluido bombeado en función del tiempo t

El método puede ser ejecutado en tiempo real, donde la presión del fondo del pozo “medida” puede ser determinada a partir de los valores de la presión de cabeza medida, como se mostró anteriormente. Por lo tanto, la evolución del efecto de daño a la formación contra el tiempo puede ser obtenida utilizando la ecuación mostrada anteriormente.

4.4.1 Determinación de las características del yacimiento requeridas para la presión simulada

La simulación de la respuesta a la presión, descrita anteriormente, requiere de un buen conocimiento del yacimiento y del valor inicial del daño a la formación. En el caso de haber realizado una prueba al pozo previamente, es recomendable realizar el siguiente procedimiento para ajustar cualquier cambio debido al tiempo, ocurrido entre la prueba y el momento del tratamiento ácido.

Este procedimiento se aplica principalmente en pozos de aceite e inyectores de agua y, está basado en pruebas de inyección “*Fall-Off*”, en las que los fluidos del yacimiento en el pozo son desplazados e inyectados dentro de la formación, de la siguiente manera:

1. Desplazar los fluidos del yacimiento contenidos en las Tuberías de Producción antes del tratamiento hacia el yacimiento a un gasto matricial (gasto menor al de la Presión de Fractura). Para ahorrar tiempo de bombeo, este fluido puede ser desplazado por el primer fluido del tratamiento.
2. Parar bombeo antes que cualquier fluido externo sea inyectado en la formación. La evolución de la presión con el tiempo durante este periodo debe ser registrado típicamente por un periodo de una hora, dependiendo de los parámetros del yacimiento, hasta obtener información útil sobre el yacimiento.

3. Realizar análisis de datos de curvas de presión (“*Fall-Off*”), para obtener el modelo del comportamiento del yacimiento y las variables asociadas al pozo y al yacimiento, tales como el producto espesor-permeabilidad (kh) y especialmente el valor inicial del efecto de daño a la formación (S_t).

En el caso de yacimientos laminados generalmente se tiene la ausencia de mayor detalle en las mediciones del fondo del pozo, los resultados de esta técnica solo pueden entregar un factor de daño promedio. El conocimiento del tipo de yacimiento, de los parámetros de la formación y fluidos, ayudan a determinar la respuesta de la presión en el pozo para cualquier histórico de bombeo.

Esta técnica puede ser generalizada variando los gastos de bombeo en lugar de simplemente detener el bombeo, como se describe en el segundo paso del procedimiento, sin embargo, esto puede ocasionar algún error en el cálculo de las caídas de presión por fricción.

4.4.2 Ejemplo de cálculo, empleando el método de Prouvost y Economides.

En el perfil de bombeo de la **Figura 4.5**, el gasto de bombeo realizado en un tiempo de 1.5 hrs se mantuvo aproximadamente a 1 bl/min (1,440 bpd) y posteriormente se redujo a 0.25 bl/min (360 bpd). La presión del fondo del pozo “medida” que aparece en la parte superior de la curva en la **Figura 4.6**, se calculó usando las presiones en cabeza del pozo registradas. Bajo esta curva se encuentra la presión de respuesta simulada, utilizando el perfil de inyección de la **Figura 4.5** como un dato y el efecto de daño a la formación igual a cero.

Para este pozo el producto permeabilidad-espesor $kh = 5,000$ mD-ft, la constante de almacenamiento del pozo $C = 2.6 \times 10^{-3}$ bl/psi y la porosidad $\phi = 0.22$. Usualmente, tanto el factor de volumen de formación B y la viscosidad μ son utilizados como igual a uno para el agua (Prouvost, 1987).

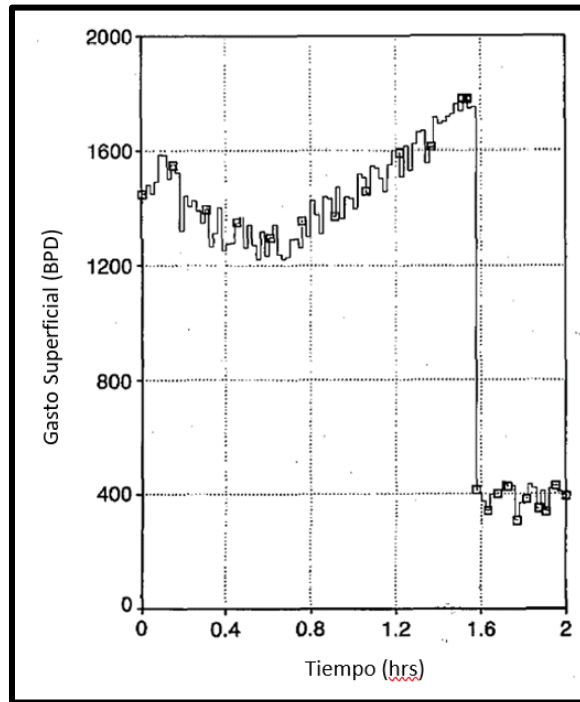


Figura 4.5. Perfil de gasto de inyección (Modificada de Prouvost, 1987).

