

Caracterización de fluidos: visión estratégica para la solución del aseguramiento de flujo en campos maduros

Yuri de Antuñano Muñoz

yuri.deantunano@pemex.com

Fernando S. Flores Ávila

fernando.sebastian.flores@pemex.com

Jorge Pedro Cruz Andrade

PEP

Porfirio Mendizábal Cruz

Consultor externo

Artículo recibido en marzo de 2018 y aceptado en mayo de 2018

Resumen

Los impedimentos para el aseguramiento de flujo en pozos y líneas de transporte de hidrocarburos en campos maduros son un problema crítico, para mantener continuidad operativa en las plataformas de producción a nivel mundial; esta condición se genera por una combinación de efectos entre los que se encuentran: la dinámica de flujo (monofásico a multifásico), la composición química de los fluidos producidos y los efectos de cambios termodinámicos. A presión y temperatura de yacimiento, los fluidos son monofásicos, pero a medida que se desplazan hacia la superficie, experimentan cambios en su presión y temperatura, produciendo fases múltiples de fluidos (gas, aceite y agua), ocasionando con ello la formación, acumulación y dispersión de sólidos inorgánicos (incrustaciones), además de la floculación de material orgánico (asfaltenos y parafinas), de esta manera se reduce drásticamente en muchos de los casos la producción de hidrocarburos. En yacimientos donde la presión de saturación ya se ha alcanzado, la problemática de aseguramiento de flujo se hace más crítica, ya que las restricciones al flujo tienen lugar in situ, requiriéndose para su restablecimiento la aplicación de tratamientos químicos continuos, que incrementan los costos de operación y reducen la rentabilidad.

Para mitigar de manera oportuna la problemática señalada, en este trabajo se plantea una estrategia fundamentada en la caracterización integral fisicoquímica de los fluidos producidos, sustentada en el desarrollo y aplicación de una metodología denominada Aseguramiento de Flujo (MAF), constituida por seis procesos que permiten identificar y evaluar la problemática completa a nivel de campo, para establecer estrategias óptimas dirigidas al mantenimiento de la producción.

Palabras clave: Caracterización de fluidos, aseguramiento de flujo, campos maduros.

Fluid characterization: strategic vision to solve the flow assurance in mature fields

Abstract

Problems of flow assurance in wellbores and hydrocarbon surface pipes in mature fields are a critical problem to keep the operating continuity in production platforms all around the world. This condition generates a combination of effects among the followings: dynamic flow (monophasic to multiphase), the chemical composition of the producing fluids, and

thermodynamic changes effects. The fluid is monophasic at reservoir conditions (bottom pressure and temperature), but this condition changes to multiphasic (gas, oil, and water) as fluid moves to the surface due to changes in pressure and temperature. This condition creates the formation, accumulation, and dispersion of inorganic solids (scales), flocculation of organic material (asphaltene and paraffin), reducing the hydrocarbon production in many cases drastically. In wellbores, where the pressure is below the bubble pressure, the flow assurance problem becomes more critical due to the in-situ flow restrictions, demanding the application of continuous chemical treatments but that rise the operational cost and reduce the rentability.

This paper proposes a strategy based on the integral physicochemical characterization of the producing fluids, develop, and methodology application denominated flow assurance (MFA), which has six processes that allow us to identify and evaluate the complete problematic to field level, to establish optimal strategies directed to maintain the production.

Keywords: Fluid characterization, flow assurance, mature fields.

Introducción

A medida que los yacimientos alcanzan una madurez de explotación, sus condiciones de presión disminuyen y su temperatura cambia conforme se acercan a la superficie, generando cambios críticos en los fluidos producidos y en las propiedades fisicoquímicas de éstos. Las plataformas de producción desempeñan un rol clave en el diseño y la optimización tanto de los pozos, como de las instalaciones superficiales para administrar y asegurar eficientemente el flujo. Por lo tanto, la caracterización precisa de los fluidos producidos (aceite, gas y agua), es vital para el desarrollo de la producción de hidrocarburos, (Cabtree y cols, 1999).

Cualquier número de los factores relacionados, que actúen en forma independiente o en conjunto, pueden producir incrustaciones, hidratos, asfaltenos o parafinas en cualquier punto del sistema integral de producción (yacimiento-pozo-instalaciones superficiales) (Ratulowski, 2004). Estos depósitos pueden ser tan severos que reduzcan el flujo de fluidos producidos por los pozos de manera parcial o total, generando una disminución considerable en los gastos de producción de hidrocarburos y el incremento consiguiente de los costos de operación, para restituir y asegurar el flujo y la productividad de los pozos.

La magnitud de los problemas de aseguramiento de flujo depende en gran medida del conocimiento de la composición química de los fluidos producidos y su relación con los cambios de presión y temperatura, a lo largo del sistema de producción. Estos problemas pueden mitigarse con el apoyo de pruebas de laboratorio, en los que se realice la caracterización fisicoquímica, el mapeo de variables críticas a nivel campo y el establecimiento de estrategias y procesos, para prevenir y manejar oportunamente las condiciones que afectan el desempeño hidráulico de los sistemas de producción.

En este artículo se muestra el desarrollo y aplicación de una metodología de aseguramiento de flujo, **Figura 1**, aplicada a un campo maduro de aceite de Bloques Sur de PEP, basada en la caracterización fisicoquímica realizada en laboratorio a 33 muestras recuperadas de fluidos en superficie, permitiendo con ello: identificar las variables críticas que influyen en el aseguramiento de flujo, clasificar pozos de acuerdo a su problemática y definir estrategias de mitigación para mejorar la productividad del campo.



