

## Pruebas de laboratorio, una fuente elemental en el diagnóstico y éxito de la estimulación de pozos

*Ing. Yuri de Antuñano Muñoz*  
*Pemex-SGRT*

*Dr. Jorge A. Arévalo Villagrán*  
*Pemex-SGRT*

*Ing. Michael Lysandrou Costa*  
*Consultor externo*

**Información del artículo: recibido: enero de 2013-aceptado: marzo de 2014**

### Resumen

En este artículo se presenta el desarrollo de una Metodología de pruebas de laboratorio denominada PITD (Pruebas para Identificación del Tipo de Daño), y procedimientos de flujos de trabajos utilizados para identificar el tipo y mecanismo de daño a la formación que se presentan durante la vida productiva de pozos de aceite y gas en formaciones carbonatadas y arenas, basada en el análisis del histórico de operaciones de estimulación realizadas de 2006 a 2012 en las diferentes Regiones de PEP (Pemex Exploración y Producción), observándose una tendencia incremental de esta actividad del 413%, por lo que se consideró importante desarrollar una metodología de pruebas de laboratorio la cual es aplicable a lo largo del ciclo de vida de un pozo, conformada por el diseño de 132 procedimientos de flujo de trabajo para la estimulación matricial y fracturamientos (ácidos y apuntalados), con el objetivo de ser una guía para personal encargado en la identificación, selección, diseño y supervisión de operaciones de tratamientos de estimulación.

Por otra parte, se muestran los resultados de los 40 pozos seleccionados por la metodología PITD, candidatos a mejoramiento de producción mediante la aplicación de tratamientos de estimulación, logrando con ello obtener incrementos de producción en el rango de 30% a 460% y beneficios económicos puntuales de más de \$ 2,180,000.00 dólares por día.

**Palabras clave:** Metodología de pruebas PITD.

## Laboratory tests a key source for the diagnosis and success of well stimulation

### Abstract

This article describes the development of a methodology called TDTI laboratory tests (Tests for Damage Type Identification), and workflow procedures used to identify the type and mechanism of formation damage, that occur during the whole production life of oil and gas wells, in carbonate formations and sands, based on analysis of historical stimulation operations performed from 2006 to 2012, in different regions of PEP (Pemex Exploration and Production), showing a rising trend of this activity 413%, so it was considered important to develop a laboratory test methodology which is applicable throughout the life cycle of a well, comprising 132 design workflow procedures for matrix stimulation and fracturing (acid and proppanted), with the goal of being a guide for personnel in the identification, selection, design and supervision of operations stimulation treatments.

Moreover, the results for the 40 selected by the TDTI methodology, improving production candidates by applying well stimulation treatments, thereby achieving increased production obtained in the range of 30% to 460% and economic benefits are shown point over \$ 2,180,000.00 US dollar per day.

**Keywords:** TDTI methodology test.

## Introducción

Actualmente uno de los procesos de mayor importancia y aplicación que se utiliza en la industria petrolera a nivel mundial para restituir, mantener y/o mejorar la productividad de pozos de aceite y gas, es la estimulación. Este proceso se hace presente a lo largo del ciclo de vida del pozo, es decir, su impacto abarca desde las etapas de perforación, terminación, producción y reparaciones mayores y/o menores programadas al pozo para dar continuidad a la explotación y recuperación de reservas a través del tiempo. El tipo de estimulación a aplicar a un pozo (limpieza a la vecindad, matricial, fracturamiento ácido y/o fracturamiento apuntalado), depende del buen entendimiento y conocimiento del tipo y mecanismo de daño que restringe la productividad del pozo, así como, del objetivo y alcance que se persiguen obtener.

Muchos son los factores que deben ser considerados para definir qué tipo de estimulación debe ser aplicada al pozo, pero los de mayor impacto para los ingenieros encargados en el diseño y en la toma de decisión son: tipo de formación (carbonatos o arenas), tipo de fluido producido (aceite, gas

o gas y condensado), permeabilidad de la formación (para pozos de aceite  $k < 10 \text{ md} < k$  y para pozos de gas  $k < 1 \text{ md} < k$ ), presión y temperatura de yacimiento, composición mineralógica de la roca productora (caliza, dolomía, arcillas, arenas, etc), contactos agua y gas y determinación de los tipos y mecanismos de daño presente a nivel formación y/o pozo, **Figura 1**.

En formaciones dañadas y con permeabilidades mayores a 1 md (pozos de gas) ó 10 md (pozos de aceite), el objetivo de la estimulación puede orientarse a:

- 1.- Remoción del daño en la vecindad del pozo, (uno a dos pies) o
- 2.- Traspasar el daño para contactar la formación no dañada, (tres a cinco pies).

Pero para el caso de formaciones no dañadas pero de muy baja permeabilidad, la estimulación se enfoca a mejorar la conductividad de la roca mediante la creación de una fractura gravada y/o apuntalada, dependiendo el tipo de formación, (carbonatos o arenas).



**Figura 1.** Opciones para el diseño de estimulación de pozos.

Para incrementar el éxito esperado en los tratamientos de estimulación, las pruebas de laboratorio son un factor clave y quizás una de las más importantes, ya que permiten simular el tipo de daño, caracterizar los fluidos producidos y sólidos depositados, diagnosticar el tipo de daño y mecanismo,

seleccionar sistemas químicos, diseñar tratamientos de estimulación y establecer y generar secuencia de bombeo y colocación de los sistemas químicos seleccionados con base en los resultados de pruebas de laboratorio, **Figura 2.**



**Figura 2.** Determinación de parámetros mediante pruebas de laboratorio.

## Problemática

Debido a la madurez de los campos productores de aceite y gas, la fuerte declinación de los yacimientos, complejidad de las nuevas formaciones productoras (compactas y de muy baja permeabilidad) y la reducción de las ventanas de las zonas productoras de hidrocarburos (aceite y gas), la aplicación de la estimulación de pozos para restituir, mantener y mejorar la productividad de los pozos, es cada

vez más difícil y con un mayor grado de incertidumbre de éxito, generándose en algunos casos costos mayores a los beneficios obtenidos.

Siendo ésta una actividad importante para la productividad de pozos, se realizó un análisis del histórico de operaciones de estimulación ejecutados en el periodo de 2006 a 2012 en las diferentes regiones de PEP (Pemex Exploración y Producción), obteniéndose una tendencia incremental de esta actividad del 413%, **Figura 3.**



**Figura 3.** Estadística de estimulación en regiones de PEP.

Considerando los datos estadísticos de los factores que originan estimulaciones no exitosas, se identificó que el factor de tipo y mecanismo de daño, representa el 40% de los fracasos en este tipo de operaciones.

Por otra parte, la falta de personal capacitado y sin experiencia en esta disciplina de estimulación de pozos, hace que la mayoría de estos tratamientos sean delegados y diseñados por compañías de servicio, generando con ello una dependencia y limitando la formación de personal interno. Aunado a lo anterior, si se le suma la urgencia de producción acelerada, los tiempos se reducen para la toma de información adicional clave para las pruebas de laboratorio y definición del tipo de daño y selección óptima del tratamiento a aplicar.

Tomando como referencia esta problemática, en este trabajo se presenta el desarrollo de una metodología de pruebas de laboratorio denominada PITD (Pruebas para Identificación del Tipo de Daño), la cual es aplicable a lo largo del ciclo de vida del pozo, es decir, durante su terminación, producción y reparación. Para fortalecer la metodología se desarrollaron 147 procedimientos de flujos de trabajo para tratamientos de estimulaciones matriciales y de fracturamientos (ácidos y apuntalados), realizadas con el objetivo de ser una guía para personal encargado en la identificación, selección, diseño y supervisión de operaciones de tratamientos de estimulación.

## Metodología PITD<sup>1</sup>

El éxito de cualquier tratamiento de estimulación radica primeramente en contar con información precisa que permita identificar el tipo de daño, su naturaleza, ubicación y las reacciones químicas causadas, y con los minerales de la roca productora; de ahí la importancia de recuperar muestras de fluidos representativas, no solo de superficie sino de fondo del pozo.