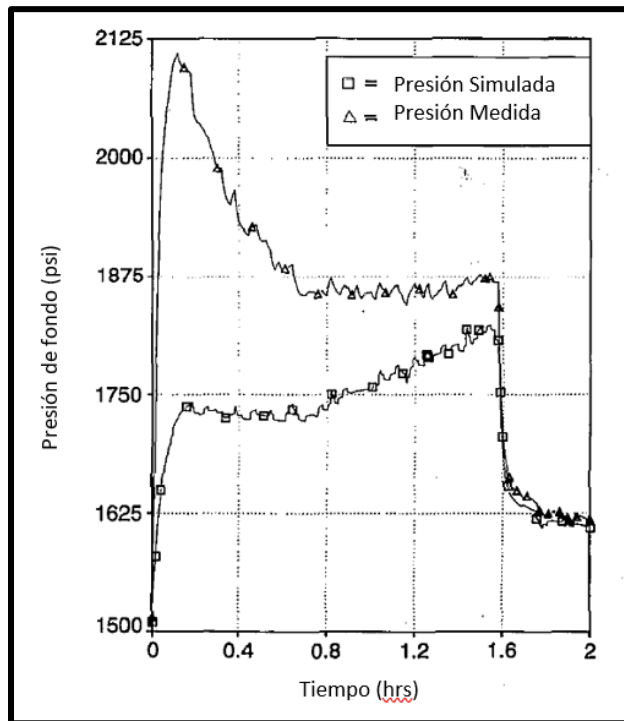


Figura 4.6. Presión de fondo calculada (con base en una presión de cabeza medida) y respuesta de presión simulada con efecto de daño cero (Modificada de Prouvost, 1987).

El método de Prouvost y Economides (1987) atribuye la diferencia entre las dos curvas de la **Figura 4.6** al factor de daño a la formación. Como se puede ver en la gráfica, la diferencia en las presiones de fondo del pozo disminuye a medida que el bombeo continuó; a pesar de que se redujo el gasto, después de 1.5 hrs las dos curvas coinciden, mostrando la efectividad del trabajo.

La evolución del efecto de daño asociado se muestra en la **Figura 4.7**, donde la curva inferior es el efecto por daño determinado mediante la técnica de Prouvost y Economides (1987). Los valores iniciales fueron obtenidos mediante pruebas de inyección/caída de presión.

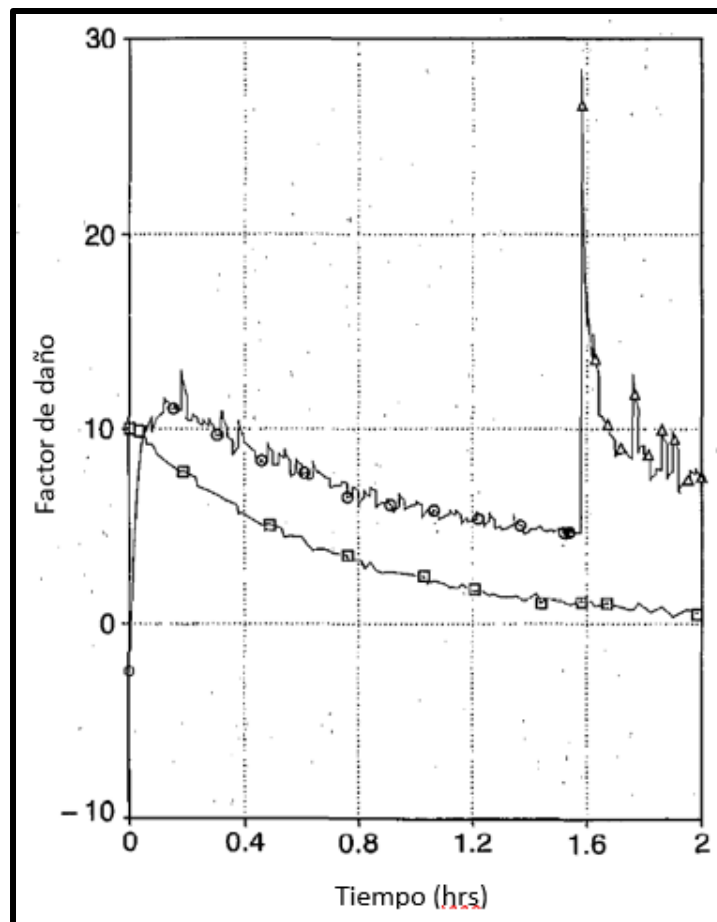


Figura 4.7. Ejemplo de cálculo de la evolución del efecto del daño (Modificada de Prouvost, 1987).

En la **Figura 4.7** se observa que el efecto de daño se reduce suavemente durante el bombeo de los sistemas ácidos y se aproxima al valor de cero después de aproximadamente dos horas de operación. Por arriba de esta curva, se encuentra la curva por efecto de daño calculada por la técnica de Paccaloni (1979), en donde se identifica una sobre estimación del daño debida a la mala identificación de una cierta cantidad de presiones transitorias.

Un punto interesante es analizar lo que ocurre cuando se disminuye el gasto de bombeo, la consideración del método pseudo-estacionario aplicado por Paccaloni (1979) requiere de una reducción análoga en la caída de presión. Debido a que este efecto no es previsto, ocurre un incremento substancial (a menudo no realista) en el efecto del daño calculado.

4.5 Método de Behenna

Una modificación a la técnica de Prouvost y Economides (1987) fue hecha por Behenna (1994), quien consideró los efectos de agentes divergentes, eliminando los aumentos de presión ocasionadas por estos a la presión del fondo del pozo pudo representar la evolución verdadera del factor de daño. Este efecto de pseudodaño corrige la respuesta de la presión observada por una cantidad similar al incremento de presión ocasionado por la colocación del divergente en la formación para el desvío de los fluidos a otras zonas no acidificadas. La **Figura 4.8** muestra un ejemplo de aplicación del método de Behenna (1994).