Figura 1. Metodología de Aseguramiento de Flujo, (MAF).

Justificación técnica

En el ciclo de vida productiva de un pozo, el proceso de aseguramiento de flujo tiene un rol importante para restituir, mantener o incrementar los gastos de producción de hidrocarburos, siendo necesario realizar diferentes operaciones, que incluyen: desde una limpieza del aparejo de producción (mecánica o con bombeo de sistemas químicos), hasta tratamientos matriciales a la formación, para remover daños ocasionados por fluidos ajenos o por

los mismos fluidos producidos, fracturamientos hidráulicos para mejorar la conductividad de formaciones de baja permeabilidad, redisparos de intervalos productores o cambios a nuevos intervalos, entre otros. En estas operaciones las compañías de servicio realizan previamente la caracterización fisicoquímica de los fluidos producidos por el pozo y posteriormente, la compatibilidad de los sistemas químicos que se emplearán, a fin de garantizar que no se ocasionará un daño adicional, **Figura 2.**



Figura 2. Caracterización fisicoquímica de fluidos.

Después de más de 100 años de explotación de hidrocarburos en México, no se dispone de una base de datos de caracterización fisicoquímica de los fluidos producidos a nivel laboratorio referentes a: determinación de contenido de fases, densidades, viscosidades, pH (aceite, agua, emulsión), contenido de sólidos (orgánicos e inorgánicos), porcentajes de asfaltenos, parafinas y resinas asfálticas, determinación del índice de estabilidad coloidal, índice de estabilidad del agua y análisis Stiff & Davis por formación productora y por campo, los cuales permitirían identificar a nivel yacimiento, zonas con problemas de aseguramiento de flujo referidas a: floculación de asfaltenos, precipitación de parafinas, incrustaciones inorgánicas, (CaCO_3 , NaCl , KCl , BaSO_4 , CaSO_4 , Na_2SO_4 , Fe_2O_3 , etc.), emulsiones y corrosión.

Considerando que las propiedades de los fluidos y la caracterización fisicoquímica desempeñan un factor clave en el aseguramiento de flujo de los pozos, la metodología MAF desarrollada en este artículo, permitió integrar una base de datos, que involucra: la caracterización de los

fluidos, composición química del agua, análisis Stiff & Davis, índice de estabilidad coloidal e índice de estabilidad del agua, (corrosiva o incrustante).

Aseguramiento de flujo

Para mitigar los riesgos potenciales asociados a la suspensión y/o reducción del flujo de fluidos en todo el sistema integral de producción (yacimiento-pozo-instalaciones), es necesaria la aplicación de un conjunto de estrategias, metodologías y técnicas para identificar, cuantificar y definir el tipo y mecanismo de daño (Soraya y cols, 2007/2008), que restringe el flujo originado por los cambios de presión y temperatura, en su trayectoria del yacimiento hasta la superficie, **Figura 3**. La alteración de la composición química de los fluidos producidos propicia la formación de depósitos orgánicos e inorgánicos, que disminuyen la producción de hidrocarburos y generan costos adicionales elevados, que impactan negativamente la rentabilidad operativa de los pozos.

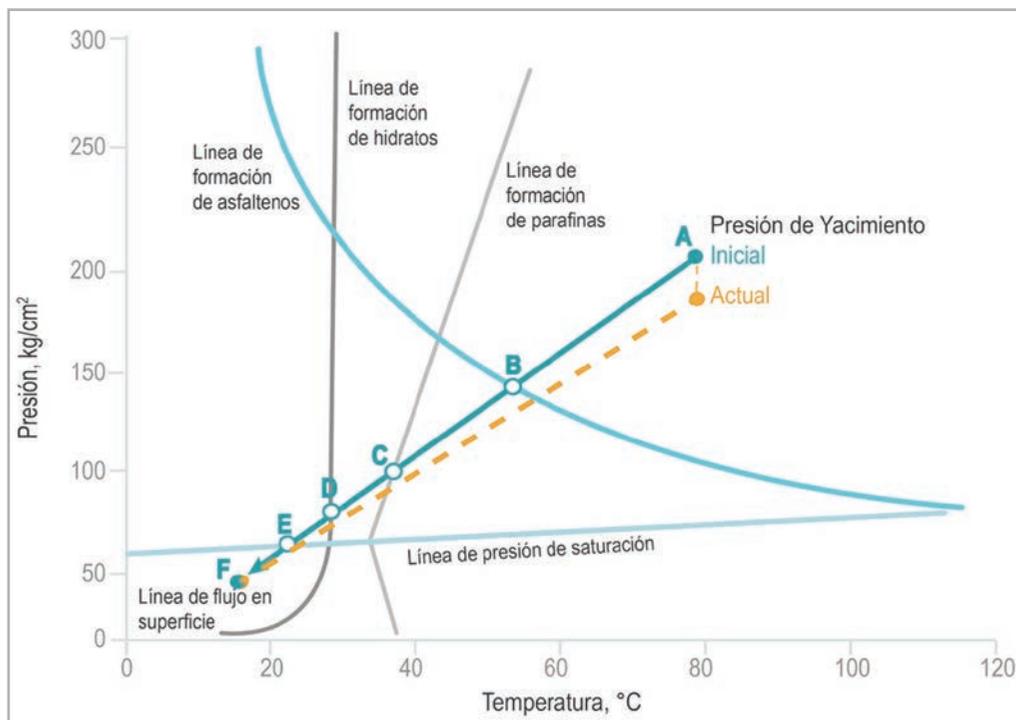


Figura 3. Diagrama de fases del comportamiento típico de un yacimiento maduro.