Considerando que la caracterización de las muestras recuperadas de fluidos y sólidos tienen un papel importante en la identificación del tipo de daño y en la selección óptima de los sistemas químicos de tratamientos de estimulación a aplicar para su remoción, se desarrolló la metodología PITD (Pruebas para la Identificación del Tipo de Daño), la cual considera seis procesos fundamentales:

- 1.-Recuperación e identificación de muestras,
- 2.-Pruebas de laboratorio,
- 3.-Identificación del tipo de daño,
- 4.-Mecanismo de daño,
- 5.-Selección de sistemas (ácidos y no ácidos) y
- 6.-Diseño de tratamiento, **Figura 4.**

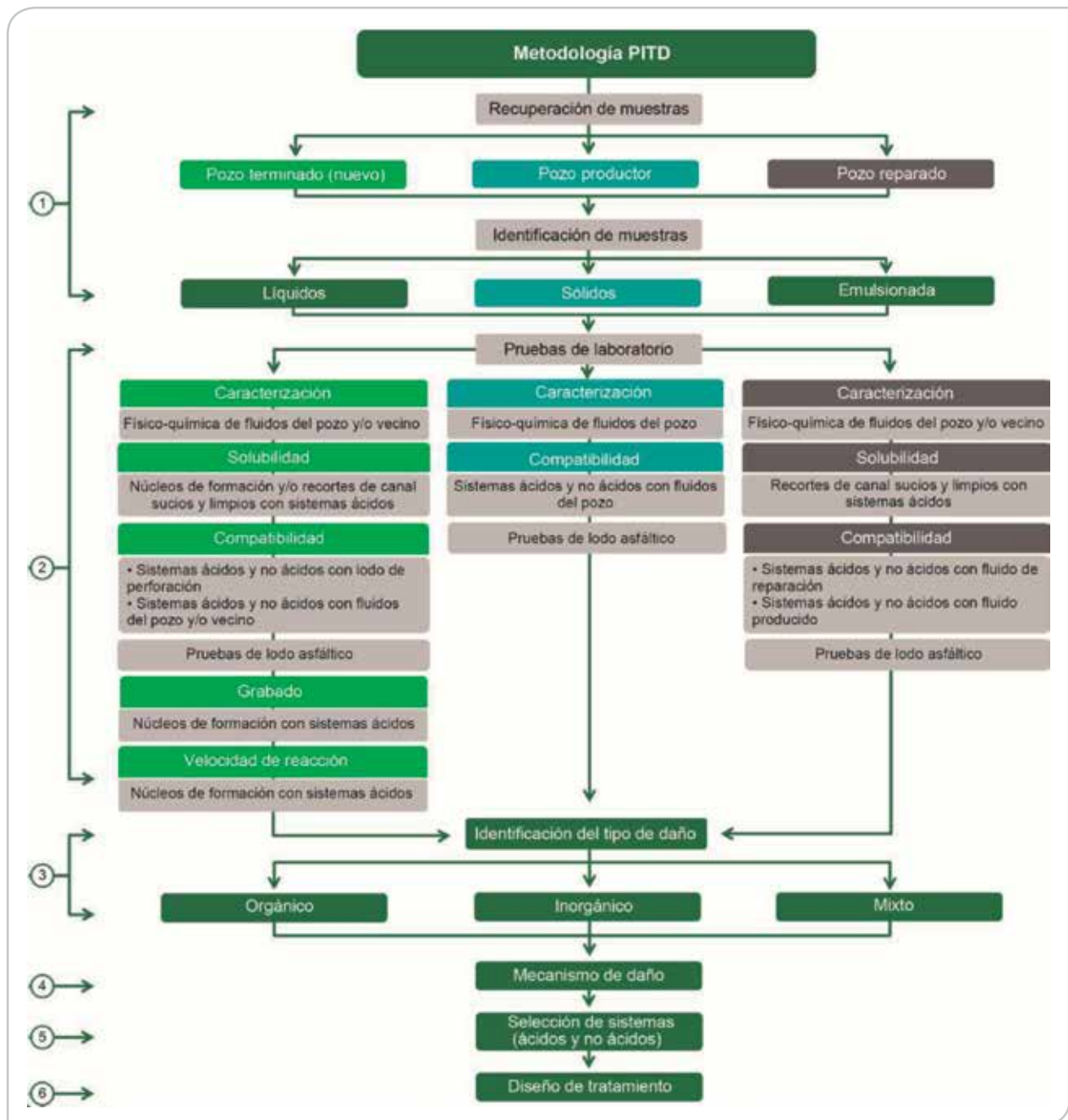


Figura 4. Metodología PITD.



La metodología PITD involucra una secuencia lógica de actividades, a fin de que los ingenieros puedan identificar cual es la causa raíz que restringe la baja o nula productividad del pozo y qué tipo de pruebas de laboratorio deben aplicarse dependiendo el ciclo de vida en que se encuentra.

A continuación se describen brevemente los procesos involucrados en esta metodología desarrollada.

### 1.-Recuperación e identificación de muestras

Para identificar cual es el tipo y mecanismo de daño presente en la formación y/o en el pozo, es importante establecer un programa de recuperación de muestras de fluidos, sólidos o mezcla de fluidos para su caracterización a nivel laboratorio, así como, llevar un control de calidad de éstas durante todo el desarrollo experimental.

### 2.-Pruebas de laboratorio

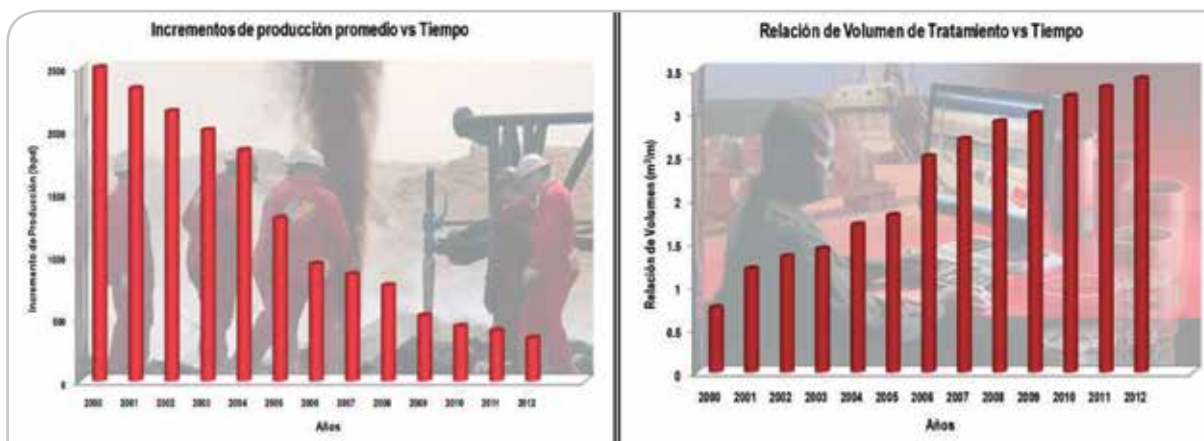
Del análisis de estudios de laboratorio realizados a más de 1000 muestras de fluidos de pozos dañados durante el periodo del 2000 al 2012, se determinó que la evolución del daño a nivel yacimiento y pozo cada vez es más compleja **Figura 5**, debido a la fuerte declinación de la presión de los yacimientos, reducción de las ventanas de explotación de hidrocarburos, avances de los contactos agua y gas y la precipitación de depósitos orgánicos (asfaltenos y parafinas) e inorgánicos (incrustaciones de sales), por lo que para su remoción en la mayoría de los casos se aplica una secuencia de tratamientos químicos, basados en pruebas de laboratorio, las cuales permiten identificar el tipo de mecanismos de daño y selección de los sistemas químicos óptimos para restituir y/o mejorar la productividad de los pozos.



**Figura 5.** Comportamiento de la evolución del daño vs tiempo.

De la **Figura 5** se puede observar que en el periodo del 2000 al 2004, los daños identificados en la mayoría de los pozos productores de aceite eran producto de la migración de finos, cambios de mojabilidad e incrustaciones inorgánicas, a partir del 2005 por la fuerte declinación de la presión de nuestros yacimientos, los daños por floculación y precipitación de asfaltenos y parafinas se da con mayor frecuencia. La presencia de agua en la producción de los pozos ocasiona la formación de emulsiones estables, producto de la precipitación de sólidos orgánicos e inorgánicos. Actualmente los tipos de daños identificados son una combinación de varios daños presentes tanto a nivel yacimiento como a nivel pozo, lo cual demanda de una mayor ingeniería de estimulación.

Por otro lado, de la revisión estadística de la relación de los volúmenes de fluidos de tratamiento empleados y el comportamiento de los incrementos de producción promedio obtenidos de tratamientos de estimulación en las diferentes Regiones de Pemex Exploración y Producción en el mismo periodo de tiempo (2000–2012), indican que los beneficios de producción por este tipo de actividad han disminuido por la problemática de nuestros yacimientos, no siendo así, su relación de los volúmenes de fluidos de tratamiento los cuales se han incrementado debido a la complejidad de los daños identificados actualmente, **Figura 6**.



**Figura 6.** Comportamiento de incrementos de producción promedio y relación de volúmenes de tratamiento con respecto al tiempo.

Con base en el comportamiento mostrado en la **Figura 6**, es necesario que los ingenieros de diseño de tratamientos de estimulación realicen un análisis integral del sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales, a fin de seleccionar técnica y económicamente los pozos candidatos a mejoramiento de producción mediante la aplicación de una estimulación, soportados con información adicional clave y por pruebas de laboratorio, que permitan caracterizar el tipo de daño presente a nivel formación y/o pozo.

Lo anterior conlleva a que las pruebas de laboratorio son una fuente elemental en el diagnóstico y éxito de las estimulaciones de pozos, por lo que su aplicación dependerá del estado actual en que se encuentre éste, es decir, si el pozo es recién terminado las pruebas de laboratorio deberán considerar:

- Caracterización físico-química de fluidos (lodo de perforación, fluido de control y fluidos de la formación) y de núcleos de formación productora o recortes de canal.
- Solubilidad del núcleo de formación y/o recortes del canal impregnados con lodo de perforación y limpios con diferentes sistemas químicos reactivos
- Compatibilidad y lodo asfáltico entre sistemas químicos no reactivos y reactivos con el lodo de perforación y los fluidos producidos por el pozo.
- Pruebas de gravado con muestras de núcleos de formación y los sistemas ácidos seleccionados, con base en los resultados de las pruebas de

compatibilidad por emulsión, a fin de seleccionar el sistema de mayor intensidad de gravado y heterogeneidad.