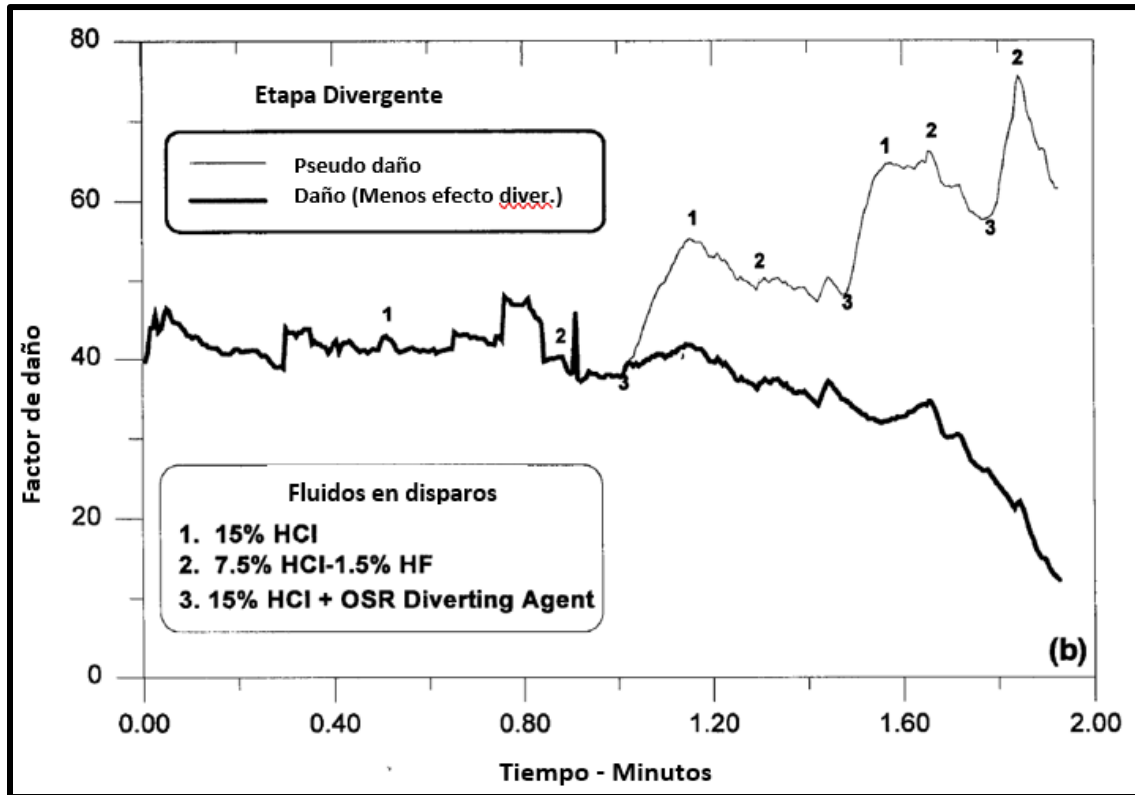


Figura 4.8. Evolución del efecto del daño con la presencia de agentes divergentes (Modificada de Behenna,1994).

Esta técnica asume que todas las respuestas subsecuentes son debido a la remoción del daño y no producto del agente divergente. Una segunda extensión que ofrece el método de Behenna (1994), es el uso de la derivación del efecto de daño con el tiempo, como ayuda al diagnóstico. La gráfica obtenida acentúa periodos de cambios rápidos del factor de daño, sin embargo, amplifica cualquier ruido en los datos por lo que requiere un suavizado antes que la tendencia pueda ser vista. La declinación de la gráfica obtenida es útil para cuantificar el gasto al cual el daño a la formación es removido. Entre más crítica sea la caída de la curva, más rápido es el cambio en el gasto, tal como se muestra en la **Figura 4.9**.