Metodología de Aseguramiento de Flujo, (MAF)

Esta metodología considera seis procesos que tienen una secuencia lógica orientada a identificar variables críticas

de aseguramiento de flujo, iniciando con la recuperación de muestras de fluidos para su análisis y caracterización fisicoquímica, a fin de identificar las causas de reducción del flujo, seleccionar los sistemas químicos y definir las estrategias de prevención y remediación, **Figura 4**.

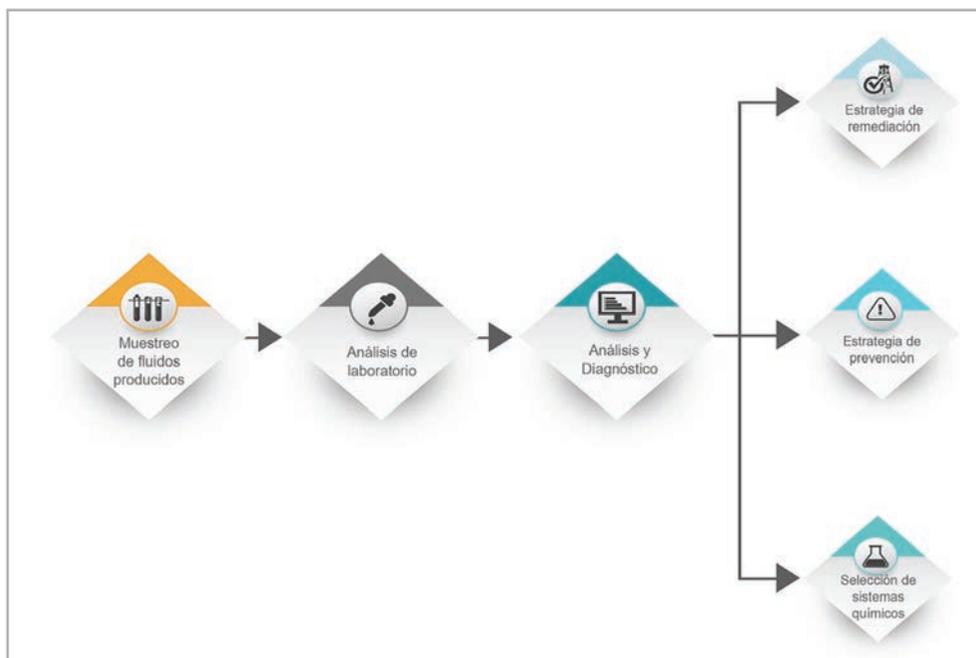


Figura 4. Proceso típico de aseguramiento de flujo.

Los procesos que conforman a la MAF son:

- 1.- Muestreo de fluidos producidos.
- 2.- Pruebas de laboratorio.
- 3.- Análisis y diagnóstico.
- 4.- Selección de sistemas químicos.
- 5.- Diseño de estrategias y
- 6.- Ejecución y evaluación.

La metodología mejora la recuperación de la inversión, debido a que identifica oportunamente cualquier cambio que afecte la composición química de los fluidos, desde el yacimiento hasta la superficie; algunas de esas modificaciones no son intuitivas, solamente se reconocen mediante el análisis de muestras de fluidos y el modelado de su comportamiento, (análisis nodal). La información

derivada del análisis y el modelado del comportamiento de los fluidos sirve como base para el desarrollo de una estrategia de prevención y correctiva.

1.- Muestreo de fluidos producidos

La recuperación de las muestras de fluidos es un factor determinante para la caracterización fisicoquímica de los fluidos producidos por los pozos, siendo las muestras más representativas las recuperadas a nivel de fondo, pero considerando que en la mayoría de los casos, la obtención de éstas ocasiona producción diferida, aunado a tener un alto riesgo de dejar un pescado en el pozo y al incremento de los costos de operación, normalmente las muestras de superficie son las que comúnmente se emplean para el análisis a nivel laboratorio, éstas son recuperadas a boca de pozo, en recipientes de 2 litros, identificándose la fecha y hora de muestreo, nombre del pozo, tipo de pruebas

de laboratorio a realizar y nombre de quien recuperó la muestra por caracterizar y el área solicitante. Las muestras deben ser llevadas inmediatamente al laboratorio para su caracterización.

2.- Pruebas de laboratorio

Las muestras de fluidos recuperadas se clasifican en tres grupos: monofásica (aceite), bifásica (aceite y agua) y trifásica (aceite, emulsión y agua), determinándose sus volúmenes por fase. Para el caso trifásico es necesario separar las fases, a fin de identificar la estabilidad y tipo de emulsión (aceite en agua o agua en aceite), viscosidades y densidades de cada fase.