- Velocidad de reacción con núcleos de formación y sistemas ácidos, a fin de determinar su tiempo de reacción al incrementarse el efecto de temperatura.

Para el caso de pozos productores solamente se aplicarán los incisos a) y c) con fluidos producidos por el pozo y para pozos en reparación los incisos a), b) y c).

La aplicación correcta de las pruebas de laboratorio permite a los ingenieros de diseño caracterizar el tipo de daño que restringe la productividad de hidrocarburos de los pozos, seleccionar los aditivos y sistemas para su remoción, verificar incompatibilidad de los sistemas químicos con los fluidos producidos, seleccionar la técnica de colocación de los sistemas químicos y establecer un programa de bombeo. Asimismo, permiten explorar, desarrollar y producir eficientemente los recursos de hidrocarburos, como también ayudan a reforzar la evaluación completa de la formación y del yacimiento en un momento dado, en las áreas de perforación, terminación y producción.

### 3.-Identificación del tipo de daño

La disponibilidad de buenos datos de laboratorio permiten confirmar los modelos de tratamiento y definir el camino correcto a seguir para la ejecución de operaciones de campo exitosas. Las pruebas de laboratorio adecuadas a las técnicas de acidificación, permiten optimizar los volúmenes de tratamiento e identificar los problemas potenciales.

La caracterización físico-química a muestras de fluidos de los pozos (superficie y de fondo), solubilidad y compatibilidad por emulsión, permiten para el caso de pozos de terminación simular a nivel laboratorio el comportamiento de los daños

generados por los fluidos de perforación y sólidos de control de pérdida de fluido (lodos de emulsión inversa, baja densidad, poliméricos, granos finos, medio y grueso de  $\text{CaCO}_3$ , etc), **Figura 7.**



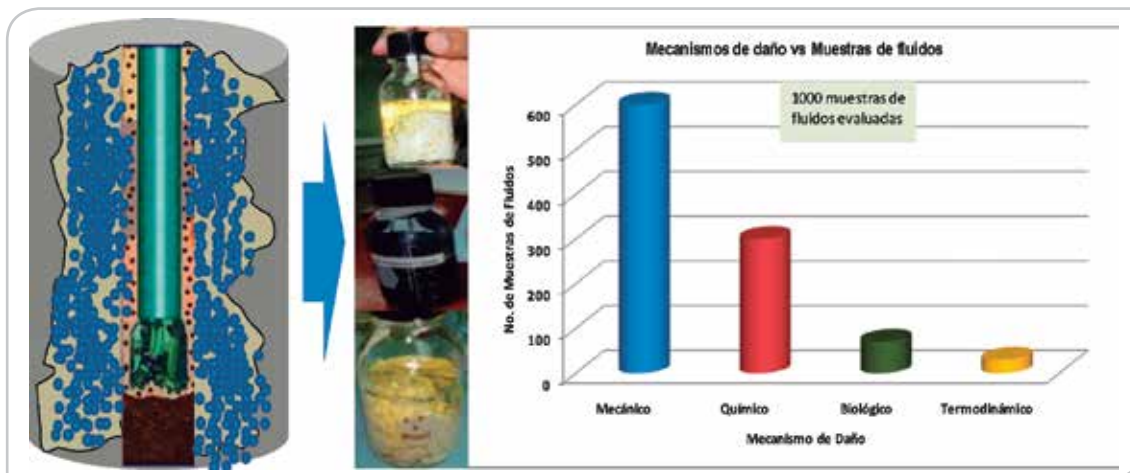
**Figura 7.** Simulación del comportamiento de daño a nivel laboratorio por lodo de perforación.

Para el caso de pozos productores, la recuperación de muestras de fluidos de fondo desempeña un papel importante para determinar si el grado de daño es producto de una combinación de daños; es decir, emulsiones (agua-aceite) estabilizadas por depósitos orgánicos e inorgánicos.

y de fondo, indicó que el 60% es causado por mecanismos mecánicos (invasión de fluidos y sólidos), el 30% por mecanismos químicos, (incompatibilidad de fluidos e interacción roca-fluido), el 7% por mecanismos biológicos (polímeros y corrosión) y el 3% por mecanismos térmicos (disolución de minerales), **Figura 8.**

#### 4.-Mecanismo de daño

El análisis estadístico del daño obtenido de la caracterización de las 1000 muestras de fluidos recuperadas en superficie



**Figura 8.** Comportamiento estadístico de mecanismos de daño identificados a muestras de fluidos analizadas.



### 5.-Selección de sistemas (ácidos y no ácidos)

La correcta selección de los sistemas químicos permite reducir el fracaso de una estimulación; sin el apoyo de las pruebas de laboratorio no sería posible su selección óptima para la remoción del daño. Considerando que actualmente los daños identificados en la mayoría de los pozos es una combinación de daños solubles con sistemas ácidos y no ácidos, la restitución de las condiciones de producción de los pozos requiere de una serie de aplicación de tratamientos químicos en varias etapas, es decir, limpieza del aparejo

de producción en la zona productora y estimulación a la formación.

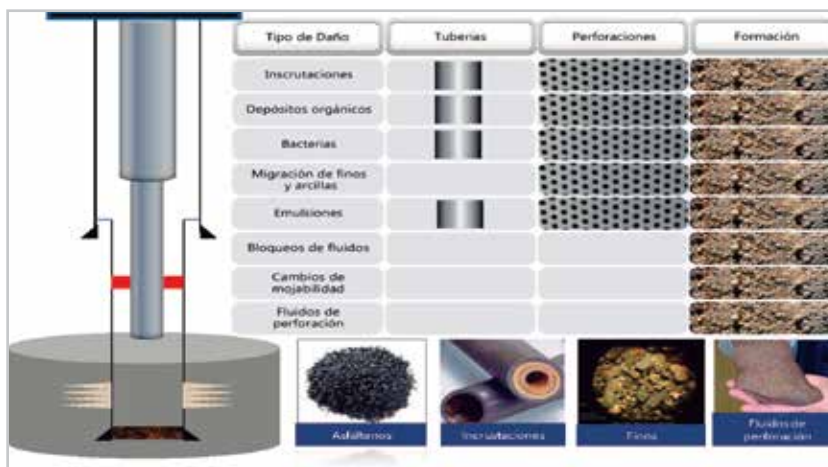
La selección de los sistemas químicos estará en función de los resultados obtenidos de las pruebas de compatibilidad por emulsión entre los fluidos producidos por el pozo y los sistemas químicos propuestos, así como, su respuesta a la reacción y solubilidad de la roca y la capacidad para disolver depósitos sólidos (orgánicos e/o inorgánicos) y romper emulsiones estables (agua-aceite-sólidos), **Figura 9**.



**Figura 9.** Selección de sistemas químicos.

Actualmente los yacimientos carbonatados y naturalmente fracturados plantean enormes desafíos para seleccionar adecuadamente el tipo de tratamiento de estimulación a aplicar para el mejoramiento de la productividad de los pozos. La ubicación correcta y definición del tipo de

daño en el sistema yacimiento-pozo, **Figura 10**, permiten seleccionar y establecer apropiadamente la técnica de colocación y la secuencia de bombeo de los sistemas químicos (ácidos y no ácidos) seleccionados con base en las pruebas de laboratorio.



**Figura 10.** Tipo y ubicación del daño.

La identificación de la mineralogía de la formación productora y la reacción química con los sistemas ácidos, tienen un papel importante para el diseño óptimo del tratamiento de estimulación.

### 6.-Diseño de tratamiento

Para determinar si un pozo es candidato a estimular, la premisa principal es la detección de un comportamiento anormal en su producción esperada (terminación/reparación), o en su historia de producción (productor) y se identifica mediante un análisis integral del pozo, involucrando información desde la perforación, terminación, análisis de núcleos de formación, registros geofísicos, pruebas de variación de presión, simulación de disparos, análisis nodal

y caracterización de fluidos producidos mediante pruebas de laboratorio para simular el tipo de daño presente.

Identificado el tipo de daño y seleccionados los sistemas químicos a utilizar para la remoción del mismo, se determinan los volúmenes de los sistemas químicos y se define la forma de colocación de los mismos, ya sea a través del uso de tubería flexible para el caso de ubicarse el daño en el aparejo de producción o en el fondo y frente de la zona productora, o en directo en caso de que se encuentre en la formación. Para el caso de daño a la formación, los volúmenes de los sistemas químicos se calculan en función al radio de penetración requerido y al valor de daño estimado, **Figura 11**.