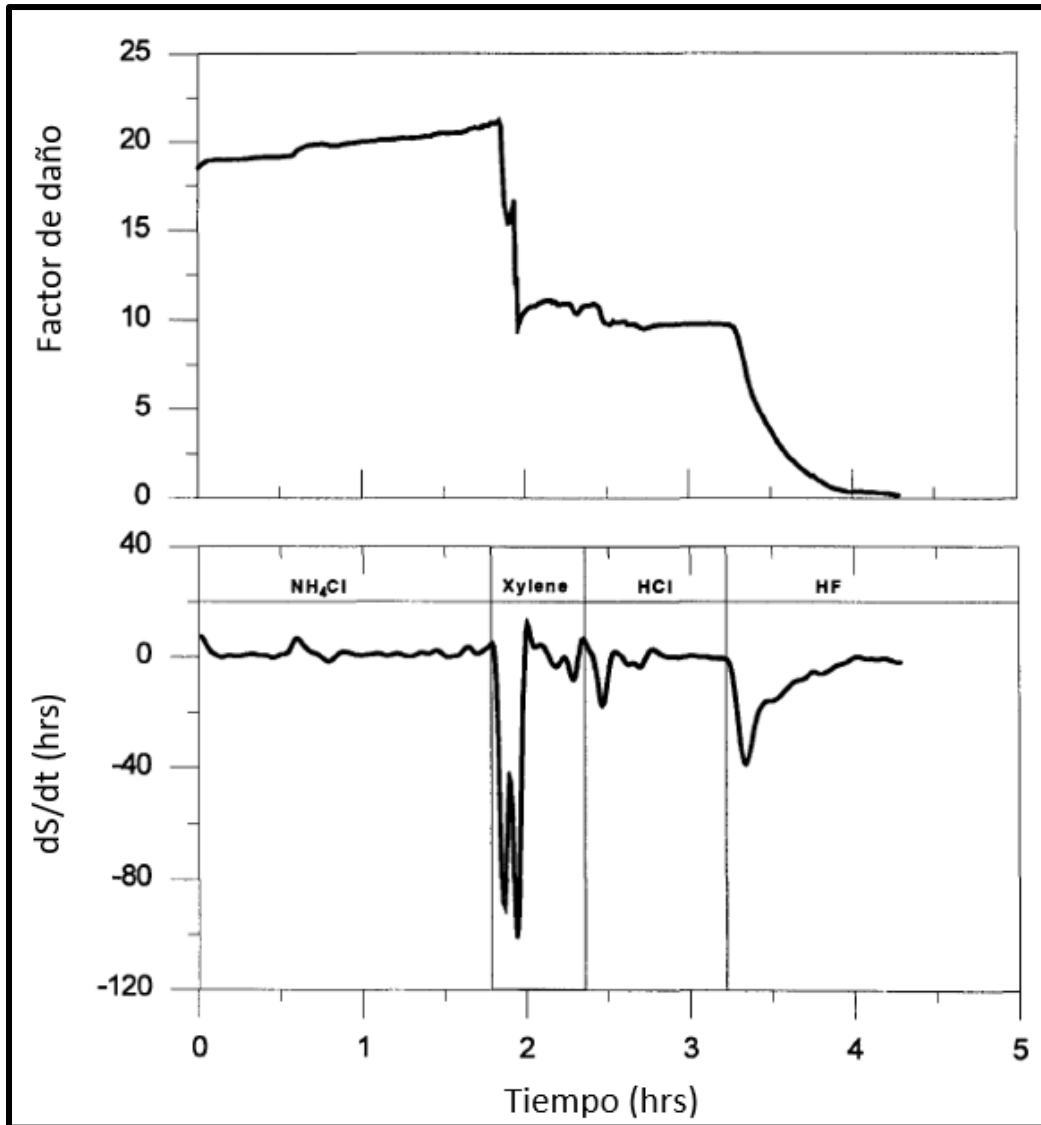


Figura 4.9. (a) Factor de daño evolucionando durante un tratamiento de HCL, (b) Gráfico especializado de la derivada del factor de daño en respecto al tiempo (Modificada de Behenna 1994).

4.6 Método de Hill y Zhu

Hill y Zhu (1996) propusieron una técnica de monitoreo en tiempo real que toma tanto el enfoque del método de Paccaloni (1979), como los efectos por flujo transitorio sugerido por Prouvost y Economides (1987, 1989). El método utiliza una expresión obtenida de los métodos de análisis transitorios ampliamente descrita en la literatura (Earlhougher, 1977), que se muestra en la **Ecuación 4.6.1**:

$$\frac{P_i - P_{wf}}{q_N} = m' \sum_{j=1}^N \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_N} \log(t - t_{j-1}) \right] + b' \dots \text{Ec. 4.6.1}$$

Donde

P_i Presión inicial del yacimiento.

P_{wf} Presión del fondo fluyendo, y:

$$m' = \frac{162.6B\mu}{kh} \dots \text{Ec. 4.6.2}$$

$$b' = m' \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right] \dots \text{Ec. 4.6.3}$$

De la **Ecuación 4.6.1**, se obtiene una gráfica del inverso del índice de inyectividad contra la función del tiempo de superposición Δt_{sup} , la cual se expresa como:

$$\Delta t_{sup} = \sum_{j=1}^N \left(\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \right) \log(t - t_{j-1}) \dots \text{Ec. 4.6.4}$$

Con todos los parámetros constantes, se obtiene una gráfica con una línea recta con pendiente m' y ordenada al origen b' . En esta técnica, se grafican una serie de líneas rectas con diferentes efectos de daño a varios gastos y tiempos antes de realizar el tratamiento (**Ver Figura 5**); esto con el objetivo de monitorear el factor de daño a lo largo de la estimulación.

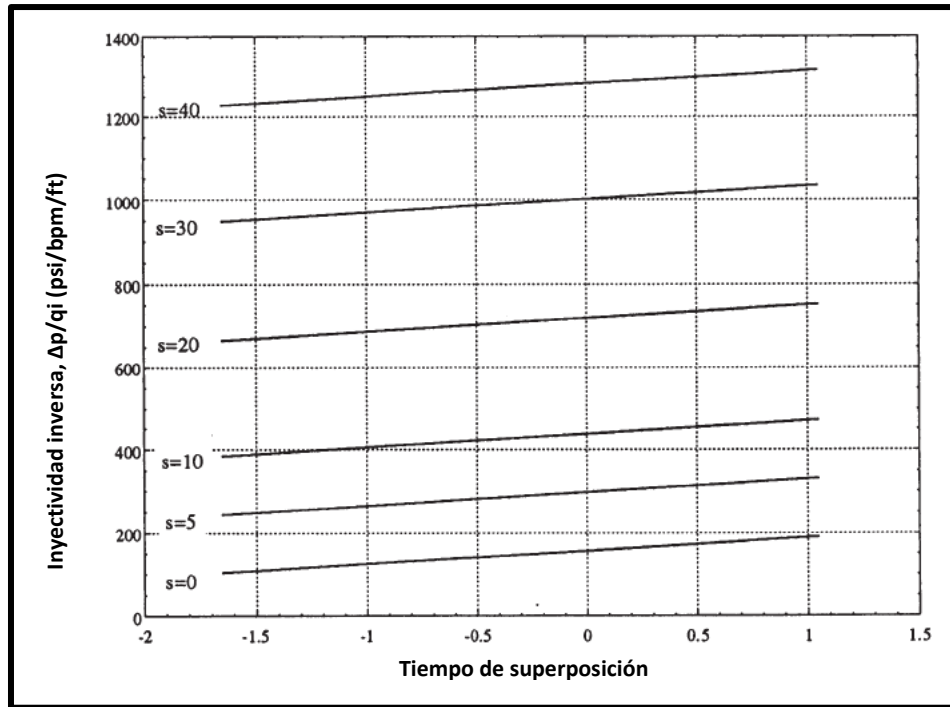


Figura 5. Gráfico diagnóstico del inverso del índice de inyectividad (Modificado de Hill y Zhu, 1994)

