

Metodología para el diseño y selección del tratamiento de estimulación

Regina Elizabeth Camacho Obregón
Proveedora de Fluidos Mexicanos

Artículo recibido en febrero de 2023-revisado, evaluado y corregido en junio de 2023

Resumen

El siguiente trabajo tiene como objetivo dar a conocer la metodología empleada en el diseño de estimulaciones tanto orgánicas, ácidas y/o mixtas que ha sido implementada desde el año 2020 en la cuenca Tampico Misantla, en formaciones como Chicontepec (areniscas) y El Abra (carbonatos), la cual permitirá restituir e incrementar la productividad o mejorar su inyectabilidad y patrones de flujo, en pozos productores e inyectores respectivamente.

El propósito de dicho artículo pretende difundir la metodología diseñada e implementada, así como compartir las buenas prácticas llevadas a cabo, en donde se realizó un tratamiento a la medida de acuerdo a la problemática en cada pozo, reflejándose en beneficios de producción en el orden de 46 bpd en formaciones de areniscas y promedio de 200 bpd en formaciones de carbonatos, lo cual permitió mantener la producción base, minimizando la producción diferida y aumentar las reservas recuperables.

Para mostrar la secuencialidad de la metodología propuesta se utilizaron los resultados obtenidos en cada etapa para el “Pozo 1”, mostrando cada uno de los pasos llevados a cabo en el diseño y selección del tratamiento empleado (tratamiento orgánico).

Finalmente, se plasman los pasos a seguir para evaluar la problemática de cada pozo que se considere candidato y diseñar el tratamiento que genere los mejores resultados y aumente las probabilidades de éxito de la operación, así como los casos de éxito obtenidos durante su ejecución; dicho proceso fue sustentado en pruebas de laboratorio, así como seguimiento operativo pre y posterior a la estimulación, con el fin de reducir la incertidumbre y proporcionar una mejor evaluación de la eficiencia del tratamiento.

Palabras clave: Metodología, diseño de estimulaciones, orgánicas, ácidas, mixtas, cuenca Tampico Misantla.

Methodology for the design and selection of the stimulation treatment

Abstract

The following work aims to publicize the methodology used in the design of both organic, acid and/or mixed stimulations that has been implemented since 2020 in the Tampico Misantla basin, in formations such as Chicontepec (sandstones) and El Abra (carbonates), which will allow to restore and increase productivity or improve its injectability and flow patterns, in producer and injector wells respectively.

The purpose of this article is to disseminate the methodology designed and implemented, as well as share the good practices used, where a treatment was carried out according to the problem in each well, reflecting on production benefits in the order of 46 bpd in sandstone formations and an average of 200 bpd in carbonate formations, which could maintain base production, minimizing deferred production and increasing recoverable reserves.

To show the sequentiality of the proposed methodology, the results obtained in each stage for “Well 1” were used, showing each of the steps carried out in the design and selection of the treatment used, (organic treatment).

Finally, the steps to follow are outlined to evaluate the problems of each well that is considered a candidate and design the treatment that generates the best results and increases the probability of success of the operation, as well as the success cases obtained during its execution; This process was supported by laboratory tests, as well as pre- and post-stimulation operational monitoring, in order to reduce uncertainty and provide a better evaluation of treatment efficiency.

Keywords: Methodology, stimulation design, organic, acid, mixed, Tampico Misantla basin.

Introducción

Existen diferentes tratamientos para restituir o incrementar la productividad en los pozos petroleros desde mecánicos, biológicos, térmicos, químicos, etcétera. Uno de los tratamientos más empleados dentro de los métodos químicos para aumentar la eficiencia y productividad de los pozos petroleros es la estimulación, cuyo objetivo es remover el daño originado por operaciones como perforación, terminación y la misma producción del pozo, aumentando y mejorando la eficiencia de flujo de los fluidos producidos a través del medio poroso.

Sin embargo, para que un tratamiento de estimulación sea exitoso y se obtengan los beneficios mencionados, es necesario tener una metodología clara y sistemática que permita la selección del tratamiento adecuado, acorde a la problemática detectada.

Existen dos técnicas de estimulación de pozos: matricial y por fracturamiento, las cuales se caracterizan por los gastos y presiones a emplear durante la cédula de bombeo. La estimulación matricial consiste en la inyección de fluidos a la formación a presión menor a la de fractura, mientras que el fracturamiento como su nombre lo indica, consiste en crear canales conductivos fracturando la roca de interés.

A su vez, la estimulación matricial puede ser reactiva o no reactiva. En la reactiva los fluidos de tratamiento son sistemas ácidos (ácido clorhídrico, ácido fluorhídrico, ácido fórmico, ácido acético, etcétera), los cuales reaccionan químicamente disolviendo los materiales que dañan a la formación y los propios minerales de la roca generando canales conductivos, enfocados en remover daño por partículas sólidas y/o precipitaciones inorgánicas. Por otro lado, se encuentra la estimulación no reactiva donde se emplean fluidos de tratamiento como xileno, tolueno, alcoholes, solventes mutuales, rompedores de emulsión, etcétera, pero estos no reaccionan con los minerales de la formación, empleándose para remover daños por bloqueo de agua, bloque de aceite, emulsión, daño por pérdida de fluido de control y/o por depósitos orgánicos como asfaltenos y parafinas.

Sin embargo, para determinar si el pozo es candidato a una estimulación y seleccionar el tratamiento ideal, se debe conocer la naturaleza del daño y cuantificarlo. La posible existencia de daño puede ser determinada mediante prueba de pozos, pruebas de variación de presión, toma de información, mediciones, etcétera. Las pruebas de presión pueden ser drawdown o build up. En consecuencia, se puede asociar a cada pérdida de presión un factor de pseudodaño, por lo que el efecto Skin “S” está compuesto de la siguiente forma:

$$S = Sfd + St + Spc + Sperf + Stp$$

Donde:

S: Factor de daño total de la formación.
Sfd: Factor de daño real de la formación.
St: Pseudo factor de daño por turbulencia.

Spc: Pseudo factor de daño por terminación.
Sperf: Pseudo factor por daño por las perforaciones.
Stp: Pseudo factor de daño por los túneles de las perforaciones.