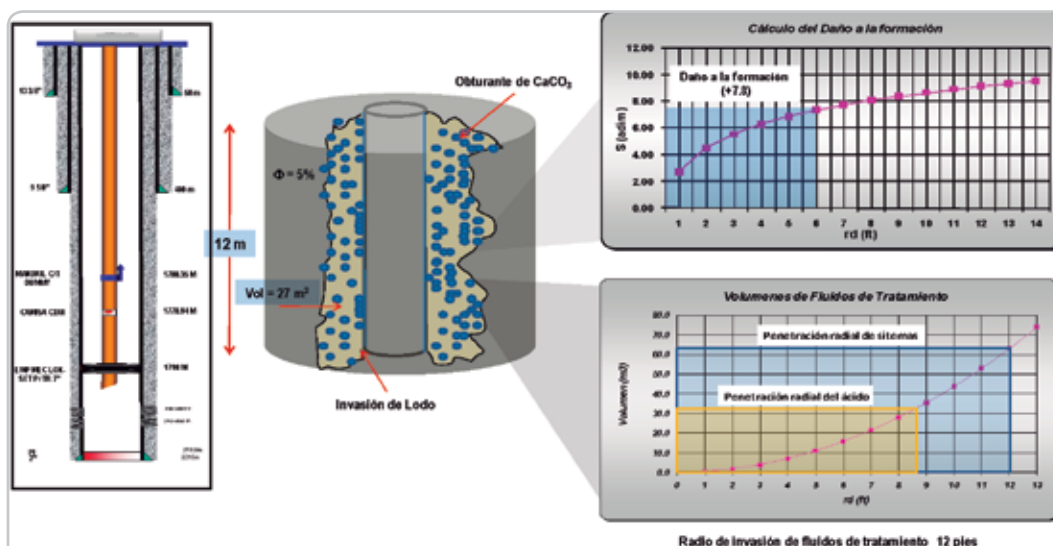


Figura 11. Diseño de tratamiento de estimulación.

El tipo y la profundidad del daño impacta directamente al tipo de tratamiento más apropiado para cada uno de los pozos. La selección de un tratamiento sin considerar la causa del daño a la formación, ocasiona tratamientos menos “acertados”.

### Aplicación y validación de metodología PITD

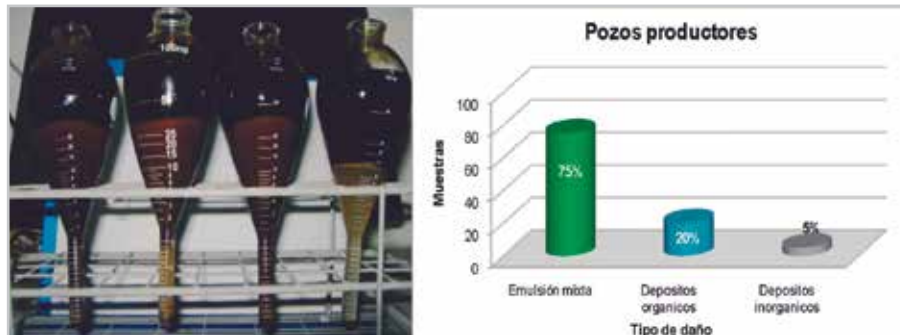
Considerando que el daño es un factor operacional no deseable y un problema económico que puede ocurrir durante varias fases de la vida productiva de los pozos, su identificación a nivel laboratorio es fundamental para

restituir y/o mejorar la producción de aceite y gas<sup>4</sup>, de ahí la importancia del desarrollo de la metodología PITD.

Para validar la metodología PITD desarrollada, se aplicó primeramente a 100 muestras de fluidos de pozos productores recuperados tantos en superficie como de fondo, cuya productividad había disminuido, o en su análisis del comportamiento de producción presentaba un comportamiento anómalo. Las muestras de fluidos se evaluaron a nivel laboratorio (aplicando los procedimientos ASTM y normas API<sup>5</sup>) y de los resultados de la caracterización físico-química de las muestras de fluidos, **Tabla1**, se identificó que el 75% del tipo de daño era producto de emulsiones

estables formadas por aceite, agua y sólidos (depósitos orgánicos), el 20% a depósitos orgánicos (asfaltenos y

parafinas) y el 5% a depósitos inorgánicos (incrustaciones de sales), **Figura 12.**



**Figura 12.** Identificación del tipo de daño en pozos productores.

**Tabla 1.** Caracterización físico-química de pozos productores dañados.

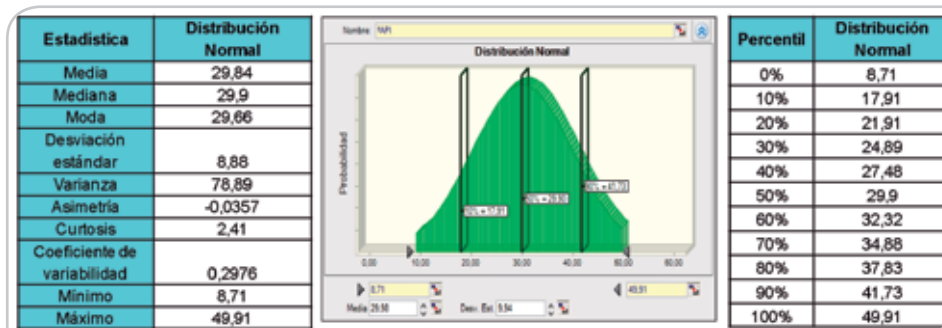
No.	Pozo	Acetate (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	Emulsión (%)	Densidad Acetate (g/cm <sup>3</sup> )	*API	Densidad Agua	pH	Salinidad (ppm)	Parafinas (%)	Asfaltenos (%)	Tipo de Daño
1	Furbeo 1145	99.3	0.1	0.6	0	0.884	29	ND	ND	ND	4.026	5.049	Depositos orgánicos
2	Cornalio 696	89.8	1.0	0.2	9.0	0.971	12.2	1.004	8	28179	6.7555	14.7295	Emulsión y Depósitos
3	Cornalio 624	97.4	2.5	0.1	0	0.978	11.48	1.002	8	32800	0.6718	8.0481	Depositos orgánicos
4	Furbeo 1199	67.8	25.1	0.1	7.0	0.8959	26.4	1.041	8	102662	3.4321	7.4503	Emulsión y Depósitos
5	Agua Fria 394	74.9	20.0	0.2	5.0	0.8859	28.2	1.05	8	22240	4.2507	6.04	Emulsión y Depósitos
6	Coyula 1008	93.9	6	0.1	0	0.8988	31.7	1.02	8	32500	6.4007	11.072	Depositos orgánicos
7	Escobal 235	50.3	45.0	0.7	4.0	0.8903	27.44	1.07	8	34091	0.7659	6.45	Emulsión y Depósitos
8	Furbeo 1157	79.5	10.4	0.1	10.0	0.9019	25.4	1.041	6	85031	6.3545	7.4126	Emulsión y Depósitos
9	Cospechaca 80	96.9	3	0.1	0	0.9297	20.7	1.02	6	33600	3.1425	5.0451	Depositos orgánicos
10	Furbeo 1575	91.0	7.0	0.0	2.0	0.8807	29.2	1.009	8	72115	6.4575	4.3142	Emulsión y Depósitos
11	Pto. Miguel Alemán 753	90.9	9	0.1	0	0.9894	14.5	1.02	6	9451	4.3431	6.0457	Depositos orgánicos
12	Soledad 1007	11.9	78.0	0.1	10.0	0.8667	31.8	1.05	6	51525	3.1426	8.0457	Emulsión y Depósitos
13	Palo Blanco 109	22.1	68.7	0.2	8.0	0.8773	29.8	1.03	6	34780	6.0795	4.1525	Emulsión y Depósitos
14	Tajín 374	81.8	15.0	0.2	3.0	0.8966	26.3	1.006	7	44470	4.313	7.4123	Emulsión y Depósitos
15	Furbeo 1129	99.7	0.2	0.1	0	0.8997	33.09	ND	ND	ND	3.4131	4.3015	Depositos orgánicos
16	Pto. Miguel Alemán 852	94.0	1.1	0.1	4.8	0.9319	20.34	ND	ND	ND	15.1571	27.8115	Emulsión y Depósitos
17	Furbeo 1228	72.9	20.0	1.1	6.0	0.8895	27.6	1.01	7	32350	7.543	17.543	Emulsión y Depósitos
18	Agua Fria 741	73.6	16.0	0.4	10.0	0.871	29.07	1.001	8	18180	3.7655	2.9545	Emulsión y Depósitos
19	Cornalio 667	20.0	39.7	0.3	40.0	0.894	24.89	1.003	7.5	72720	5.9749	2.7845	Emulsión y Depósitos
20	Furbeo 1109	50.0	24.9	0.1	25.0	0.868	33	1.06	7	80000	3.57	15.17	Emulsión y Depósitos
21	Pto. Miguel Alemán 714	9.3	0.7	0.1	89.9	0.92	22	1.001	7	10512	7.6	17.8	Emulsión y Depósitos
22	Furbeo 1214	99.6	0.1	0.3	0	0.89	33	ND	ND	ND	6.617	14.06	Depositos orgánicos
23	Furbeo 1147	25.8	60.0	0.2	14.0	0.89	33	1.04	7	76000	6.014	12.07	Emulsión y Depósitos
24	Cobra 1	49.8	40.0	0.2	10.0	0.845	34.07	1.02	7	909	3.3705	0.5037	Emulsión y Depósitos
25	Pilangre 5	90.0	5.0	0.1	4.9	0.904	25	1.003	7	15600	5.5	21.5	Emulsión y Depósitos
26	Teofeco 9	88.8	2.9	0.3	8.0	0.82	41.06	1.045	7	32000	6.61	0.25	Emulsión y Depósitos
27	Teofeco 7	95.5	1	3.5	0	0.82	41.06	ND	ND	ND	6.63	0.27	Depositos orgánicos
28	Costero 2	98.52	1.4	0.08	0	0.807	44.03	1.005	5	15600	3.17	0.17	Depositos orgánicos
29	Costero 3	95.899	3.3	1.001	0	0.8	45.01	1.001	6	6035	3.3	2.25	Depositos orgánicos
30	Costero 6	95.8	0.2	1.0	3.0	0.811	43.04	1.012	5	6050	3.13	0.16	Emulsión y Depósitos
31	Costero 8	98.57	0.33	0.1	0	0.81	43.01	ND	ND	6010	3.53	0.17	Depositos orgánicos
32	Costero 14	96.82	2.98	0.2	0	0.808	44	1.003	6	6150	2.98	0.17	Depositos orgánicos
33	Costero 35	98.72	0.1	1.18	0	0.808	44	ND	ND	ND	3.42	0.16	Depositos orgánicos
34	Ida 1136	96.0	1.0	0.2	2.8	0.873	27.98	ND	ND	ND	16.45	1.54	Emulsión y Depósitos
35	Malcoob 434	80.0	5.0	0.1	14.9	0.98	11.38	1.011	8	45000	14.42	23.7	Emulsión y Depósitos
36	May-55	96.9	3	0.1	0	0.817	40.89	ND	ND	ND	6.6795	0.5562	Depositos orgánicos
37	Angostura 9	22.3	17.6	0.1	60.0	0.969	14.34	1.003	8	99400	17.63	14.59	Emulsión y Depósitos
38	Manuel Rodríguez A. 1	89.9	5.0	0.1	5.0	0.903	25	1.003	8	23000	2.3	9.32	Emulsión y Depósitos
39	Santa Agueda 31	35.0	39.7	0.3	25.0	0.961	15.23	1.005	8	15300	7.2097	20.5229	Emulsión y Depósitos
40	Pentiz 561	80.0	1.2	0.1	38.7	0.99	9.42	1.006	8	5400	11.0461	4.6031	Emulsión y Depósitos
41	Tres Higueros 21	98.4	1.0	0.2	0.4	0.91	22.29	ND	7	35800	2.04	17.67	Emulsión y Depósitos
42	Samaria 896	85.0	10.0	1.0	4.0	0.962	9.62	1.002	8	4500	58.29	10.77	Emulsión y Depósitos
43	Poza Rica 88	20.0	77.9	0.1	2.0	0.8862	24.38	1.001	8	6363	2.3054	7.1418	Emulsión y Depósitos
44	Angostura 17	60.0	30.0	0.2	9.8	0.967	8.71	1.014	8	19300	4.51	19.74	Emulsión y Depósitos
45	Gaslero 51	99.8	0.1	0.1	0	0.879	27.77	ND	ND	ND	5.1148	0.1487	Depositos orgánicos
46	Mata Violin 1	99.8	0.1	0.1	0	0.93	18.86	ND	ND	ND	10.9236	20.8142	Depositos orgánicos
47	Tres Higueros 50	49.9	5.0	0.1	45.0	0.908	16.65	1.007	8	10950	3.9301	18.7067	Emulsión y Depósitos
48	Angostura 420	79.7	0.1	0.2	20.0	0.945	16.53	1.013	8	16985	3.3845	19.4518	Emulsión y Depósitos
49	Angostura 36	59.7	35.0	0.3	5.0	0.967	12.84	1.021	8	16500	3.91	22.6	Emulsión y Depósitos
50	Angostura 51	80.8	1.0	0.2	18.0	0.945	16.53	1.003	8	15975	4.45	31.87	Emulsión y Depósitos