Se utilizan un rango de valores arbitrarios de la función de tiempo de superposición para construir el gráfico mostrado; la cédula de bombeo diseñada puede servir como guía para asegurar que se utilicen el rango de valores apropiados.

A continuación, se presenta un ejemplo de la aplicación del método de Hill y Zhu.

4.6.1 Ejemplo de cálculo, empleando el método de Hill y Zhu.

En la **Figura 5.1** se muestra un ejemplo de aplicación del método de Hill y Zhu (1994), la información empleada se muestra en las **Tablas 4.6.1** y **4.6.2** (Prouvost y Economides, 1989) (Hill y Zhu, 1994). A medida que se presentan los cambios en el efecto de daño durante el tratamiento de estimulación matricial, $\Delta p/q_i$ cambia de una línea a otra. El cambio en el efecto de daño es monitoreado al comparar $\Delta p/q_i$ vs la respuesta de Δt_{sup} . Como en la técnica de Paccaloni (1979), esta gráfica de control es utilizada en el campo para monitorear el comportamiento de la operación. La ventaja de esta técnica comparada con la técnica de Paccaloni (1979), es que

este incluye los efectos transitorios causados por los cambios en el gasto de bombeo.

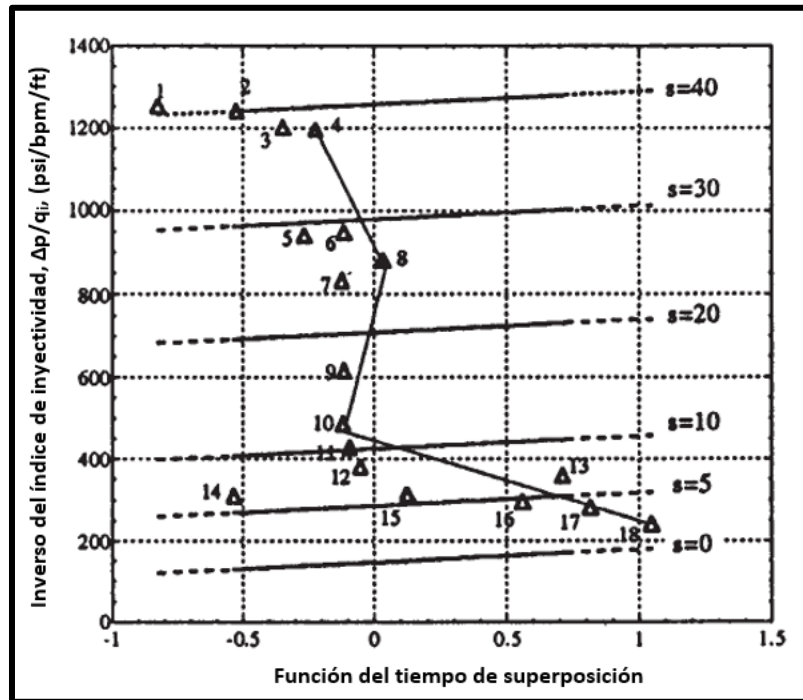


Figura 5.1. Gráfica del inverso del índice de Inyectividad utilizando la técnica de Hill y Zhu (Modificado de Hill y Zhu, 1994) y los datos de las **Tablas 4.6.1** y **4.6.2**.

Parámetro	Valor	Unidades
Permeabilidad (k)	80	mD
Espesor (h)	253	ft
Radio del pozo (r_w)	0.51	ft
Porosidad (ϕ)	0.2	Fracción
Producto ($\beta * \mu$)	2.8	RB/STB * cp
Presión de Yacimiento (P_i)	2,000	psi
Compresibilidad (C_t)	10^{-5}	psi ⁻¹
Gasto de Inyección (q_i)	2	bl/min
Daño inicial (S_o)	40	Adim.

Tabla 4.6.1. Parámetros del pozo utilizados en la aplicación del método de Hill y Zhu (Modificado de Hill y Zhu, 1994) (Modificado de Prouvost y Economides, 1989)

No	Fluido en disparos	Tiempo	Tiempo	q_i	P_{wf}
		(hrs)	(min)	(bl/min)	(psi)
1	Agua	0.15	9	2	4,500
2	Agua	0.3	18	2	4,480
3	Agua	0.45	27	2	4,400
4	Xileno	0.6	36	2	4,390
5	Xileno	0.75	45	2.5	4,350
6	Xileno	0.9	54	2.4	4,270
7	Xileno	1.05	63	2.7	4,250
8	15 % <i>HCl</i>	1.2	72	2.5	4,200
9	15 % <i>HCl</i>	1.35	81	3.2	3,970
10	3 % <i>HCL</i> - 12 % <i>HF</i>	1.5	90	3.7	3,800
11	3 % <i>HCL</i> - 12 % <i>HF</i>	1.65	99	4.1	3,750
12	3 % <i>HCL</i> - 12 % <i>HF</i>	1.8	108	4.4	3,670
13	3 % <i>HCL</i> - 12 % <i>HF</i>	1.9	114	4.2	3,600
14	3 % <i>HCL</i> - 12 % <i>HF</i>	2.1	126	0.9	2,900
15	3 % <i>HCL</i> - 12 % <i>HF</i>	2.25	135	5.6	3,730
16	3 % <i>HCL</i> - 12 % <i>HF</i>	2.4	144	5.6	3,750
17	3 % <i>HCL</i> - 12 % <i>HF</i>	2.55	153	5.6	3,650
18	3 % <i>HCL</i> - 12 % <i>HF</i>	2.7	162	5.7	3,600
19	3 % <i>HCL</i> - 12 % <i>HF</i>	2.85	171	5.8	3,400