Las pruebas de presión permiten determinar el efecto Skin o factor de daño total "S", y este valor estará influenciado por el factor de daño verdadero de la formación y los pseudofactores, algunos de éstos podrán tener valores positivos, negativos o nulos, por lo que la cuantificación de los componentes del factor Skin es de suma importancia, ya que la estimulación está enfocada en remover el factor de daño verdadero y el pseudo factor por restricciones en los túneles de las perforaciones.

Sin embargo, en muchas ocasiones no es posible contar con información de pruebas de variación de presión debido a los costos de las mismas, ya que, para mantener las operaciones de mantenimiento a la producción en márgenes de rentabilidad, se restringe la toma de información, por lo que debe cotejarse con el expediente del pozo, del cual se hablará más adelante para la determinación de un pozo candidato a estimulación.

Dada la importancia del tema, este trabajo tiene como objetivo dar a conocer una metodología adecuada para cada caso, conduciendo a la selección óptima y ejecución del tratamiento de estimulación matricial, mostrando los resultados obtenidos con su implementación.

Identificación de la problemática y pozos candidatos

La producción de un pozo puede declinar por muchas razones, por lo que se debe tener claro que la estimulación no siempre es la solución para la recuperación de producción, puesto que la declinación puede deberse a la pérdida de la energía del yacimiento, por lo que en estos casos se debe evaluar un sistema artificial o recuperación secundaria que mejor aplique, para proporcionarle la energía suficiente para transportar los fluidos del fondo del pozo hasta estaciones de recolección y/o puntos de venta.

Es por ello que se debe contar con la información siguiente para poder desarrollar el expediente del pozo e identificar las causas de su reducción de la producción:

- Comportamiento de producción (agua, gas y aceite).
- Histórico de producción (mediciones).
- Histórico de intervenciones.
- Características de los fluidos producidos.
- Comportamiento de presiones (cabeza, línea de descarga, TP).

- Condiciones mecánicas subsuperficiales y superficiales.
- Condiciones de operación.
- Problemáticas detectadas en campo.

Comportamiento de producción: a medida que avanza la vida productiva de un pozo, es normal que el corte de agua o gas aumente, debido a que el yacimiento llega a una etapa madura, en la que su energía disminuye; sus componentes más ligeros se empiezan a volatizar ocasionando más aporte de gas, así como las fuerzas capilares interactúan ocasionando mayor intrusión de agua de formación, sin embargo, un incremento súbito anormal en el aporte de agua o gas puede indicar la presencia de un daño ocasionado por la incompatibilidad de fluidos inyectados en el pozo, o propio de la naturaleza de los fluidos producidos.

Histórico de producción: cada yacimiento cuenta con diferentes tipos de mecanismos de empuje, que le aportan la energía para desplazar los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo, por lo que de acuerdo al tipo de mecanismos con el que cuente tendrá un porcentaje de recuperación y declinación, un porcentaje de declinación que no corresponda al normal de acuerdo con su tipo de empuje puede ser indicativo de la presencia de un daño, que esté generando la obstrucción al flujo y por ende un gasto menor.

Histórico de intervenciones: este punto es una pieza clave, puesto que estadísticamente el daño mayor es ocasionado durante la perforación y terminación del pozo. Conocer el reporte de sus intervenciones permitirá determinar si la causa del daño se debe a la entrada de fluidos nocivos a la formación durante estas actividades, y seleccionar el tratamiento adecuado para su solución.

Características de los fluidos producidos: la misma naturaleza de los fluidos que aporta el pozo pueden ocasionar un daño, como la depositación de orgánicos (asfaltenos y parafinas), incrustaciones inorgánicas (CaCO_3 , CaSO_4 , $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ y BaSO_4), tapones viscosos, emulsiones, etcétera.

Comportamiento de presiones: se debe contar con un monitoreo operativo donde se registren el seguimiento de presiones de cabeza, línea de descarga, TP y temperatura, puesto que el obturamiento causado por depositaciones orgánicas o incrustaciones inorgánicas, se manifiesta en contrapresiones derivadas de la reducción del diámetro nominal en las líneas de flujo.

Configuración mecánica: el estado mecánico y el levantamiento de superficie permitirá definir si el equipo de subsuelo o los accesorios en las líneas de flujo desde el pozo a batería generan alguna caída de presión adicional en el sistema de transporte, generando el escenario factible para que surjan las depositaciones.

Condiciones de operación: es sumamente relevante el considerar cómo opera el personal operativo el pozo en superficie; se deben tomar en cuenta los cambios en el diámetro del estrangulador que se realicen, aperturas y cierres del pozo, operación continua o intermitente, condiciones de operación del sistema artificial (si se tuviera instalado), interconexiones en las bajantes, etcétera, puesto que los cambios que se generen a condiciones de superficie también pueden afectar las condiciones aguas arriba, (subsuperficiales).

Problemáticas detectadas en sitio: aunque las pruebas de laboratorio, evaluación de pozos correlación representativos del campo y la formación del expediente mencionado en los puntos anteriores, brindan un diagnóstico posible de la problemática presente, todo esto debe cotejarse con lo observado en sitio; la experiencia y conocimiento del personal operativo será pieza fundamental para validar el diagnóstico realizado.

Muestreo y caracterización

Una vez que se determinó que el pozo tiene un daño y que puede ser removido químicamente, se procede a tomar una muestra del pozo en cuestión, dicha muestra permitirá caracterizar los fluidos producidos y conocer su naturaleza.

Es necesario recuperar una muestra del pozo en cuestión y registrar los parámetros de muestreo como presión en cabeza, línea, temperatura, en caso de que el pozo no aporte; se deberá tomar muestra de correlación de un pozo representativo, es decir, que se encuentre en la misma formación productora, comparta propiedades petrofísicas y de fluidos producidos similares.

Análisis composicional

Este análisis permitirá conocer los porcentajes en peso de los elementos más pesados de los hidrocarburos producidos; se realiza bajo la norma UOP 46-85 Y ASTM D 3279, como se muestra en la **Figura 1**, cuyos resultados permiten determinar el porcentaje en peso de asfaltenos, parafinas y resinas.