Continuación **Tabla 1.**

No	Pozo	Aceite (%)	Agua (%)	Sólidos (%)	Emulsión (%)	Densidad Aceite (g/cm <sup>3</sup> )	°API	Densidad Agua	pH	Salinidad (ppm)	Parafinas (%)	Asfaltenos (%)	Tipo de Daño
51	Golpe 3D	49.7	2.0	0.3	46.0	0.943	16.85	1.003	7	17040	1.3	2.25	Emulsión y Depósitos
52	Perdiz 34	92.6	0.1	0.3	7.0	0.89	23.99	1.014	7	11300	2.78	0.8	Emulsión y Depósitos
53	Remudadero 14	72.7	1.0	0.3	26.0	0.93	18.86	1.002	8	12425	11.3662	16.72	Emulsión y Depósitos
54	Yagual 101	89.9	2.0	0.1	8.0	0.861	31.14	1.006	7	5400	40.97	2.02	Emulsión y Depósitos
55	Puerto Ceiba 101 A	95.7	0.1	0.3	3.9	0.964	13.58	1.012	7	4500	51.33	26.2	Emulsión y Depósitos
56	Puerto Ceiba 103 T	94.8	0.1	0.2	4.9	0.853	32.68	1.013	7	15300	12.49	1.96	Emulsión y Depósitos
57	Puerto Ceiba 116	89.7	2.0	0.3	8.0	0.85	33.17	1.002	8	4500	3.0767	3.2539	Emulsión y Depósitos
58	Juspi 1010	80.0	4.0	1.3	14.7	0.867	31.71	1.014	9	8520	5.639	3.81	Emulsión y Depósitos
59	Artesa 352	49.0	5.0	1.0	45.0	0.885	32.27	1.0445	8	4500	0.92	1.35	Emulsión y Depósitos
60	Remolino 2589	97.8	1.0	0.1	1.1	0.942	16.9	1.001	7	8500	0.5186	22.69	Emulsión y Depósitos
61	Pijje 34	89.8	10	0.2	0	0.824	40.22	1.003	8	55600	4.82	0.38	Depósitos orgánicos
62	Palapa 301	96.4	0.6	0.2	2.8	0.805	44.27	1.001	6	120000	7.1	0.03	Emulsión y Depósitos
63	Tzon 216	94.0	0.1	1.9	4.0	0.816	41.9	1.043	6	125000	7.43	0.35	Emulsión y Depósitos
64	Inde 156	89.0	0.7	0.2	10.1	0.874	30.39	1.025	7	47945	1.21	1.75	Emulsión y Depósitos
65	Pijje 101	29.7	45.0	0.2	25.1	0.834	38.16	1.003	8	184955	6.045	3.012	Emulsión y Depósitos
66	Navegante 1	92.1	4.0	0.9	3.0	0.8	45.37	1.006	7	45000	4.29	0.4	Emulsión y Depósitos
67	Terra 11H	94.6	2.8	1.1	1.5	0.818	41.48	1.089	6	86350	1.58	0.29	Emulsión y Depósitos
68	Samaria 2119	19.0	26.7	0.3	52.0	0.891	27.23	1.09	7	81290	0.99	1.92	Emulsión y Depósitos
69	Canducacn 532	82.0	13.8	0.2	4.0	0.864	32.27	1.014	7	42500	0.91	4.06	Emulsión y Depósitos
70	Inde 154	75.0	15.0	0.1	9.9	0.878	29.65	1.009	7	81295	1.87	0.37	Emulsión y Depósitos
71	Samaria 86 A	61.7	18.0	0.3	20.0	0.878	29.65	1.014	7	45000	2.3	1.59	Emulsión y Depósitos
72	Sen 301	99	0.5	0.5	0	0.831	38.77	1.025	7	38500	6.71	3.4	Depósitos orgánicos
73	Inde 165 B	64.9	15.0	0.1	20.0	0.86	33.04	1.018	7	55912	10.2	1.5	Emulsión y Depósitos
74	Pijje 29	94.8	3.0	0.2	2.0	0.8	45.37	1.012	7	120000	3.82	0.2	Emulsión y Depósitos
75	Inde 148	75.0	10.0	0.1	15.0	0.86	33.04	1.019	7	60634	5.71	1.71	Emulsión y Depósitos
76	Inde 1128	83.8	5.0	0.2	11.0	0.87	33.01	1.021	8	106535	8.97	2.08	Emulsión y Depósitos
77	Samaria 7084	61.9	18.0	0.1	20.0	0.878	29.65	1.005	7	82300	6.79	1.59	Emulsión y Depósitos
78	Tzon 222	99.6	0.15	0.25	0	0.816	41.9	1.003	7	35000	2.95	0.13	Depósitos orgánicos
79	Inde 1163	90.7	4.6	0.1	4.6	0.868	31.51	1.001	7	66250	1.05	1	Emulsión y Depósitos
80	Palapa 303	46.5	51.0	0.5	2.0	0.82	41.05	1.003	8	6035	2.08	0.18	Emulsión y Depósitos
81	Samaria 5104	40.0	4.9	0.2	54.9	0.883	28.74	1.09	7	83070	2.94	2.29	Emulsión y Depósitos
82	Canducacn 12 A	89.3	7.5	0.2	3.0	0.883	28.74	1.003	8	45000	2.88	1.22	Emulsión y Depósitos
83	Pijje 113	93.5	2.0	2.5	2.0	0.823	40.43	1.005	8	65800	3.48	0.3	Emulsión y Depósitos
84	Cactus 85	49.9	40.0	0.1	10.0	0.874	30.4	1.012	7	35800	1.43	0.3	Emulsión y Depósitos
85	Samaria 103	30.0	40.0	0.3	29.7	0.929	20.81	1.004	7	20803	2.98	4.89	Emulsión y Depósitos
86	Genidas 72	41.0	50.0	0.1	8.9	0.78	49.91	1.001	8	31382	0.34	0.16	Emulsión y Depósitos
87	Guarcho 202	26.4	70.0	0.3	3.3	0.838	37.35	1.156	6	165980	2.09	0.33	Emulsión y Depósitos
88	Samaria 102 A	98.75	1	0.25	0	0.9	25.72	1.107	7	60172	1.88	2.458	Depósitos orgánicos
89	Samaria 5104	29.9	45.0	0.1	25.0	0.88	29.29	1.001	6	56432	6.5	3.7	Emulsión y Depósitos
90	Sen 92	72.0	20.0	0.2	7.9	0.811	42.97	1.086	6	89247	2.9	0.2	Emulsión y Depósitos
91	Tecominoacán 513	96.8	1.0	0.2	2.0	0.845	35.95	N/D	N/D	N/D	4.15	0.86	Emulsión y Depósitos
92	Chinchomo 3	98.5	1.00	0.5	0	0.846	35.75	1.004	6	125000	1.18	1.39	Incrustaciones
93	Jujo 38	97.5	0.9	0.6	1	0.845	35.95	1.015	7	45130	2.57	0.19	Incrustaciones
94	Jacinto 2	96.8	41.9	1.3	0	0.816	41.9	1.162	7	154425	6.71	0.35	Incrustaciones
95	Bicol 201	7	92.1	0.9	0	0.908	24.33	1.086	7	78210	1.33	7.96	Incrustaciones
96	Tecominoacán 101 B	59.9	6.0	0.1	34.0	0.864	32.27	1.17	4	156200	2.45	6.25	Emulsión y Depósitos
97	Cárdenas 839	63.6	35	1.4	0	0.843	36.3	1.085	7	86265	1.96	0.58	Incrustaciones
98	Jolote 43	85.5	10.0	0.1	4.4	0.837	37.55	1.185	7	101175	1.98	0.33	Emulsión y Depósitos
99	Jacinto 1001	53.7	36.0	0.3	10.0	0.81	43.19	1.17	5.5	154425	7.01	0.4	Emulsión y Depósitos
100	Belloa 42	30.8	65.0	0.2	4.0	0.834	38.16	1.069	7	50410	4.06	0.31	Emulsión y Depósitos