Tabla 4.6.2. Datos de Inyección para ejemplo de aplicación del método de Hill y Zhu (Modificado de Hill y Zhu, 1994)

Del análisis de la **Figura 5.1**, se interpreta que no hay cambios significativos durante el período de inyección de agua (Puntos 1 a 4), sin embargo, una estimulación significativa tomo lugar a medida que el solvente fue inyectado, logrando disminuir el factor de daño a valores por debajo de 30 (Puntos 4 a 8). La etapa de inyección de ácido clorhídrico también tuvo una buena respuesta por parte de la formación, llevando el factor de daño a valores alrededor de 10 (Puntos de 8 a 12). El rápido decremento en el factor de daño durante la inyección de HCL sugiere que la mayor parte del daño era soluble en HCL y que posiblemente, una mayor inyección de este ácido hubiera removido en su totalidad el daño a la formación. Posteriormente al inyectar la etapa de “mud acid” (Mezcla de HF y HCL), el factor de daño continuó reduciéndose lentamente hasta alcanzar un factor de daño de 2 (Puntos del 10 al 18).

Hill y Zhu (1994) compara sus resultados con los obtenidos por Prouvost y Economides (1989), al final de cada etapa ambos autores llegan a resultados bastante similares con sus distintos procedimientos, teniendo como discrepancia únicamente dos unidades después de la etapa de HCL.

4.7 Limitaciones en la técnica de evaluación de un tratamiento matricial.

La remoción del daño por el fluido de estimulación no es la única razón por la cual la presión del fondo incrementa durante el curso del tratamiento matricial, por lo tanto, es importante conocer los diferentes componentes que pueden afectar la respuesta de la presión del yacimiento.

➤ **Respuesta del yacimiento a los cambios en el gasto de bombeo.**

Cuando se inyecta el fluido a un gasto constante en el yacimiento, ocurre una respuesta a la presión transitoria, que al inicio de la inyección es dominada por los efectos de daño y almacenamiento.

Posteriormente, el régimen de flujo radial infinito es el que prevalece, y usualmente por tiempos de bombeo prolongados, los efectos exteriores del límite del yacimiento no se manifiestan. Puede desarrollarse la misma serie de patrones de flujo cuando el gasto es modificado, sin embargo, el total de las respuestas se obtienen a través del principio de superposición (Earlhouger,1977).

➤ **Diferentes viscosidades de varios fluidos de tratamiento.**

Es importante considerar que durante un tratamiento de estimulación típica, varios tipos de fluidos son bombeados en secuencia, los cuales tienen diferentes reologías y viscosidades a condiciones del yacimiento; por ello, la respuesta de la presión se ve afectada.

➤ **Efectos de daño a la formación temporal creados por divergentes o bolas selladoras.**

Cuando una técnica de divergencia es utilizada, ya sea con divergentes químicos o bolas sellantes, ocurre un efecto temporal de daño a la formación con lo que se reduce la inyectividad del pozo y posteriormente afecta la evolución de la presión.

➤ **Otros efectos.**

Otros efectos que pueden afectar la respuesta de la presión corresponden con:

- El flujo de dos fases, que puede ocurrir cuando un fluido base agua es bombeado en un yacimiento de aceite o gas. Esto reduce la movilidad del fluido externo inyectado, lo cual puede complicar la respuesta de la presión.
- El yacimiento puede estar compuesto de multicapas con un flujo confinado o puede estar fisurado, en este último caso las fisuras se pueden abrir eventualmente por el bombeo.
- En yacimientos carbonatados la respuesta a la presión puede estar relacionado a reacciones cinéticas.
- La remoción del daño a través de fluidos reactivos.

Como resultado de la estimulación y remoción del daño, el efecto de daño a la formación debería disminuir durante el curso del tratamiento. El efecto de daño es el elemento que debe ser aislado de la respuesta de la presión para una evaluación apropiada del tratamiento de estimulación. Análogo a este análisis físico, algunas de las técnicas presentadas en esta sección poseen limitaciones adicionales que se describen a continuación.

- El **método McLeod y Coulter** (1969) reconoce la importancia de la respuesta de la presión del yacimiento transitoria, pero falla en proveer una medición en tiempo real continúa del efecto de daño. Asume que mientras una medición es registrada, la evolución del efecto de daño a la formación no cambia.
- Aunque el **método de Paccaloni** (1979) habilita continuamente la medición del daño en tiempo real, ésta es limitada por no considerar apropiadamente el fenómeno transitorio. Como resultado, todos los efectos transitorios que ocurren en el yacimiento son interpretados como cambios en el efecto de daño.

Conclusiones

La técnica de estimulación matricial es una manera económica de restablecer, mantener o aumentar la producción de aceite de un pozo petrolero cuando se identifica de manera correcta el daño a la formación y se utilizan los fluidos apropiados para su remoción.