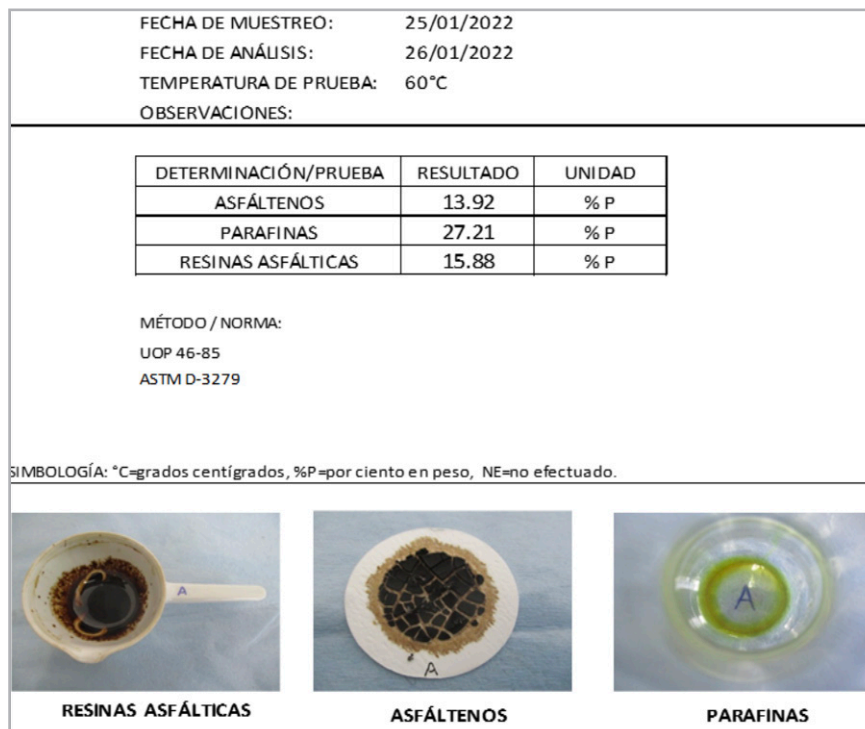


Figura 1. Análisis composicional del aceite, pozo 1.

Una vez que se disponga de los porcentajes anteriores en peso se determina a través de las correlaciones de Asomaning & Watkinson (2000), si los asfaltenos son inestables, pudiendo presentar problemática por depositación ante cambios de presión y temperatura, la cual causaría el daño del pozo.

problemática por asfaltenos; esto es porque el valor obtenido es menor a 0.7, resultado verificado con el Índice de Estabilidad Coloidal, por medio del cual similarmente se determina estabilidad por asfaltenos, a pesar de que el RAR indica una problemática; los primeros dos métodos son más confiables.

De acuerdo al Índice de Inestabilidad coloidal, se observa en la **Figura 2**, la muestra actual del Pozo 1 no presenta

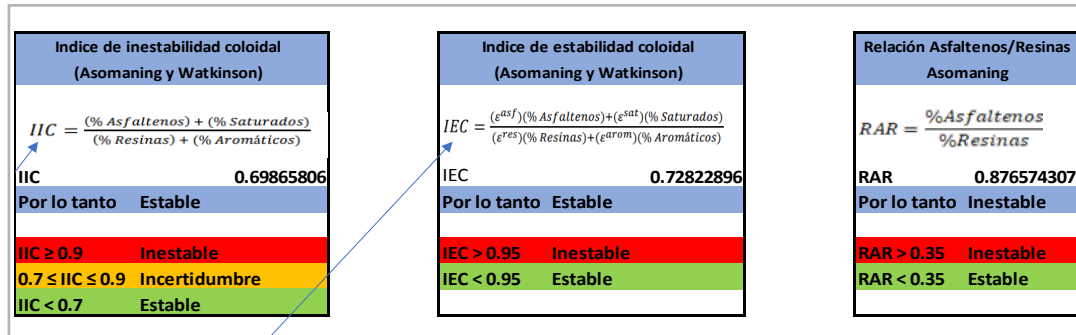


Figura 2. Métodos de cálculos para determinación de inestabilidad de asfaltenos.

Determinación del punto de nube

Se realiza el perfil de viscosidad para determinar el punto de nube: la temperatura a la cual se comienzan a formar los primeros cristales de parafinas en el crudo muerto, a presión atmosférica para evaluar el potencial de depositación de la parafina, este método utiliza el perfil de viscosidad versus temperatura del crudo para encontrar el punto de inflexión

sobre la curva de enfriamiento, el cual será el punto de nube (Howell,1956).

En función al cambio de pendiente observado en la gráfica de la **Figura 3** de la viscosidad vs $1/T$, se estima que la cristalización de parafinas ocurrirá a condiciones dinámicas a nivel supersuperficial, bajo las condiciones presentadas en la **Tabla 1**.

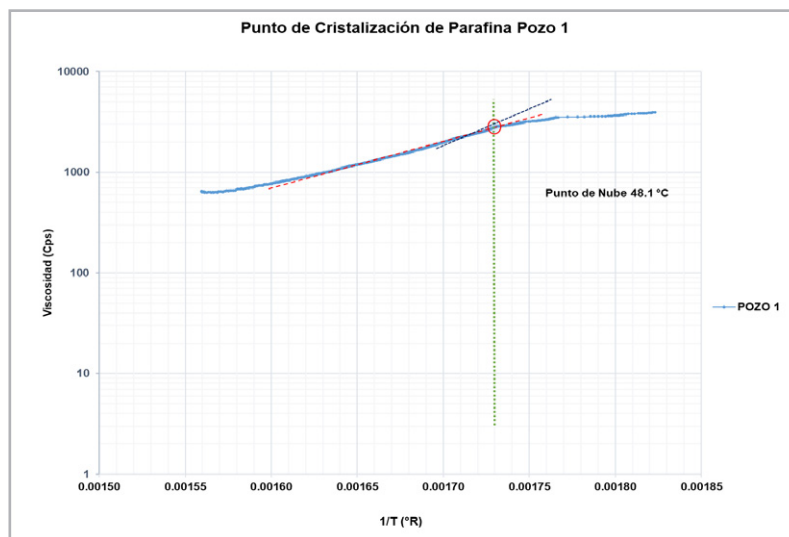


Figura 3. Determinación del punto de nube del aceite, (método de Howell).