Las pruebas aplicadas a los grupos de muestras recuperadas fueron:

A.- Caracterización fisicoquímica

- ❖ Separar por decantación aceite, emulsión y agua, cuantificando los porcentajes de cada fase (%).
- ❖ Determinar las viscosidades de las fases de aceite y emulsión (cp), empleando un viscosímetro Fann-35.
- ❖ Determinar las densidades de las fases de aceite y emulsión (g/cm^3).
- ❖ Mezclar las fases de la muestra y centrifugar con y sin desemulsificante.
- ❖ Cuantificar contenido de fases: agua, aceite y sólidos (%).
- ❖ Evaluar el contenido de asfaltenos (%).
- ❖ Determinar el contenido de parafinas (%).
- ❖ Cuantificar el contenido de las resinas asfálticas (%).

- ❖ Determinar la salinidad del agua (ppm) cuando aplique.
- ❖ Realizar el análisis Stiff & Davis para determinar contenido de sales en el agua (cuando aplique).
- ❖ Efectuar el análisis SARA, a fin de calcular el índice de estabilidad coloidal.
- ❖ Determinar el índice de estabilidad del agua (para definir si es incrustante y/o corrosiva).

B.- Pruebas de compatibilidad por emulsión con sistemas reactivos y/o no reactivos.

C.- Pruebas de lodo asfáltico.

Es importante mencionar que en toda la experimentación del caso que refiere este artículo, se contó con la participación de los laboratorios de las compañías prestadoras de servicio a Pemex.

3.- Análisis y diagnóstico

Para analizar los resultados de las pruebas de laboratorio, se desarrolló una base de datos que integra las propiedades físicas y químicas de cada una de las fases; esto permitió generar gráficas de las variables críticas: porcentaje de emulsión, viscosidades al aceite y la emulsión, densidad relativa del aceite y la emulsión, relación asfaltenos vs resinas asfálticas, (Jamaluddin, 2000), índice de estabilidad coloidal e índice de estabilidad del agua, aplicando los Métodos de Langelier, índice de saturación, Ryznar, Puckorius y Larson-Skold Lal, a fin de definir si el agua es de carácter incrustante o corrosiva.

Las variables críticas se cargan en el sistema OFM (Oil Field Management) para generar mapas de isovariables, que permiten identificar áreas con problemáticas asociadas a la presencia de asfaltenos, parafinas, incrustaciones, emulsiones y corrosión, **Figura 5**.

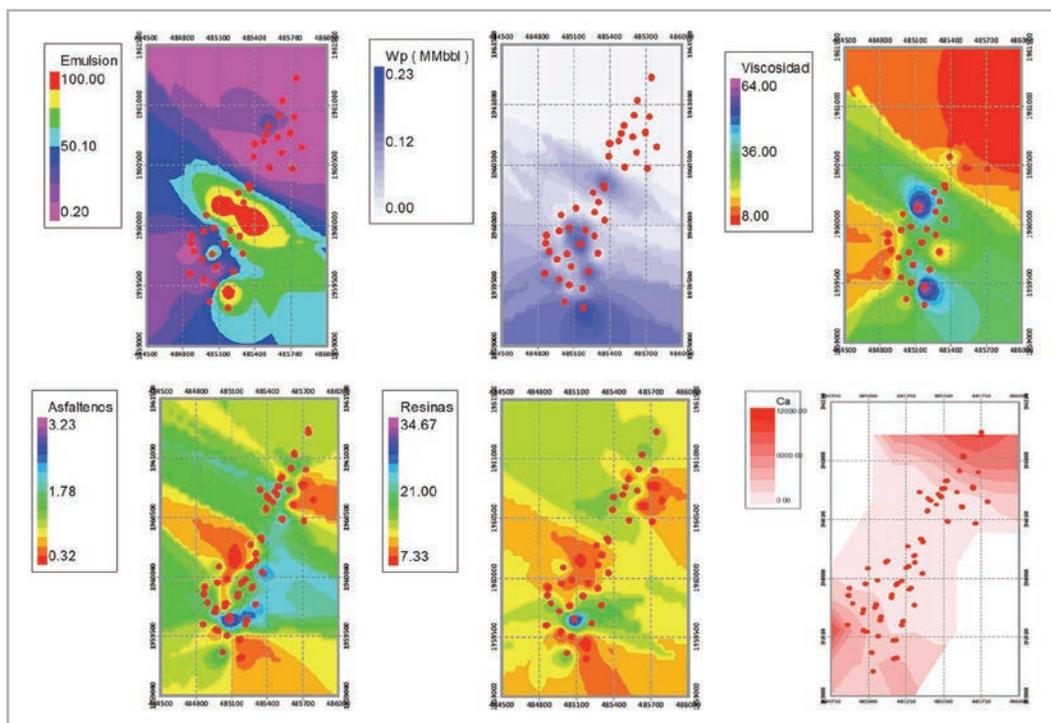


Figura 5. Mapa del campo de estudio, clasificadas las variables críticas según su tipo.

Con la generación de los mapas de isovariables Figura 5, se establecen a nivel campo las estrategias a aplicar para mitigar las variables críticas que restringen el aseguramiento de los pozos, entre las cuales destacan: estimulaciones periódicas con solventes aromáticos para el rompimiento de la formación de emulsiones y floculación de material orgánico (asfaltenos) y tratamientos de limpiezas ácidas (HCl), a aparejos de producción para eliminar la formación de incrustaciones inorgánicas principalmente de CaCO_3 .

4.- Selección de sistemas químicos

Dependiendo de las características particulares de las variables críticas identificadas en el proceso de experimentación, se seleccionan sistemas químicos

orientados para prevenir y/o corregir el tipo de daño que impacta negativamente el aseguramiento de flujo; en cualquier componente del sistema integral de producción (yacimiento-pozo-instalaciones), **Tabla 1**.