Realizar la caracterización del daño a la formación con ayuda de historiales de producción, pruebas de laboratorio, litología y fluidos de formación es un paso fundamental para la selección del fluido a utilizar en el tratamiento.

Cuando no se disponga de información suficiente, es recomendable analizar varios escenarios con el fin de seleccionar un fluido que sea compatible y que mejore los resultados.

Debido a que el daño a la formación es algo que se puede presentar en cualquier momento de la vida del pozo, su constante evaluación es necesaria para identificar el daño y asegurar la mayor producción posible mediante su remoción.

La estimulación ácida es recomendable de implementar en areniscas, utilizando una mezcla de ácido fluorhídrico y clorhídrico, pudiendo tener distintas concentraciones dependiendo de la mineralogía de la roca y de la temperatura del yacimiento.

Cuando se realiza una estimulación ácida en formaciones carbonatadas, se utiliza ácido clorhídrico con una mezcla de ácidos orgánicos que tienen la función de disminuir la alta reacción con los componentes minerales de la roca.

Los principales problemas asociados a la inyección de ácido en el sistema integral de producción son los de la corrosión y la formación de emulsiones, por lo que se deben utilizar agentes anti-corrosivos, surfactantes y solventes para asegurar el éxito de las operaciones.

El uso de agentes divergentes es indispensable cuando se tiene un intervalo de gran espesor con alta heterogeneidad en su permeabilidad. Por otro lado, el uso de tubería flexible es sugerida ante cualquier agente divergente debido a que al

inyectar los fluidos de tratamiento a la profundidad deseada, se elimina la incertidumbre de la efectividad y colocación de dichos agentes.

El monitoreo en tiempo real es un elemento esencial en la técnica de estimulaciones matriciales debido a que permite el ahorro de fluidos de tratamiento al identificar de manera oportuna la correcta evolución del daño a la formación. De manera análoga, reconoce cuando un fluido inyectado está siendo perjudicial a la remoción del daño, por lo que el paro de inyección es la acción por tomar.

La técnica de McLeod fue el pilar del desarrollo del monitoreo en tiempo real; permite identificar el radio y la permeabilidad de la zona dañada mediante el análisis de presiones transitorias, sin embargo, no posibilita el monitoreo de la evolución del daño.

La técnica de Paccaloni es una metodología fácil de implementar en una hoja de cálculo que requiere poca información del yacimiento para realizarse. Aun cuando no considera los efectos transitorios, posibilita llevar un control intuitivo de la efectividad de los fluidos utilizados en la estimulación.

La técnica de Prouvost y Economides permite calcular continuamente el factor de daño a la formación durante el curso del tratamiento y contabiliza la respuesta por efecto transitorio, sin embargo, presenta la dificultad de requerir la simulación de la respuesta de presión ocurrida por las distintas etapas de fluidos inyectadas.

El método de Behenna es una modificación del método de Prouvost y Economides que considera los efectos de agentes divergentes, lo cual proporciona una vista clara de la evolución del factor de daño a la formación cuando estos agentes son utilizados.

El método de Hill y Zhu propone un gráfico especializado del inverso del índice de productividad contra la función del tiempo de superposición que permite el monitoreo en tiempo real. Esta técnica no requiere la simulación de la respuesta de presiones y si considera los efectos transitorios, por lo que se considera la técnica más efectiva para el monitoreo en tiempo real.

Bibliografía

Alcudia Yáñez, R., De la Fuente Pérez, R. Recuperación avanzada de hidrocarburos (IOR). (2012). Ciudad de México: UNAM

Amafule, J. O., Kersey, D. G., Norman, D.K., Shannon, P.M. (1988). Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies. CIM

Behenna, F. R. (1994). Interpretation of Matrix Acidizing Treatments Using a Continuously Monitored Skin Factor. SPE

Bellarby, J. (2009). Well Completion Design. Aberdeen: Elsevier B.V.

Carballo Ayala, D, E., Granados Alejandro, E,J. Reparaciones mayores y menores en pozos petroleros. (2014). Ciudad de México: UNAM

Chavanne, C., Perthuis, H. (1992). A Fluid Selection Expert System for Matrix Treatments. Conference on Artificial Intelligence in Petroleum Exploration and Production

Crowe, C., Masmonteil, J., Thomas, R. (1992). Trends in Matrix Acidizing. Schlumberger

Darwesh, M. G. (2014). The effect of perforation technology on the productivity of hydrocarbon wells. Petroleum and Natural Gas Institute of University of Miskolc, 25-26

Economides, M. J, Hill, A. D, Ehlig-Economides, C. (1994). Petroleum Production Systems. Prentice Hall PTR, 5, 84-86

Economides, M. J, Nolte, K. G. (1988). Reservoir Stimulation. New Jersey: Prentice Hall

Fletcher, P. A, Montgomery C. T, Ramos, G. G, Miller, M. E. (1996). Using Fracturing as a Technique for Controlling Formation Failure. SPE Production & Facilities

Hendrickson, A. R, Hurst, R. E, Wieland, D. R. (1960). Engineered Guide for Planning Acidizing Treatments Based on Specific Reservoir Characteristics. Petroleum Transactions AIME

Herrera-Juarez, J, R. (2012). Ácidos de reacción lenta y mayor penetración para la estimulación matricial reactiva en areniscas. Ciudad de México: UNAM

Hill, A.D., Zhu, D. (1996). Real Time Monitoring of Matrix Acidizing Including the Effects of Diverting Agents. SPE Production & Facilities

Islas Silva, C. (1991). Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Ciudad de México: Colegio de Ingenieros Petroleros de Mexico

Kalfayan, L. (2008). Production Enhancement with Acid Stimulation. Tulsa: PennWell Corporation

Krueger, R. F. (1988). An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations: An Update. Society of Petroleum Engineers

McLeod, H. O, Coulter, A. W. (1969). The Stimulation Treatment Pressure Record – An Overlooked Formation Evaluation Tool. SPE-AIME

McLeod, H. O. (1984). Matrix Acidizing. Society of Petroleum Engineers of AIME, 2055-2069.