Viscosidad	Temperatura		
	(cP)	(°C)	°R
2775	48.1	578.25	0.00173

Tabla 1. Determinación de temperatura de cristalización de la parafina.

Caracterización física

La caracterización física permite determinar los cortes de agua libre, agua total, aceite, °API, densidad, % sedimentos orgánicos e inorgánicos para determinar el

aporte del pozo; en la **Figura 4**, se puede observar la determinación de los diferentes cortes y características físicas de la muestra en cuestión.

FECHA DE MUESTREO:		25/01/2022
FECHA DE ANÁLISIS:		26/01/2022
TEMPERATURA DE PRUEBA:		60°C
OBSERVACIONES:		
DETERMINACIÓN	RESULTADO	UNIDAD
ACEITE	29.975	%V
DENSIDAD	0.9020	g/cc
°API	25.37	°API
Viscosidad	PERFIL	@ 30 °C(cPs)
Viscosidad	PERFIL	@ 70 °C(cPs)
EMULSIÓN	69.85	%V
AGUA LIBRE	0.15	%V
AGUA TOTAL	70.00	%V
DENSIDAD	1.0632	g/cc
pH	7	-
CLORUROS	29820	mg/l
HCl	NA	%
SEDIMENTOS ORGÁNICOS	0.00	%V
SEDIMENTOS INORGÁNICOS	0.025	%V



Figura 1.



Figura 2.

Figura 4. Caracterización física del pozo 1.

Con la caracterización física realizada de la muestra, se obtuvo que el hidrocarburo es mediano con una densidad de 29. 9° API, se obtuvo 70% de agua, con presencia de emulsión, estabilizada por la precipitación de saturados (parafinas).

Análisis del agua

Como se puede observar el pozo 1 debido a la naturaleza del aceite producido y composición presenta problemática por inestabilidad de orgánicos indicando que ante cambios de presión y temperatura éstos pueden incurrir en la depositación, así mismo al realizar el gráfico de viscosidad

vs temperatura con el método de Howell se determinó que la cristalización de la parafina ocurre a nivel de fondo y cara de formación (gradiente de temperatura), por lo que éstos tienden a precipitarse en fondo y/o generar y estabilizar emulsiones (69.85% emulsión caracterización física), por lo tanto, para el pozo 1 se puede determinar que el mejor tratamiento a emplear sería orgánico, ya que de emplearse un tratamiento ácido o mixto podría generar mayor intrusión del agua al generar canales conductivos en la formación. Además, la principal problemática observada es la emulsión y alto corte de agua, por lo que en el diseño del tratamiento químico deberá considerarse emplear solventes mutuales y rompedores de emulsión.

Es necesario tomar en cuenta que para realizar una estimulación reactiva ésta es aplicable en aquellos pozos donde no hay un contacto agua-aceite cercano y el análisis del agua (aniones y cationes) junto con simulaciones en condiciones de fondo y superficie determinen que existe

precipitación de inorgánicos, introduciendo los valores de presión y temperatura de un registro de presión temperatura de pozo para la simulación, a manera de ejemplo para un escenario así, se tomará el pozo 2.

	VALOR	UNIDAD		VALOR	UNIDAD
Densidad a 21° C	1.0220	gr/cc	CO ₂	NE	mg/L
pH a 21 °C	7.50	-	H ₂ S	NE	mg/L
Conductividad	39.02	mS/cm			
PROPIEDADES FISICOQUIMICAS			VALOR	UNIDAD	IONES
Dureza de Calcio (como CaCO ₃)	3100	mg/L Ca			Ca 2002 mg/L
Dureza de Magnesio (como CaCO ₃)	1900	mg/L Mg			Mg 461 mg/L
Dureza total (como CaCO ₃)	5000	mg/L			CO3 0.00 mg/L
Alcalinidad "F" (como CaCO ₃)	0.00	mg/L			OH 0.00 mg/L
Alcalinidad "M" (como CaCO ₃)	900	mg/L			HCO3 1098.00 mg/L
Cloruros (como Cl)	15,265	mg/L			Cl 15364 mg/L
Cationes:					Na 9823.0 mg/L
Bario (Ba)	100	mg/L			SO4 300 mg/L
Cobre (Cu)	2.70	mg/L			Fe 1.90 mg/L
Fierro (Fe)	1.9	mg/L			Cr⁶⁺ 0.300 mg/L
Cromo (Cr ⁶⁺)	0.3	mg/L			Mn 1.00 mg/L
Manganeso (Mn)	1	mg/L			K NE mg/L
Potasio (K)	NE	mg/L			PO4³⁺ 27.40 mg/L
Aniones:					SiO₂ 182.00 mg/L
Sulfatos $\sum_{\text{an}} \square$	300	mg/L			Ba 100.00 mg/L
Fosfatos (PO ₄ ³⁺)	27.40	mg/L			Cu 2.70 mg/L
Silice (SiO ₂)	182.0	mg/L			
Sólidos Totales Disueltos	33980	mg/L			
Sólidos Totales Suspendedos	71.00	mg/L			
Salinidad (NaCl)	25187	mg/L			
<i>Método/Norma: refierase al procedimiento de análisis de cada uno de los parámetros a determinar.</i>					
OBSERVACIONES:					
Del análisis fisicoquímico se puede considerar que el agua podría presentar una tendencia incrustante debido a las concentraciones de aniones y cationes presentes. Tal como se puede observar en la parte de iones calcio, magnesio y bicarbonatos. Además de tomar en cuenta las concentraciones de sulfato, bario y silicas. Cabe destacar que la formación de estas incrustaciones será posible siempre y cuando se presenten las condiciones favorables tales como: cambios de presión y temperatura, incompatibilidad de las aguas, cambios en el pH o liberación del gas disuelto en el agua de producción. El análisis mediante software dará una mejor evaluación e interpretación sobre la tendencia incrustante de la muestra.					

Figura 5. Análisis físico químico del agua del pozo 2.