A las muestras de fluidos evaluadas se les realizó una caracterización probabilística de las propiedades principales físico químicas principales, con el fin de determinar su distribución y su valor más probable, tal como la densidad

API, la cual presentó una distribución normal, cuyo comportamiento varía desde 18 a 42° API, con un valor más probable de 29.9° API y con un grado de certidumbre del 80%, **Figura 13.**



**Figura 13.** Caracterización probabilística de la densidad relativa API de las muestras evaluadas.



Posteriormente, la metodología PITD se aplicó a pozos en terminación, analizándose un total de 50 muestras de fluidos, recuperadas principalmente de fondo, **Tabla 2**, obteniéndose que el 85% del tipo de daño era producto de

emulsión de lodo + sólido + salmuera + fluidos del pozo, el 10% de emulsión de lodo + sólidos + fluidos del pozo y el 5% de emulsión de lodo + fluidos del pozo, **Figura 14**.

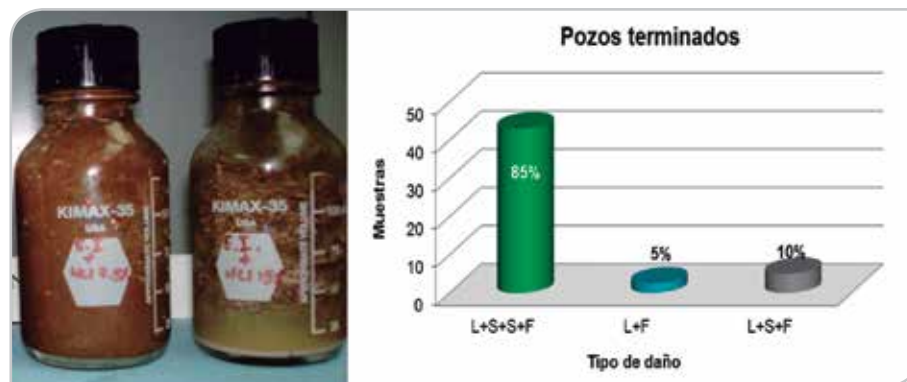


Figura 14. Identificación del tipo de daño en pozos terminados.

## Discusión de resultados

Identificados los tipos de daños y su localización en el sistema yacimiento-pozo (formación, vecindad del pozo y/o aparejo de producción), se realizó la selección de pozos candidatos y se establecieron los tipos de tratamientos a aplicar con base en los resultados de las pruebas de laboratorio y tipo de formación.

En la **Tabla 3** se muestran los resultados obtenidos de los 40 pozos estimulados utilizando la Metodología PITD, indicando las alternativas de solución empleadas para la remoción del tipo de daño identificado y sus incrementos de producción.

## Evaluación económica

La evaluación económica de los tratamientos de estimulación aplicados a los 40 pozos seleccionados como candidatos para mejoramiento de productividad, se realizó en función al establecimiento de las premisas económicas siguientes:

- 1) Horizonte económico de 30 días,
- 2) Paridad cambiaria de \$12.76 pesos/dólar y
- 3) Precio del barril de aceite de \$109 dólares.

Los resultados de los indicadores económicos obtenidos se presentan en la **Tabla 4**.



**Tabla 3.** Incrementos de producción de pozos utilizando la metodología PITD.

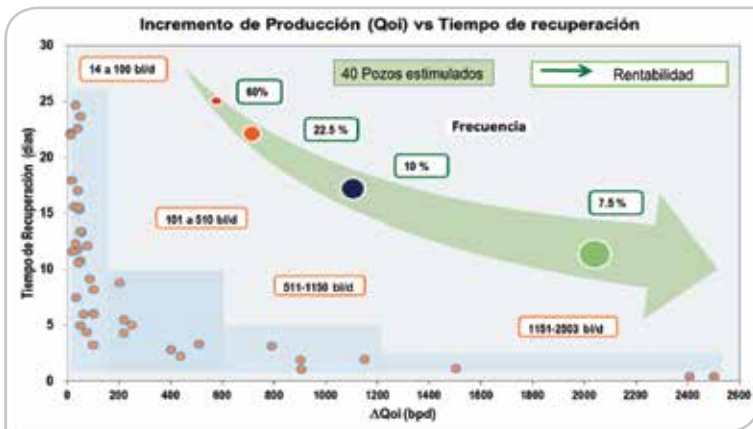
No.	Pozo	Tipo	Diagnóstico (tipo de daño)	Tratamiento	Incremento de Producción (bpd)
1	Inde 1126	Productor	Emulsión y depósitos orgánicos	Estimulación simultánea no reactiva-reactiva	218
2	Isal 88 A	Productor	Emulsión y depósitos orgánicos	Estimulación simultánea no reactiva-reactiva	1150
3	Piñe 34	Terminación	Invasión de lodo de perforación, emulsiones y sólidos	Estimulación simultánea no reactiva-reactiva	1503
4	Teoteco 1001	Productor	Emulsión y depósitos orgánicos	Estimulación simultánea no reactiva-reactiva	77
5	Teoteco 7	Productor	Emulsión y depósitos orgánicos	Estimulación simultánea no reactiva-reactiva	219
6	Angostura 9	Cerrado	Emulsión y aceite viscoso	Estimulación no reactiva (mejorador de flujo)	74
7	Angostura 17 11 <sup>a</sup>	Productor	Emulsión y aceite viscoso	Estimulación no reactiva (mejorador de flujo)	40
8	Perdiz 34 ST	Productor	Obstrucción por apurillantes	Limpieza de aparato con UTF (solvente y gel)	34
9	Perdiz 23 ST	Productor	Deposición de orgánicos	Limpieza de aparato con UTF (solvente aromático)	20
10	Perdiz 5/11	Productor	Deposición de orgánicos	Limpieza de aparato con UTF (solvente aromático)	14
11	Perdiz 7	Productor	Deposición de orgánicos	Limpieza de aparato con UTF (solvente aromático)	14
12	Perdiz 5/9	Productor	Deposición de orgánicos	Limpieza de aparato con UTF (solvente aromático)	50
13	Tres Higuera 50	Productor	Emulsión y aceite viscoso	Estimulación simultánea no reactiva-reactiva	40
14	Angostura 20	Productor	Emulsión y aceite viscoso	Estimulación no reactiva (mejorador de flujo)	54
15	Angostura 35	Productor	Emulsión y aceite viscoso	Estimulación no reactiva (solvente aromático)	45
16	Terra 11	Productor	Emulsión y fracturas selladas con obturante de CaCO <sub>3</sub>	Estimulación no reactiva (mejorador de flujo)	790
17	Costero 18	Productor	Invasión de lodo de emulsión inversa	Estimulación no reactiva (mejorador de flujo)	437
18	Juipi 1010	Terminación	Invasión de lodo de perforación, emulsiones y sólidos	Estimulación no reactiva (mejorador de flujo)	400
19	Sen 301	Productor	Daño por tratamiento químico	Estimulación no reactiva (solvente aromático)	250
20	Tres Higuera 3	Productor	Fluido viscoso y baja presión	Inducción mecánica	26
21	Perdiz 509	Productor	Emulsión y depósitos orgánicos	Estimulación no reactiva (mejorador de flujo)	50
22	Sen 212	Productor	Depósitos orgánicos	Limpieza de aparato con UTF (solvente aromático)	50
23	Piñe 101	Reparación	Baja permeabilidad	Estimulación no reactiva (mejorador de flujo)	901
24	Remudadero 14	Productor	Emulsión y depósitos orgánicos	Limpieza de aparato de producción y Estimulación no reactiva	40
25	Perdiz 519	Productor	Depósitos orgánicos	Limpieza de aparato con UTF (solvente aromático)	17
26	Remudadero 2	Cerrado	Fluido viscoso y baja presión	Inducción mecánica	100
27	Sen 111	Productor	Depósitos orgánicos	Estimulación de Limpieza no reactiva	32
28	Ribereño 11 ST	Terminación	Invasión de lodo de perforación, emulsiones y sólidos	Estimulación no reactiva (mejorador de flujo)	510
29	Piñe 26	Reparación	Deposición de inorgánicos (sal)	Estimulación no reactiva (mejorador de flujo)	906
30	Sen 11	Productor	Emulsión y depósitos orgánicos	Estimulación no reactiva (mejorador de flujo)	101
31	Luna 18	Productor	Emulsión y depósitos orgánicos	Estimulación simultánea no reactiva-reactiva	44
32	Sen 213	Terminación	Invasión de lodo de perforación, emulsiones y sólidos	Estimulación simultánea no reactiva-reactiva	2409
33	Orler 1	Productor	Emulsión y depósitos orgánicos	Estimulación simultánea no reactiva-reactiva	88
34	Sen 211	Terminación	Invasión de lodo de perforación, emulsiones y sólidos	Estimulación simultánea no reactiva-reactiva	2503
35	Tián 222	Productor	Emulsión y depósitos orgánicos	Estimulación no reactiva (mejorador de flujo)	101
36	Sen 51	Productor	Emulsión y depósitos orgánicos	Estimulación simultánea no reactiva-reactiva	51
37	Caparosa 15	Productor	Depósitos orgánicos	Limpieza de aparato con UTF (solvente aromático)	44
38	Piñe 13	Productor	Depósitos orgánicos	Limpieza de aparato con UTF (solvente aromático)	63
39	Sen 73	Productor	Depósitos orgánicos	Limpieza de aparato con UTF (solvente aromático)	32
40	Sen 138	Productor	Daño por depósitos orgánicos	Estimulación no reactiva (mejorador de flujo)	201
<b>Incremento puntual de pozos estimulados</b>					<b>13698</b>