McLeod, H. O. (1986). Matrix Acidizing to Improve Well Performance. Society of Petroleum Engineers

Montgomery, C.T, Jan, Y-M, Niemeyer, B.L. (1995). Development of a Matrix-Acidizing Stimulation Treatment Evaluation and Recording System. SPE Production & Facilities

Paccaloni, G., Tambini, M. (1993). Advances in Matrix Stimulation Technology, JPT

Perthuis, H., Thomas, R. (1991). Fluid Selection Guide for Matrix Treatments. Dowell Schlumberger

Prouvost, L. P, Economides, M. J. (1987). Real-Time Evaluation of Matrix Acidizing Treatments. Elsevier Science Publishers B.V.

Samuel, M., Sengul, M. (2003). Stimulate the flow. Middle East & Asia Reservoir Review

Schaible, D. F., Akpan, B., Ayoub, J. A. (1986). Identification, Evaluation and Treatment of Formation Damage, Offshore Louisiana. Society of Petroleum Engineers

Smith, C. F, Hendrickson, A. R. (1965). Hydrofluoric Acid Stimulation of Sandstone Reservoirs. Tulsa: Dowel Div. of Dow Chemical

Smith, C.L, Anderson, J.L, Roberts, P.G. (1969). New Diverting Techniques for Acidizing and Fracturing. SPE

Trejo Ortiz, M. C. (2009). Aplicación de la geomecánica en la estabilidad del agujero de un pozo en la región sur. Ciudad de México: UNAM

Zerhoub, M., Touboul, E., Ben-Naceur, K., Thomas, R.L. (1991). Matrix Acidizing: A Novel Approach to Foam Diversion. SPE.

Páginas Web

Schlumberger. “Ácido Acético”. Oilfield Glossary. https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/acetic_acid.aspx (Visitada 18 de octubre de 2018)

Schlumberger. “Ácido Clorhídrico Fluorhídrico”. Oilfield Glossary. https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hydrofluoric_hydrochloric_acid.aspx (Visitada 18 de octubre de 2018)

Schlumberger. “Ácido Clorhídrico”. Oilfield Glossary. https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hydrochloric_acid.aspx (Visitada 18 de octubre de 2018)

Schlumberger. “Ácido Fluorhídrico”. Oilfield Glossary. https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hydrofluoric_acid.aspx (Visitada 18 de octubre de 2018)

Schlumberger. "Ácido Fórmico". Oilfield Glossary.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/formic_acid.aspx (Visitada 18 de octubre de 2018)

Schlumberger. "Arenisca". Oilfield Glossary.
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sandstone.aspx> (Visitada el 26 de octubre de 2018)

Schlumberger. "Carbonato". Oilfield Glossary.
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/carbonate.aspx> (Visitada el 26 de octubre de 2018)

Schlumberger. "Daño mecánico". Oilfield Glossary.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/mechanical_skin.aspx (Visitada 30 de octubre de 2018)

Schlumberger. "Divergente". Oilfield Glossary.
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/diverter.aspx> (Visitada 18 de octubre de 2018)

Schlumberger. "Permeabilidad Absoluta". Oilfield Glossary.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/absolute_permeability.aspx (Visitada 18 de octubre de 2018)

Schlumberger. "Permeabilidad Efectiva". Oilfield Glossary.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/e/effective_permeability.aspx Visitada 18 de octubre de 2018)

Schlumberger. "Permeabilidad Relativa". Oilfield Glossary.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/relative_permeability.aspx (Visitada 18 de octubre de 2018)

Schlumberger. "Permeabilidad". Oilfield Glossary.
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/permeability.aspx> (Visitada 18 de octubre de 2018)

Schlumberger. “Presión de fractura de formación”. Oilfield Glossary.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/formation_fracture_pressure.aspx
(Visitada 26 de octubre de 2018)

Schlumberger. “Presión de yacimiento”. Oilfield Glossary.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir_pressure.aspx (Visitada
29 de octubre de 2018)

Schlumberger. “Recuperación de petróleo mejorada”. Oilfield Glossary.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/e/enhanced_oil_recovery.aspx
(Visitada 29 de octubre de 2018)

Schlumberger. “Recuperación primaria”. Oilfield Glossary.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary_recovery.aspx (Visitada
29 de octubre de 2018)

Schlumberger. “Recuperación secundaria”. Oilfield Glossary.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_recovery.aspx
(Visitada 29 de octubre de 2018)

Schlumberger. “Registro de Temperatura”. Oilfield Glossary.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/temperature_log.aspx (Visitada 18
de octubre de 2018)

SENER. “Glosario de términos petroleros”.
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS
S_PETROLEROS_2015.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLEROS_2015.pdf) (Visitada el 26 de octubre de 2018)

Wikipedia. “Formación geológica”.
https://es.wikipedia.org/wiki/Formaci%C3%B3n_geol%C3%B3gica (Visitada 29 de
octubre de 2018)

Wikipedia. “Presión”. <https://es.wikipedia.org/wiki/Presi%C3%B3n> (Visitada 29 de
octubre de 2018)