Se realizó una corrida con el software Scale Chem tomando los datos determinados del análisis físico químico para establecer los componentes y las condiciones de presión y temperatura a la cual tienden a precipitar en el agua de formación, para la simulación se considera la producción de agua, para realizar esta corrida se requieren al menos dos puntos de presión y temperatura (superficie y fondo),

se utilizó para el fondo el dato de presión estática y temperatura suministrado en el check list; Pws = 2343 psi (164.7 kg/cm²), temperatura = 73 °C y para superficie se consideró la información de operación durante el muestreo, P cabeza = 170 PSI (12 kg/cm²), temperatura 37 °C, en la Figura 6 se muestran los resultados obtenidos.

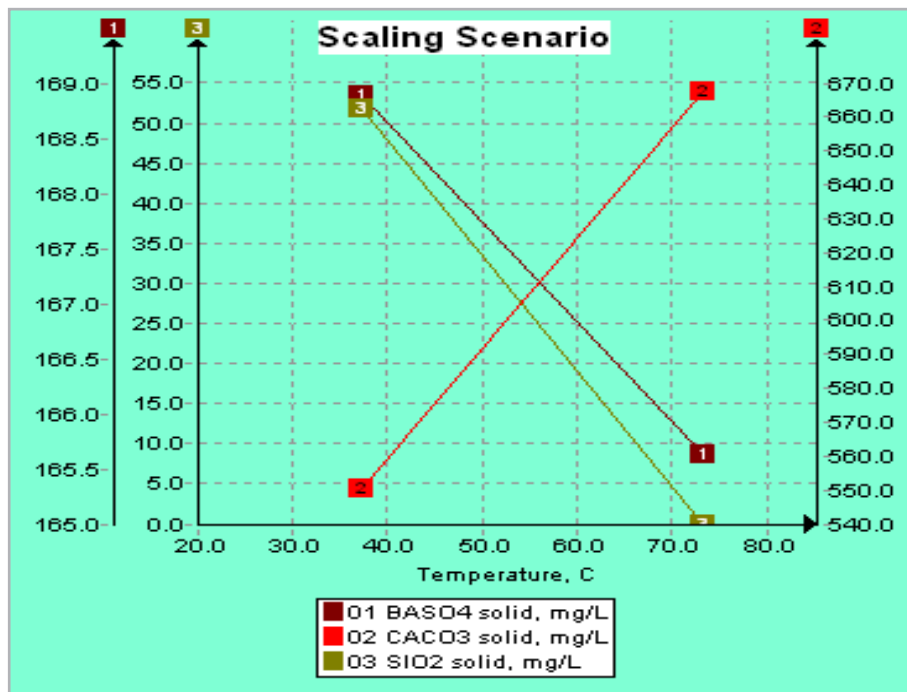


Figura 6. Simulación de componentes incrustantes en agua del pozo 2.

De acuerdo al gráfico, se determina que, en el agua analizada el componente con mayor tendencia a precipitar tanto a condiciones de superficie como de fondo, es el de carbonato de calcio, seguido del sulfato de bario (proporción 1:3 y 1:4, respecto al carbonato de calcio) y, por último, en mucho menor grado, el óxido de silicio.

Una vez que se determina cuales minerales tienden a incrustarse y bajo que parámetros, se puede definir el tipo de ácido a emplear, además de considerar también otros factores como el tiempo y velocidad de reacción requeridos, composición de la roca, viscosidad, concentración del ácido a emplear, compatibilidad con los fluidos producidos, etcétera.

Prueba de compatibilidad

De acuerdo a los análisis de laboratorio realizados al Pozo 1, se establece que los asfaltenos no presentan inestabilidad,

por lo que no se precipitarán ante cambios de presión y temperatura; sin embargo, de acuerdo con el perfil de viscosidad obtenido y con el uso del método de Howell, se puede determinar que el primer cristal de parafina se forma a condiciones de fondo ocasionando la estabilización de emulsión (caracterización física), generando daño y resistencia al flujo en formación y aparejo de producción. Debe diseñarse un sistema en laboratorio adecuado al tipo de problemática detectada (porcentaje de aditivos apropiados), el sistema a emplear debe someterse a prueba de compatibilidad, **Figura 7**, con el fluido producido para asegurarse que durante la ejecución de la estimulación no se generará un daño mayor, en caso de considerarse el empleo de fluido de desplazamiento como diésel, agua, salmuera o aceite de otro pozo en la cédula de bombeo, también debe de corroborarse la compatibilidad de la interacción del fluido producido + sistema de estimulación + fluido de desplazamiento, para con ello garantizar el éxito del tratamiento, a través de la fórmula óptima compatible con los fluidos a interactuar.

FLUIDOS		(%V)	COMPATIBILIDAD DE LOS SISTEMAS							
F-CYOL		50	ADITIVOS	SISTEMAS (%V)						
ACEITE		50		0	1	2	3	4	5	6
ROMPIMIENTO (MIN)	SEPARACIÓN DE FASES (%)	SOLVENTE MUTUO	0	14	16	16	18	-	-	
	10	100	DISPERSANTE ASFALTENOS	0	2	3	4	3	-	-
	30	100	DISPERSANTE PARAFINOS	0	4	2	3	2	-	-
	60	100	DESEMULSIFICANTE	0	2	0	4	1	-	-
	90	100	INHIBIDOR ASFALTENOS	0	2	2	1	1	-	-
	120	100	CO-SOLVENTE	0	0	0	0	0	-	-
		F-CYO	100	76	77	72	75	-	-	

MÉTODO / NORMA: API RP42

TABLA 1. RESULTADOS DE PRUEBA DE COMPATIBILIDAD ADITIVOS / F-CYO L		
HOMOGENIZACIÓN	DISPERSIÓN	MISCIBILIDAD
BUENA	BUENA	BUENA

TABLA 2. RESULTADOS DE PRUEBA DE COMPATIBILIDAD SISTEMA F-CYO L / ACEITE

HOMOGENIZACIÓN	DISPERSIÓN DE ASFÁLTENOS	MOJABILIDAD POR AGUA	SOLUBILIDAD DE SÓLIDOS ORGÁNICOS
BUENA	BUENA	BUENA	BUENA




Figura 1. Muestra de aceite probada con F-CYO y diferentes sistemas con F-CYO L. Se aprecian fases claras y definidas.




Figura 2. Moja bilidad de los sistemas. El sistema 4 presenta buena moja bilidad, buen rompimiento de emulsión en menor tiempo.




Figura 3. Sistema seleccionado despues de pasarlo por malla 100, no se observa presencia de sólidos.