Los sistemas químicos son seleccionados en función a los resultados de las pruebas de: a) Compatibilidad por emulsión.- las mezclas de aceite-sistema químico en relación 1:1, no deben formar emulsiones estables y su separación debe ser rápida, a fin de no ocasionar un daño adicional a la formación, b) Lodo asfáltico, los sistemas químicos agregados a las muestras de aceite no deben ocasionar floculación asfáltica y c) Solubilidad, permite identificar que sistemas químicos disuelven sólidos orgánicos y/o inorgánicos contenidos en las muestras de fluidos recuperadas de los pozos en estudio.

		Variable crítica	Sistema químico	Técnicas de aplicación
Parámetros de impacto	Mezclas	Emulsión	Solvente base aceite o agua, dependiendo de las características de la fase continua	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tubería flexible 2. Tratamientos matriciales 3. Tratamientos Squeeze (forzada)
	Fluidos	Viscosidad	<ul style="list-style-type: none"> • Mejorador de flujo base agua o aceite. • Inyección de vapor con surfactantes 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tubería capilar 2. Tubería flexible 3. Tratamientos matriciales 4. Tratamientos térmicos
	Orgánicos	Asfaltenos	Solventes mutuales o aromáticos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tubería flexible 2. Tratamientos matriciales
		Parafinas		
Inorgánicos	Incrustaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Ácido clorhídrico • Inyección de inhibidores para sulfatos • Transmisión de ondas ultrasónicas • Inyección de sólidos a alta presión 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Herramientas de sonido de alta frecuencia 2. Herramientas de hidroblasteo 3. Herramientas de chorro de agua 	

Tabla 1. Variables críticas y técnicas para prevenir y/o remover los factores de daño.

La determinación del tratamiento óptimo para las emulsiones, está fuertemente ligado a la caracterización reológica y viscosidad de estas. El conocimiento del tipo de emulsión que afecta el transporte de los hidrocarburos, así como aquellas que lo favorecen, permiten definir estrategias para la disminución de la viscosidad de las emulsiones. Por otra parte, los cambios de temperatura, pH, velocidades de corte, pueden generar una inversión de las emulsiones favorables al flujo.

Para evitar la corrosión a la integridad mecánica del pozo, los sistemas ácidos HCl, son formulados con aditivos inhibidores de corrosión, los cuales evitan el daño y desgaste de las tuberías durante el tratamiento al pozo.

En pozos de aceites pesados y extrapesados se aplican tratamientos térmicos con inyección de vapor y surfactantes, a fin de reducir la viscosidad del aceite y mejorar la productividad de los pozos. Como la inyección es cíclica, mucho del vapor caliente con el tiempo tiende a generar la formación de emulsiones estables.

5.- Diseño de estrategias

Las estrategias de administración del aseguramiento de flujo, desarrolladas con base en el análisis de muestras de fluidos, generalmente adoptan técnicas de carácter térmico, manejo de presión, tratamientos químicos y remediación mecánica. Las primeras consisten en la circulación de fluidos calientes, calentamiento eléctrico y aislamiento de la línea de flujo; la presión puede suministrarse con la instalación de bombas en el fondo del pozo; la aplicación e inyección de tratamientos químicos inhibe la corrosión, evita y remueve la acumulación de depósitos orgánicos, (asfaltenos y/o parafinas), incrustaciones e hidratos. Por último, la remediación mecánica normalmente implica la limpieza de las líneas de flujo mediante el empleo de herramientas de molienda.

6.- Ejecución y evaluación

En este proceso debe darse seguimiento estricto al diseño de la estrategia que se aplicará para la remoción de la

variable crítica que reduce el aseguramiento de flujo; para ello, se debe establecer un control de calidad de todos los componentes considerados en el diseño del tratamiento; es decir, equipo de bombeo, sistemas químicos, equipos o instrumentos mecánicos y herramientas especiales, a fin de garantizar el éxito en las operaciones de restablecimiento del flujo.

Por otra parte, en el caso de emplear sistemas químicos es necesario que, al término de la operación y apertura del pozo, se recuperen muestras de fluidos de retorno para su caracterización a escala de laboratorio y validación del retorno volumétrico de los fluidos. Estabilizado el flujo, se recomienda medir el pozo, para determinar el beneficio obtenido con el tratamiento aplicado y mantener seguimiento en su comportamiento por un periodo de treinta días.

Para determinar la rentabilidad del tratamiento, se debe cuantificar el incremento de producción adicional, en función al periodo de efectividad de la intervención.

Aplicación de la metodología MAF a un campo maduro

Para validar la metodología desarrollada en la Subdirección de Producción Bloques Sur, se seleccionó un campo maduro, que inició su explotación en enero de 1984, como productor en formación de areniscas, a una profundidad máxima de 2000 md, con una presión inicial de yacimiento de 210 kg/cm² y temperatura de 70 °C; actualmente la presión es de 187 kg/cm², muy cercana a la presión de saturación de 180 kg/cm². Se han perforado 40 pozos, de los cuales 30 son productores, registrando una producción de 15,000 bpd del campo.

Las propiedades de la formación productora son: porosidad de 24% y permeabilidades de 300 a 1400 mD. El tipo de fluido producido es aceite negro de 32° API y cortes promedio de agua de formación de 10 a 80 %.