**Tabla 4.** Indicadores económicos de pozos estimulados.

Indicadores Económicos	VPN (MM\$)	VPI (MMS)	VPN/VPI	VP INGRESOS (MM\$)	VP EGRESOS (MMS)	RCB	PRI (MESES)	TIR (%)
P10	6.19	2.34	3.13	8.53	2.34	4.13	0.14	3.33
P50	32.27	6.03	5.04	38.30	6.03	6.04	0.69	22.05
P90	343.31	50.01	6.95	393.31	50.01	7.95	1.55	301.31

De la **Tabla 4** se observa que considerando un indicador económico P50 (valor más probable), se obtiene un valor presente neto (VPN) de \$32.27 MM de pesos, con una relación costo/beneficio (VPN/VPI) de 5.04 y una tasa interna de retorno (TIR) de 22.05%.

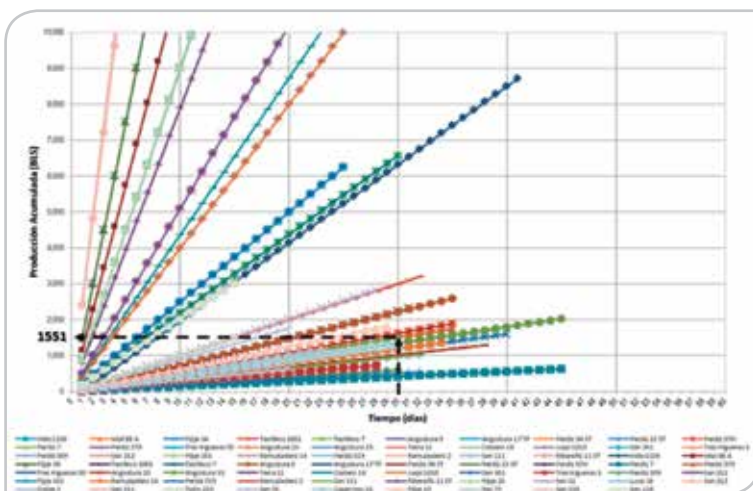
Adicionalmente, se realizó el análisis del tiempo de recuperación de la inversión (TRI) de los tratamientos en función al incremento de producción inicial ( $\Delta_{q_{oi}}$ ) obtenido después de la aplicación de los tratamientos de estimulación, **Figura 15**.



**Figura 15.** Incremento de producción inicial vs tiempo de recuperación de la inversión, (TRI).

De la **Figura 15**, se puede observar que todos los pozos estimulados obtuvieron incrementos de producción de aceite, donde el 60% (24 pozos) presentaron incrementos de producción en un rango de 14 a 100 bpd, con un tiempo de recuperación de la inversión (VPN>0) entre 4 a 25 días y el resto de los pozos estimulados, (16 pozos), sus incrementos de producción permiten obtener recuperación de los costos entre 1 a 9 días, por lo que, en términos generales la recuperación de la inversión en la mayoría de los pozos, se obtiene en un tiempo no mayor a los 25 días, siendo económicamente rentables.

Para validar la rentabilidad de los tratamientos de estimulación aplicados, se realizó un seguimiento y monitoreo de la producción acumulada ( $N_p$ ) por pozo, a fin de evaluar su efectividad con respecto al tiempo, **Figura 16**, determinándose que el pago total promedio de la inversión se obtiene cuando se alcanzan producciones acumuladas ( $N_p$ ) del orden de los 1551 bl. Los resultados de la evaluación económica de cada uno de los pozos estimulados, se presentan en el Anexo 1.



**Figura 16.** Producción acumulada vs tiempo.

Con base en los resultados de incrementos de producción iniciales y acumulados presentados en las Figuras 15 y 16, se concluyó que con la identificación del tipo y mecanismo de daño obtenido con la aplicación de la metodología PITD, se lograron obtener incrementos de producción de los pozos estimulados en el rango de 30% al 400%, con un VPN de \$32.27 MM de pesos (P50), una relación VPN/VPI del 5.04 y una TIR del 22.05%.

Por otra parte, para fortalecer la metodología PITD y a fin de apoyar a los ingenieros encargados en el diseño de tratamientos de estimulación, se consideró importante documentar y desarrollar 147 procesos clasificados en: flujos de trabajo de diseño, guías y procedimientos para la toma de decisión en operaciones de estimulaciones ácidas y no ácidas y en fracturamientos ácidos y apuntalados, Figura 17, mediante la documentación de dos libros, los cuales están actualmente en proceso para su difusión a nivel PEP.



Figura 17. Documentos guías de estimulación y fracturamiento.

El manejo adecuado de la producción es de importancia crítica, por lo que es una herramienta clave tanto para el manejo del yacimiento como para la administración de activos cuando baja la producción del campo, y constituye una pieza central para lograr el mantenimiento de la producción de hidrocarburos durante el mayor tiempo posible<sup>6</sup>.

## Conclusiones

Con base en los resultados obtenidos de los pozos aplicados con la metodología PITD desarrollada, se concluye lo siguiente:

La operación de tratamientos de estimulación de pozos es una de las actividades más empleadas para el mantenimiento e incremento de la productividad de pozos, por lo que, es importante formar y capacitar a personal de PEP, para hacer frente a los retos en esta disciplina.

Para minimizar el fracaso de las operaciones de estimulación es importante identificar y definir con precisión los tipos de daños generados y sus mecanismos de formación.

Las pruebas de laboratorio son una fuente esencial en el diagnóstico y éxito de la estimulación de pozos.

La metodología PITD permite identificar el tipo y mecanismo de daño; su ubicación, selección de los sistemas químicos requeridos para su remoción, y permite definir la técnica de colocación de los sistemas y su secuencia de bombeo.

El tipo de daño identificado con el análisis de más de 1000 muestras de fluidos de pozos presentaron una combinación de daños que en la mayoría de los pozos es complejo, derivado de la madurez de los yacimientos, la fuerte declinación de la presión, la reducción de las ventanas operativas de hidrocarburos y al avance de los contactos agua y gas, demandando con ello una mayor ingeniería de estimulación.

La aplicación de la metodología PITD a 150 muestras de fluidos de pozos productores dañados y en etapa de terminación, indicó que el 75% del tipo de daño es producto de emulsiones estables formadas por aceite, agua y sólidos de tipo orgánico e inorgánico y el 85% del tipo de daño es por emulsiones estables formadas por lodo de perforación, sólidos del lodo, fluido de control y por los fluidos producidos por el pozo respectivamente.