IMBOLOGIA: %V= por ciento en volumen, NE= No efectuado, NA=No aplica, %=por ciento, MIN=minutos, °C=grados centigrados.

Figura 7. Formulaciones probadas para el pozo 1.

La prueba de botella permitió determinar con qué sistema se aprecian fases claras y definidas, así como elegir el sistema que presenta buen rompimiento de la emulsión, lo que aseguraría que el sistema realizará una limpieza efectiva en el menor tiempo; una vez identificado el mejor tratamiento debe pasarse por malla 100 (Norma API RP 42), para corroborar que no existe presencia de sólidos como resultado de una incompatibilidad.

Cabe mencionar que el volumen de fluido para la limpieza de la formación dependerá del radio de penetración que se requiera alcanzar para rebasar la zona de daño, **Figura 8**, el cual es estimado previamente en el análisis nodal del pozo.

Cédula de bombeo

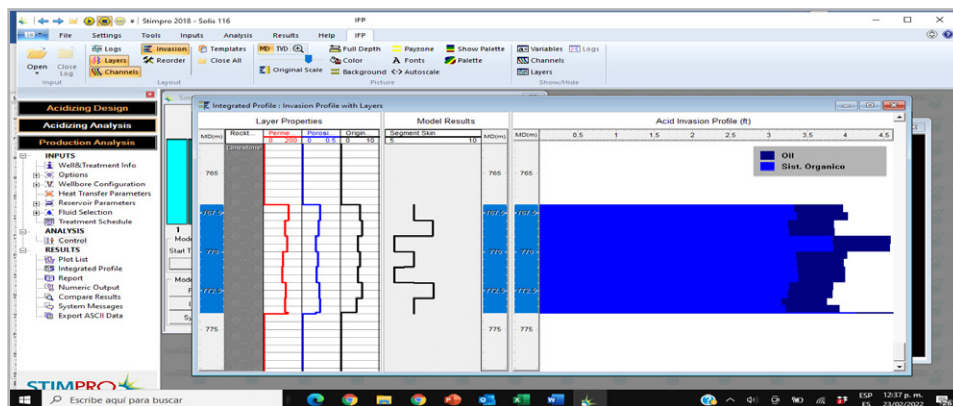


Figura 8. Radio de penetración del fluido en el pozo 1.

El Software Stimpro permite estimar el comportamiento de presión en el fondo durante la intervención; se puede observar en el gráfico que la predicción de presiones durante el bombeo no exceda en ningún momento la presión de fractura. Por lo tanto, se mantiene la intervención como una estimulación matricial.

El simulador permitirá determinar:

- Gastos óptimos de bombeo.
- Tiempos de bombeo de acuerdo a gasto propuesto.

- Radio de invasión con tratamiento (pies de penetración).
- Presiones durante la ejecución del bombeo, **Figura 9**.
- En caso de múltiples intervalos, determinar cuáles admiten mayor volumen de acuerdo a sus características petrofísicas.

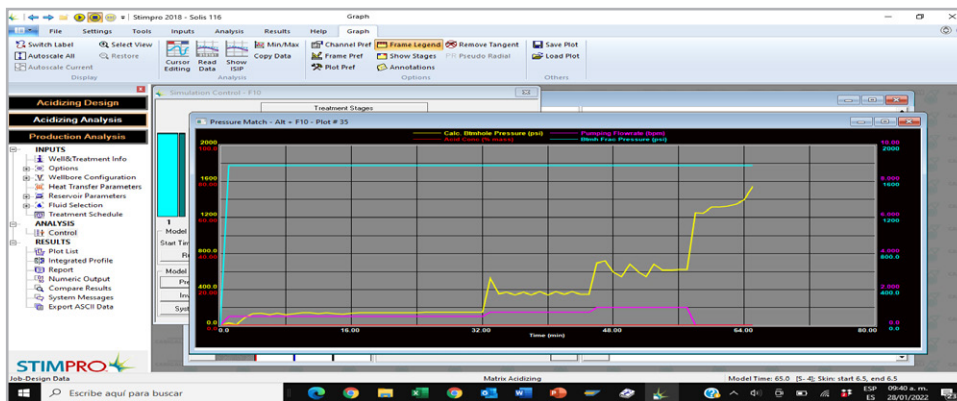


Figura 9. Predicción del comportamiento de la presión durante la estimulación.

Evaluación postratamiento

Para evaluar la eficiencia de la implementación de la estimulación ejecutada, **Figura 10**, es necesario contar con una medición previa a la estimulación y posterior a ella, para poder comparar el incremento de producción post tratamiento; además, debe cotejarse con el análisis nodal realizado al pozo, en el cual se debió determinar el daño del pozo actual y realizar sensibilidades de daño vs producción, para pronosticar el aumento de producción esperado con la remoción del daño de la formación.

El gasto de producción adicional asignado a la intervención debe ser un gasto estabilizado (aproximadamente 48 hrs), donde debe monitorearse durante el flujo el porcentaje de aceite, agua y emulsión, puesto que éste indicará si el tratamiento efectuado generó un cambio de mojabilidad favorecedor (rompimiento de la emulsión y reducción del corte % de agua); de igual forma, durante la medición debe tomarse una muestra para realizar la caracterización física, y poder determinar el momento en el que pozo terminó de desalojar el sistema de limpieza y fluidos de desplazamiento utilizados durante el bombeo.