Problemática del campo

Del análisis integral realizado al campo, se determinó que la producción sustancial de agua de formación, la presión de yacimiento cercana a la de saturación y la presencia de emulsiones, generan condiciones críticas que causan la inestabilidad de flujo de los pozos, incluida la suspensión posible. La presencia de un sistema artificial de BN, constituye otro factor adicional para la generación de emulsiones más estables; esta problemática fue la razón para seleccionar el escenario conveniente para la aplicación de la metodología MAF.

Proceso de recuperación y clasificación de muestras

Con apoyo del personal de operación, se recuperaron 33 muestras de fluidos en superficie con un volumen promedio de 2 litros por pozo, registrándose datos de presión en cabeza. Las muestras fueron etiquetadas para su identificación a nivel laboratorio, procediéndose a realizar su clasificación con base en el número de fases presentes: monofásica, bifásica y trifásica, obteniéndose 10 muestras de aceite, 7 de aceite más agua y 13 de aceite-emulsión-agua, **Tabla 2**.

Monofásica	Bifásica	Trifásica	Muestras de fluidos
Aceite	Aceite-agua	Aceite-emulsión-agua	
M-21	M-14	M-1	
M-22	M-15	M-2	
M-23	M-16	M-3	
M-24	M-17	M-4	
M-25	M-18	M-5	
M-26	M-19	M-6	
M-27	M-20	M-7	
M-28		M-8	
M-29		M-9	
M-30		M-10	
		M-11	Trifásica
		M-12	
		M-13	
10 muestras	7 muestras	13 muestras	

Tabla 2. Recuperación y clasificación de muestras.

Para la experimentación y caracterización fisicoquímica de las muestras de fluidos recuperadas, se convocó a tres compañías de servicio en el área de estimulación de pozos, entregándose a cada una, 11 muestras, (1 de validación en cada caso). Las pruebas de laboratorio se realizaron con base en los procedimientos de las Normas API, a fin de ser un parámetro de comparación de análisis para todas las compañías.

Pruebas de laboratorio

Durante su desarrollo, personal de Pemex supervisó a las compañías de servicio en cuanto a:

- 1) Procedimientos aplicados,
- 2) Equipos de laboratorio empleados,
- 3) Experiencia del personal analista,
- 4) Instalaciones y
- 5) Verificación de resultados.

En las **Tablas 3 a 8** se muestran los resultados de la caracterización fisicoquímica, análisis Stiff & Davis, índices de estabilidad del agua (en los casos en que aplicó), parámetros de análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos) e índice de estabilidad coloidal.

Parámetros	Compañía A											
	M-5	M-29	M-27	M-30	M-2	M-25	M-23	M-14	M-10	M-6	M-13	
Emulsión (%V)	-	-	100	-	-	-	-	-	-	2	-	
Muestra original	Aceite(%v)	40	100	-	100	51.6	100	100	30.7	66.7	43.8	53.8
	Agua	60	-	-	-	48.4	-	-	69.3	33.3	54.2	46.2
	Sedimentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gravedad específica	0.878	0.886	0.903	0.888	0.889	0.876	0.886	0.887	0.876	N/D	0.892
	Viscosidad	24	20	33	16	-	13	21	22	12	-	25
	*API	28.71	27.08	-	-	-	28.99	-	26.99	-	-	-
Muestra con desensulfurante	Aceite(%v)	40	100	92	98.1	52.6	96	100	30.7	64.7	-	52.8
	Agua	60	-	8	1.9	47.4	4	-	69.1	34.3	-	47.2
	Sedimentos	-	-	-	-	-	-	-	0.2	-	-	-
	Gravedad específica	0.878	0.886	0.879	0.888	0.889	0.876	0.886	0.887	0.887	-	0.892
	Viscosidad	24	20	21	16	22	13	21	22	22	-	25
	*API	28.71	27.08	28.46	26.83	26.63	28.99	27.13	26.99	26.99	-	26.05
Temperatura (°F)	69.5	71.3	70.2	70.2	70.4	70.4	70.8	70.4	70.4	-	70.8	
Salinidad PPM	60,000	N/D	60,000	N/D	59,000	59,000	N/D	55,000	52,000	-	55,000	
Asfaltenos	1.2987	1.4135	2.4584	2.3255	1.3978	0.9592	1.0416	1.2038	1.0763	1.1025	0.9896	
Parafinas	6.3602	8.8162	5.1758	3.9549	6.212	5.8959	5.24	4.6911	4.1207	5.431	6.0305	
Resinas asfálticas	15.6819	14.7022	13.0232	17.9838	9.2011	8.9652	8.9581	11.6471	13.5139	16.8036	9.2262	

Tabla 3. Caracterización fisicoquímica de muestras, (Compañía A).

Muestras	Compañía A													
	pH	Fe (ppm)	SO ₄ ⁻ (ppm)	Ba ⁺² (ppm)	Ca ⁺² (ppm)	CL (ppm)	Na (ppm)	K (ppm)	Mg (ppm)	HCO ₃ ⁻ (ppm)	Índice Langelier	Índice Rayznar	Índice Puckorius	
M-5	7	15	93	136	900	60,000	N/D	N/D	N/D	N/D	1.36	4.89	4.5	
M-2	7.1	Agua insuficiente para caracterizarla				59,000	Agua insuficiente para caracterizarla							
M-14	6.5	28	57	89	1,500	55,000	N/D	N/D	N/D	N/D	0.21	6.09	4.47	
M-10	6.5	4	10	146	12,000	52,000	N/D	N/D	N/D	N/D	0.07	6.36	4.76	
M-6	6.6	5	7	104	11,000	57,000	N/D	N/D	N/D	N/D	0.46	5.69	4.17	
M-13	6.3	13	0	89	1,300	55,000	N/D	N/D	N/D	N/D	0.05	6.39	4.68	

Tabla 4. Caracterización de muestras de agua, (Compañía A).