Los pozos seleccionados y estimulados con base en la metodología desarrollada, presentaron incrementos de producción del orden de 30 a 400%, obtenido del diagnóstico y de la selección óptima de los sistemas químicos de las pruebas de laboratorio realizadas.

El tiempo de recuperación de la inversión de los tratamientos de estimulación aplicados a los 40 pozos, en general se alcanza en un lapso no mayor a 25 días, siendo económicamente rentables.

Los indicadores económicos (P50) obtenidos para los pozos estimulados presentan un VPN de \$ 32.27 MM de pesos, una relación VPN/VPI de 5.04 y una TIR 22.05%.

Los 147 procesos desarrollados y documentados están orientados para dar apoyo a los ingenieros de diseño y mejorar las operaciones de estimulación de pozos.

## Agradecimientos

A todos los ingenieros de diseño de los Activos de Producción de PEP, a las compañías de servicio por su colaboración en la realización de pruebas de laboratorio e información técnica de su base de datos para el análisis de la caracterización físico-química de muestras de fluidos de pozos dañados y estimulados; así mismo al Ing. Juan Quintero Contreras y a la Lic. Vania Mateos Chávez por su valiosa participación en la realización de este trabajo.

## Referencias

1. Al-Anzi, E., Al-Mutawa, M., Al-Habib, N., et al. 2004. Reacciones Positivas en la Estimulación de Yacimientos Carbonatados. *Oilfield Review* (primavera): 30-47. [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish04/spr04/p30\\_47.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/spr04/p30_47.pdf) (descargado el 3 de enero de 2013).
1. Al-Harty, S., Bustos, O.A., Samuel, M., et al. 2009. Opciones para la Estimulación de Pozos de Alta Temperatura. *Oilfield Review* (primavera): 52-63. [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish09/spr09/opciones\\_para\\_la\\_estimulacion.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish09/spr09/opciones_para_la_estimulacion.pdf) (descargado el 3 de enero de 2013).
2. Antuñano Muñoz, Y. de, Arévalo Villagrán, J.A. y Lysandrou Costa, M. 2007. Identificación del Tipo y Mecanismo de Daño: Clave en la Estimulación de Pozos. Segundo Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México, Boca del Río, Veracruz, junio 27-30.
3. Antuñano Muñoz, Y. de, Arévalo Villagrán, J.A. y Lysandrou Costa, M. 2013. Pruebas de Laboratorio: Una Fuente Elemental en el Diagnóstico y Éxito de la Estimulación de Pozos. PEMEX, Gerencia de Estrategias y Planes, México, D.F. (junio de 2013).
4. API RP 42, Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation, second edition. 1977. Washington D.C.: API.
1. Lowe, W.B. y Trotter, G.L. 1999. Nuevas Tácticas para el Manejo de la Producción. *Oilfield Review* (otoño): 2-17. [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish99/aut99/p2\\_17.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p2_17.pdf) (descargado el 3 de enero de 2013).

## Anexo 1

Pozos	VPN (MM\$)	VPI (MM\$)	VPN/VPI	VP INGRESOS (MM\$)	VP EGRESOS (MM\$)	RCB	PRI (MESES)	TIR (%)	TR (días)	Días de mantenimiento de Dqo	NP
Perdiz 57H	4	2	1.99	6	2	2.99	3	2	22	35	426
Perdiz 7	4	2	2.02	6	2	3.02	3	2	22	45	426
Perdiz 519	5	2	2.36	7	2	3.36	2	3	18	32	517
Perdiz 23 ST	6	2	2.68	9	2	3.68	2	4	12	30	608
Tres Higuera 3	9	3	3.21	11	3	4.21	1	5	16	28	791
Sen 73	11	3	3.63	14	3	4.63	1	6	12	20	973
Sen 111	11	3	3.63	14	3	4.63	1	6	25	39	973
Perdiz 34 ST	12	3	3.75	15	3	4.75	1	7	7	38	1034
Remudadero 14	14	3	4.06	17	3	5.06	0	8	23	34	1217
Tres Higuera 50	14	3	4.06	17	3	5.06	0	8	17	40	1217
Angostura 17 TP	14	3	4.06	17	3	5.06	0	8	12	29	1217
Caparoso 15	16	4	4.24	19	4	5.24	0	10	11	30	1338
Luna 18	16	4	4.24	19	4	5.24	0	10	16	20	1338
Angostura 35	16	4	4.28	20	4	5.28	0	10	15	45	1369
Sen 212	18	4	4.47	22	4	5.47	0	11	24	20	1521
Perdiz 509	18	4	4.47	22	4	5.47	0	11	11	30	1521
Perdiz 579	18	4	4.47	22	4	5.47	0	11	5	35	1521
Sen 51	18	4	4.50	22	4	5.50	0	11	13	23	1551
Angostura 20	19	4	4.60	24	4	5.60	0	12	13	35	1643
Pijje 13	23	5	4.86	27	5	5.86	0	15	6	29	1916
Angostura 9	27	5	5.13	33	5	6.13	0	18	4	35	2251
Teoteco 1001	28	5	5.17	34	5	6.17	0	19	12	30	2342
Crater 1	32	6	5.35	38	6	6.35	0	22	9	20	2677
Remudadero 2	37	7	5.52	44	7	6.52	0	26	3	35	3042
Tizón 222	37	7	5.53	44	7	6.53	0	26	6	15	3072
Sen 11	37	7	5.53	44	7	6.53	0	26	8	28	3072
Sen 138	75	12	6.22	88	12	7.22	0	59	9	15	6114
Teoteco 7	82	13	6.28	95	13	7.28	0	65	5	30	6662
Sen 301	94	15	6.37	109	15	7.37	0	76	5	25	7605
Iride 1136	109	17	6.46	126	17	7.46	0	88.00	0	40	8670
Juspi 1010	151	23	6.62	174	23	7.62	0	127	3	30	12168
Costero 18	166	25	6.66	191	25	7.66	0	140	2	35	13294
Ribereño 11 ST	194	29	6.71	222	29	7.71	0	165	3	30	15514
Terra 11	300	44	6.84	344	44	7.84	0	262	3	40	24032
Pijje 101	343	50	6.87	393	50	7.87	0	300	2	35	27408
Pijje 25	345	50	6.87	395	50	7.87	0	302	1	15	27561
Ixtal 88 A	446	64	6.91	510	64	7.91	0	396	2	60	34983
Pijje 34	583	84	6.95	666	84	7.95	0	508	1	35	45721
Sen 213	919	131	6.99	1,050	131	7.99	0	821	0	25	73282
Sen 211	955	136	7.00	1,091	136	8.00	0	854	0	20	76141



## Semblanza de los autores

### Ing. Yuri de Antuñano Muñoz

Ingeniero petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México de la carrera de Ingeniería Petrolera con Mención Honorífica. Experto en estudios y análisis de pozos para el mejoramiento de la producción, mediante la aplicación de tratamientos de estimulaciones simultáneas no reactivas y reactivas, así como asesoramiento técnico en las áreas de estimulación y cementación a pozos, cuenta con Diplomados en Administración de Negocios de Servicios y en Dirección y Administración de proyectos en el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey.

Inició sus actividades profesionales en el Instituto Mexicano del Petróleo ocupando cargos de coordinador de proyectos en el área de Productividad de Pozos (1986-2005), posteriormente ingresa a Petróleos Mexicanos en la Subdirección Técnica de Explotación como líder de la Estrategia Nacional de Productividad de Pozos. Durante su trayectoria profesional ha presentado diversos trabajos técnicos en la AIPM, CMP, IMIQ, ARPEL, COLAPER, INTEVEP, INGEPET, SPE realizados en México, Chile, Venezuela, Perú, Canadá y Kuwait respectivamente. Ha recibido diferentes reconocimientos por su sobresaliente actuación para la contribución al desarrollo y prestigio de la industria Petrolera Mexicana. Actualmente pertenece a la Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos, es Líder de la Red de Especialistas de Productividad de Pozos y da soporte técnico al Activo de Producción Samaria Luna de la Región Sur.

### Dr. Jorge Arévalo Villagrán

Doctor de Ingeniería petrolera por la Texas A&M University. En 2004 obtuvo con Mención Honorífica la Maestría en Ingeniería Petrolera por la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

De 1986 a 1989 estudio la Maestría en Ingeniería Ambiental por la Universidad Veracruzana y en 1984 obtuvo la licenciatura en Ingeniería Petrolera por la ESIA del IPN.

Ha presentado diversos trabajos en congresos nacionales e internacionales y recibidos diferentes reconocimientos y premios. Es profesor de asignatura de la licenciatura y posgrado de la UNAM. Es miembro de número de la academia de ingeniería, miembro de la SPE y del CIPM.

### Ing. Michael Lysandrou Costa

Ingeniero Químico con experiencia en interpretación de la vida productiva de los pozos, identificación de daños de perforación (pruebas de laboratorio), conocimiento de la química de los productos utilizados para estimulaciones ácidas y no ácidas de los pozos. Asesoría especializada para diseño y evaluaciones de tratamientos de estimulación a pozos y generación de propuestas de aplicación de nuevas tecnologías para tratamientos a pozos que permitan incorporar producción a corto plazo alineado con las estrategias corporativas.