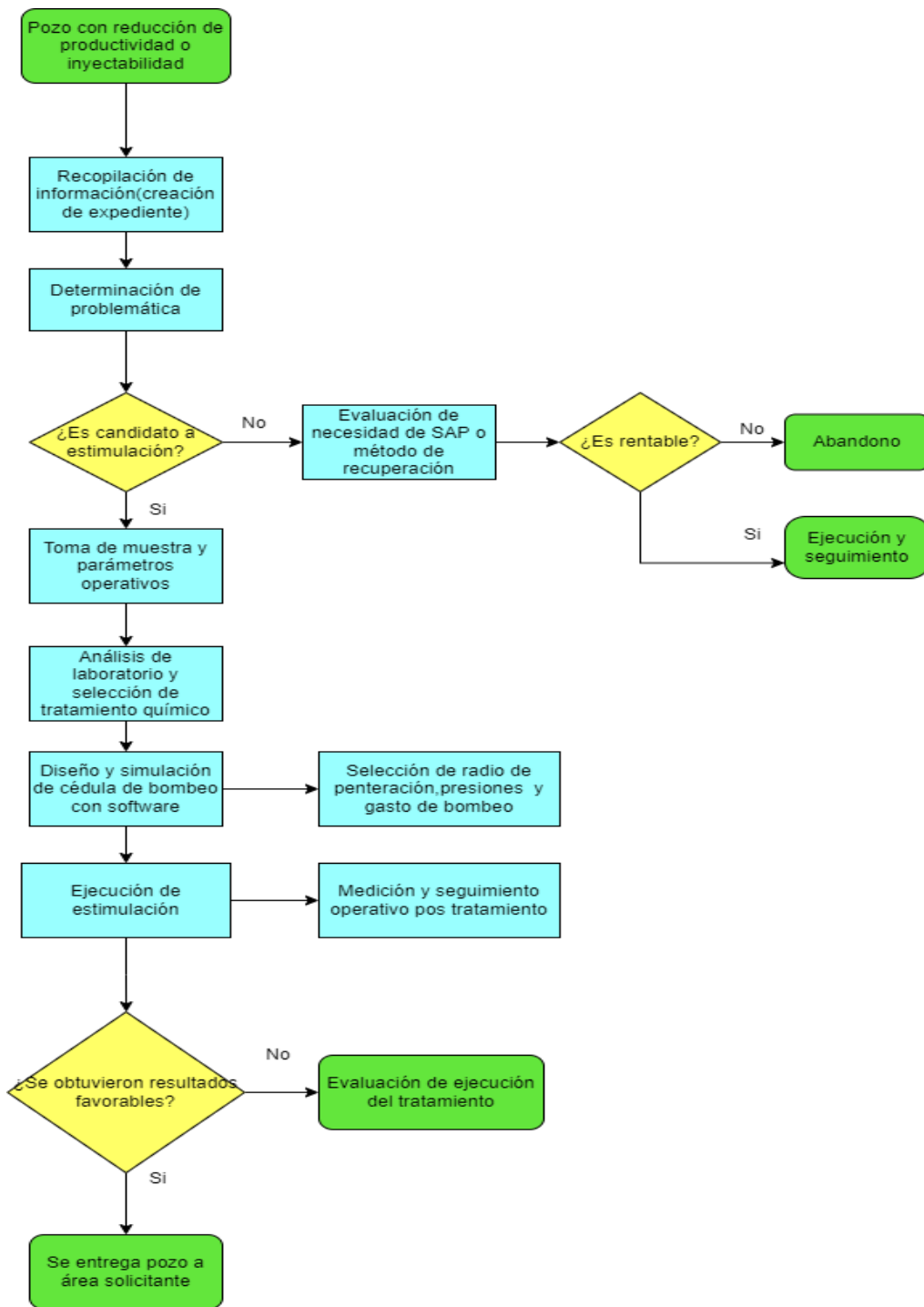


Figura 10. Diagrama de flujo para diseño y selección de tratamiento de estimulación.

Resultados obtenidos con la metodología presentada

Para medir la eficiencia de las estimulaciones realizadas con la metodología presentada se realizó medición previa y posterior al tratamiento de estimulación, **Tabla 2 y Figura 11**, donde se obtuvieron ganancias promedio de 46

bpd en formaciones de areniscas y ganancias promedio de 200 bpd en formaciones de carbonatos como se muestra en la **Tabla 2**, cabe mencionar que los resultados presentados fueron obtenidos a través de una estimulación orgánica, en la cual el volumen de tratamiento para la formación fue de 3 a 5 ft de invasión para remoción del daño.

Pozo	Medición Previa/Qo Propuesto			Medición Post Estimulación				
	PTP (kg/cm ²)	Qo Med Previa (bpd)	Qo Propuesto A.Nodal (bpd)	PTP (kg/cm ²)	Qo Med Posterior (bpd)	Δproducción Real (bpd)	Incremento (%)	Formación
Pozo 1	10	28	50	18	76	48	171	Arenas
Pozo 2	10	10	34	14	45	35	350	Arenas
Pozo 3	12	26	51	22	70	44	169	Arenas
Pozo 4	10	12	30	18	70	58	483	Arenas
Pozo 5	10	13	80	17	292	279	2146	Carbonatos
Pozo 6	7.5	8	93	14.3	201	193	2413	Carbonatos
Pozo 7	3.3	10	95	5.5	137	127	1270	Carbonatos

Tabla 2. Mediciones realizadas pre y post estimulación.

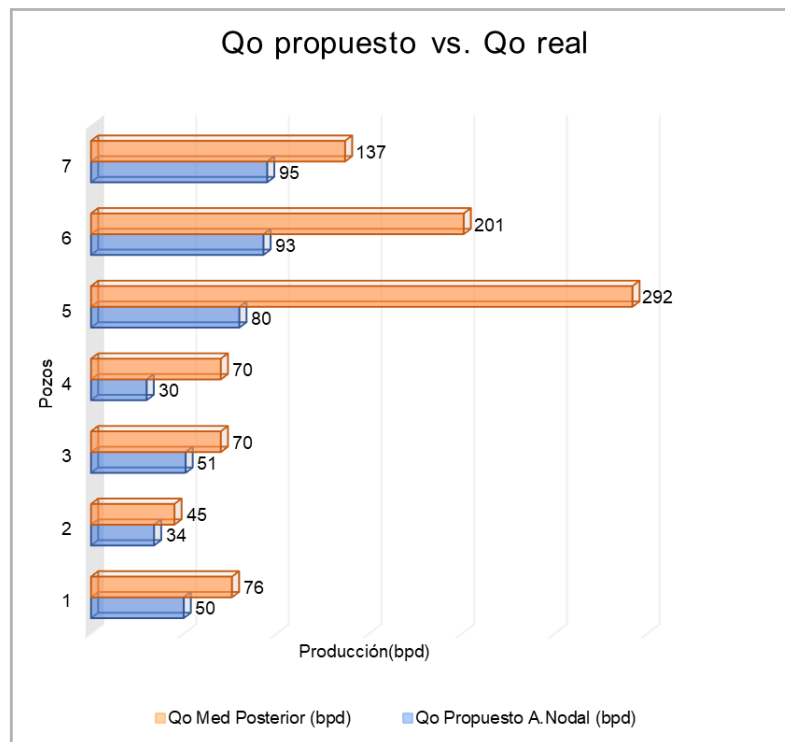


Figura 11. Comparativa de producción esperada por análisis nodal vs real postratamiento.