Parámetros	Compañía B											
	M-22	M-17	M-23	M-7	M-28	M-15	M-9	M-1	M-24	M-3	M-18	
Emulsión (%V)	0.6	-	2.4	-	9	-	-	12	0.55	7.9	-	
Muestra original	Acetate(%v)	99	75	96	60	80	25	40	84	99.3	92	40
	Agua	0.4	24.7	1.6	40	11	75	60	4	0.15	0.1	59.95
	Sedimentos	-	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	0.05
	Gravedad específica	0.868	-	0.884	-	0.875	-	-	0.886	0.858	0.867	-
	Viscosidad	12	-	20.5	-	11	-	-	17	9	10	-
	*API	30.66	-	27.2	-	29	-	-	27	32.44	30.52	-
Muestra con desmulsificantes	Acetate(%v)	99	30	97.4	60	80	20	40	87.6	98.9	93.3	40
	Agua	0.5	68.4	2	39.3	19.3	79.5	59.2	11.7	-	6	59.4
	Sedimentos	0.5	1.6	0.6	0.7	0.7	0.5	0.8	0.7	1.1	0.7	0.6
	Gravedad específica	0.871	0.897	0.884	0.869	0.862	0.887	0.875	0.873	0.859	0.86	0.874
	Viscosidad	14	34	21.5	9.5	9.5	18.6	13.5	13	9	9	13.5
	*API	29.7	25.42	27.2	30.08	30.4	25.89	28.01	28.33	30.92	30.77	29.64
Temperatura (°F)	72.5	68.2	73.6	72.5	82.5	81.4	82	82.5	83	82.6	67.8	
Salinidad PPM	-	65,000	59,000	60,000	63,000	59,000	60,000	59,500	-	55,000	65,000	
Asfaltenos	1.39	1.54	1.84	1.88	2.04	1.73	2.05	1.84	1.68	1.71	2.04	
Parafinas	8.54	7.82	7.8	1.71	5.34	5.4	5.85	5.4	3.8	4.15	5.05	
Resinas asfálticas	17.25	16.21	18.23	14.28	15.8	15.4	16.61	14.53	16.34	17.6	17.66	

Tabla 5. Caracterización fisicoquímica muestras, (Compañía B).

Muestras	pH	Fe (ppm)	SO ₄ ⁻ (ppm)	Ba ⁺² (ppm)	Ca ⁺² (ppm)	CL (ppm)	Na (ppm)	K (ppm)	Mg (ppm)	HCO ₃ ⁻ (ppm)	Índice Langelier	Índice Ryznar	Índice Puckorius
M-17	7.38	5.57	104.58	-	1,033.66	45,007.32	21,599	210.73	1,226.26	193.14	0.91	5.57	ND
M-7	7.74	0	114.72	-	321.42	45,790.06	23,374.65	225.74	850.44	292.24	0.94	5.87	ND
M-15	6.94	0	43.51	-	6,218.75	50,486.47	15,762.50	62.5	2,167.50	127.06	1.06	4.82	ND
M-9	7.78	0	157.1	-	740	43,833.22	24,016.57	175.83	885	459.97	ND	ND	ND
M-18	7.69	0	87.37	-	231.67	51,660.58	1,916.54	54	110	320.2	0.78	14	ND

Tabla 6. Caracterización de muestras de agua, (Compañía B).

Parámetros	Compañía C											
	M-11	M-4	M-8	M-23	M-14	M-12	M-16	M-21	M-20	M-19	M-26	
Emulsión (%V)	76.2	100	46.43	-	-	100	-	9	-	39.29	0.2	
Muestra original	Acetate(%v)	0	-	-	-	-	-	90	100	-	99.8	
	Agua	23.8	-	53.57	-	-	-	1	-	60.71	N/D	
	Sedimentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/D	
	Gravedad específica	0.903	0.931	0.905	-	-	0.941	-	-	0.856	0.885	N/D
	Viscosidad	33	64	34	-	-	64	-	-	8	10	N/D
	*API	-	-	-	-	-	-	-	-	31.6	-	-
Muestra con desmulsificantes	Acetate(%v)	64.77	79	40.2	99.2	23.8	67	19.6	92	100	37.1	99.9
	Agua	35.23	21	59.8	-	76.2	33	80.4	8	N/D	62.9	0.1
	Sedimentos	-	-	0.2	0.8	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
	Gravedad específica	0.884	0.881	0.875	0.885	0.88	0.892	0.881	0.877	0.856	0.863	0.848
	Viscosidad	21	25	18	18	17	19	21	14	8	7	17
	*API	26.09	25.89	26.54	26.15	26.41	24.31	26.62	26.01	31.6	30.09	28.06
Temperatura (°F)	84.7	92.2	96.7	82.3	88.8	88.2	84.9	98.3	82	83.7	98	
Salinidad PPM	55,000	62,000	6,000	-	60,000	62,000	59,000	60,000	-	59,500	-	
Asfaltenos	0.32	0.4	0.39	0.35	0.67	0.57	0.61	0.62	0.35	0.39	0.45	
Parafinas	8.16	8.65	9.11	9.33	8.41	10.65	7.72	10.06	9.2	8.83	8.06	
Resinas asfálticas	8.44	8	8.9	7.48	6.86	7.41	8.96	7.51	7.35	7.62	7.33	

Tabla 7. Caracterización físico-química muestras, (Compañía C).