Así mismo, se puede observar en la **Figura 11** la comparativa de la producción esperada al realizar la simulación de análisis nodal de cada pozo vs la obtenida por medición postratamiento, en la que se presenta mayor diferencia en aquellos pozos cuya formación es carbonato, ésto debido a que los pozos 5,6,7 pertenecen a campos maduros, donde no se contaba con toma de información reciente, por lo que se utilizaron valores de presión promedio del campo al carecer de registros de presión de fondo actuales, por lo que el grado de incertidumbre fue mayor, por otro lado, en los pozos 1,2,3 y 4 (areniscas) se realizó calibración y toma de registros de presión de fondo previo al diseño del tratamiento de estimulación, lo cual favoreció a que el análisis nodal realizado con uso de software comercial, fuera más cercano a la realidad; sin embargo, para ambos casos se obtuvieron resultados favorables reflejados en el incremento de producción post estimulación, como producto de la metodología implementada para la selección, diseño y su ejecución.

Como se mencionó con anterioridad, las pruebas drawdown o build up tomadas antes y después de la intervención de estimulación, sería lo recomendable e ideal para tener mayor certeza en la cuantificación de la reducción del daño con la estimulación, o bien contar con toma de información previa para cuantificar el daño y posterior al tratamiento de mediciones de pozo para realizar sensibilidades, a medida de ajustar un Q_{total} a un valor de Skin por análisis nodal y establecer una comparativa, sin embargo, para mantener la producción de los pozos económicamente rentables en muchos escenarios se debe omitir para maximizar los recursos.

Conclusiones

La metodología desarrollada ha demostrado su eficiencia con los beneficios de producción obtenidos, con un aumento de 46 bpd promedio en areniscas y 200 bpd promedio en carbonatos.

El orden de los beneficios de producción depende del tipo de formación, mecanismo de empuje, tipo de Sistema Artificial de Producción (SAP) con el que opere, así como las condiciones de operación posterior al tratamiento.

Gran parte del éxito de estimulación depende de la creación del expediente del pozo, donde se determinaron las problemáticas correspondientes a su etapa productiva; para ello es necesario contar con la información pertinente, como el histórico de intervenciones, producción y presiones.

Debe diseñarse un tratamiento específico para cada pozo con un porcentaje de aditivos óptimo, direccionados a tratar y dar solución a la problemática detectada (asfaltenos, parafinas, incrustaciones inorgánicas, emulsión, etcétera).

En las pruebas de laboratorio realizadas el análisis de compatibilidad es indispensable, puesto que asegurará que la interacción de los fluidos producidos con el tratamiento de limpieza no propiciará la generación de sludge, ocasionando un daño mayor al pozo.

Es necesario llevar a cabo un seguimiento operativo posterior a la estimulación, en el que se monitoreen continuamente las presiones en cabeza de pozo.

Nomenclatura

TP =	Tubería de producción.
CaCO ₃ =	Carbonato de calcio.
CaSO ₄ =	Sulfato de calcio.
CaSO ₄ .H ₂ O =	Sulfato de calcio dihidratado.
BaSO ₄ =	Sulfato de bario.
RAR =	Relación asfaltenos/resinas.
T =	Temperatura.
cp =	Centipoise.
Ft =	Pies.

Agradecimientos

Se agradece el apoyo y las facilidades proporcionadas por PEMEX y Provedora de Fluidos Mexicanos, en cuanto a recursos de información para documentación y consulta en la realización de este trabajo.

Referencias

- Asomaning, S. y Watkinson, A. P. 2000. Petroleum Stability and Heteroatom Species Effects in Fouling of Heat Exchangers by Asphaltenes. *Heat Transfer Engineering* **21** (3): 10-16. <https://doi.org/10.1080/014576300270852>.
- Brown, T. S., Niesen, V. G. y Erickson, D. D. 1995. Measurement and Prediction of the Kinetics of Paraffin Deposition. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, octubre 3-6. SPE-26548-MS. <https://doi.org/10.2118/26548-MS>.

Dobbs, J. 1999. A Unique Method of Paraffin Control in Production Operations. Artículo presentado en SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Gillette, Wyoming, EUA, mayo 15-18. SPE-55647-MS. <https://doi.org/10.2118/55647-MS>.

Guzmán Rodas, R. 2017. *Evaluación de la Estabilidad de Asfaltenos de Aceites Crudos Durante su Almacenamiento*. Tesis doctoral, Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México.

García, M. C. 2001. Paraffin Deposition in Oil Production. Artículo presentado en SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, febrero 13-16. SPE-64992-MS. <https://doi.org/10.2118/64992-MS>.

Islas, C. 1991. *Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros*. México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Semblanza de los autores

Regina Elizabeth Camacho Obregón

Ingeniera Petrolera egresada del Instituto Tecnológico Superior de Poza Rica en 2016. Maestría en Gestión de Proyectos por la Universidad del Valle de México.

En 2017 ingresó a Proveedor de Fluidos Mexicanos, donde se ha desempeñado como Ingeniera de diseño en dosificación continua de productos químicos, para mantenimiento a la producción y mejora de condiciones de transporte a través de inyección de mejoradores de flujo.

Actualmente colabora en el Departamento de ingeniería de estimulaciones en dicha empresa, en la que ha sido parte de proyectos para el diseño de estimulaciones enfocadas en la reactivación de pozos cerrados en el Activo Poza Rica-Altamira.

Rufino Santiago Vargas

Ingeniero Petrolero graduado del Instituto Politécnico Nacional en 2007; cuenta con 14 años de experiencia, especialista en el área de productividad de pozos, formó parte del Grupo Multidisciplinario de Reactivación de Pozos Cerrados del APATG.

Actualmente se desempeña en la Gerencia de Operación por Contratos y Asociaciones Producción Norte.