Compañía C													
Muestras	pH	Fe (ppm)	SO ₄ (ppm)	Ba ¹² (ppm)	Ca ¹² (ppm)	CL (ppm)	Na (ppm)	K (ppm)	Mg (ppm)	HCO ₃ (ppm)	Índice Langelier	Índice Ryznar	Índice Puckorius
M-11	6.48	34.38	52	868	3640	48,684.90	28,504.80	253.9	874.8	506.3	0.7	5.1	3.1
M-4	6.65	Agua insuficiente para su caracterización					50,282.10	Agua insuficiente para su caracterización					
M-8	6.64	9.44	19	1014	2240	49,184.80	29,284.60	237.7	117.8	231.8	0.7	5.1	3.8
M-14	6.39	6.96	14	887	3760	51,084.20	29,750.70	221	1,093.50	378.2	0.9	4.5	2.6
M-12	6.45	Agua insuficiente para su caracterización					51,683.90	Agua insuficiente para su caracterización					
M-16	6.41	20.88	18	3949	4840	52183.8	29,127.20	350.6	1263.6	494.1	1.2	4.1	2
M-19	6.3	20.38	0	1024	4080	51,883	30,215.80	312.2	850.5	335.1	0.8	4.6	2.7

Tabla 8. Caracterización del agua, (Compañía C).

Análisis y diagnóstico

Los datos obtenidos de las pruebas realizadas se integraron como una base de información clave, para identificar pozos con problemáticas de aseguramiento de flujo: emulsiones, corrosión, incrustaciones y depósitos orgánicos entre

otras. Se detectaron 13 pozos con emulsiones críticas, 16 con tendencias de incrustaciones y 1 con corrosión. En el caso de la depositación orgánica y mediante la aplicación del Método Jamaluddin, los aceites del campo de estudio resultaron estables, debido al elevado contenido de resinas asfálticas, **Figura 6**.

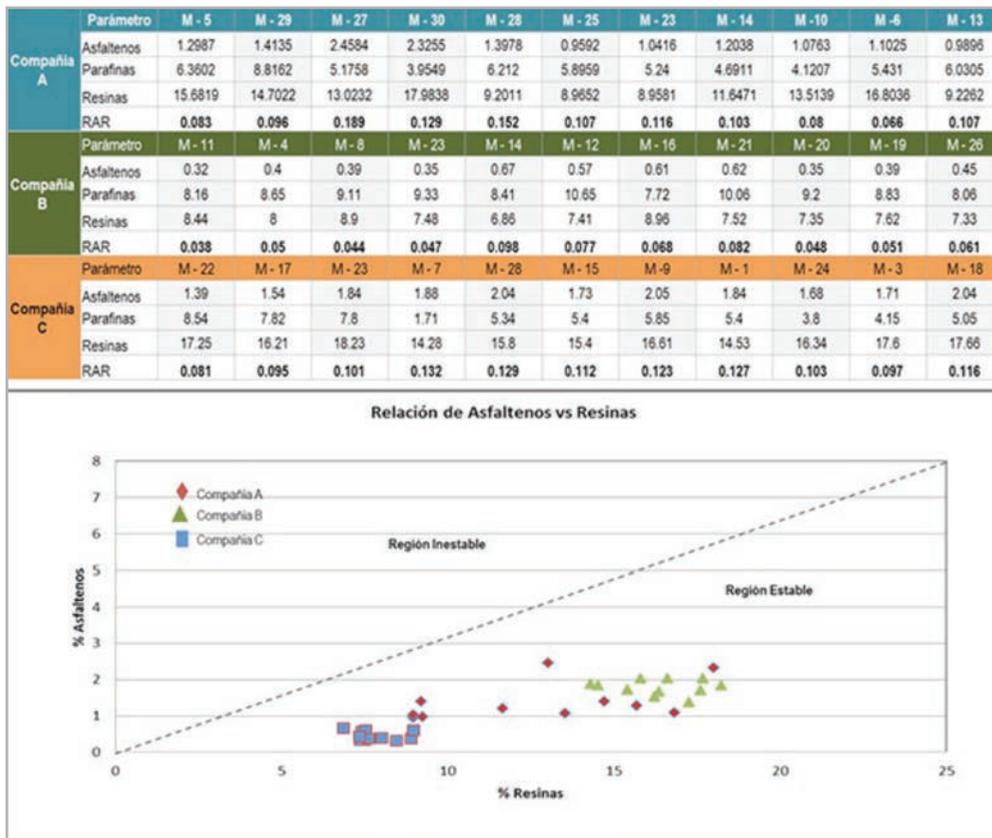


Figura 6. Determinación del índice de estabilidad coloidal, Método Jamaluddin: relación asfaltenos vs resinas asfálticas, (RAR).

En referencia a las muestras con emulsión, se observó que son del tipo agua en aceite y su estabilidad se debe a la presencia de partículas de material orgánico/asfáltico, soluble en solventes aromáticos.

Con base en los análisis Stiff & Davis realizados a las 16 muestras de fluidos que presentaron agua y las determinaciones de estabilidad, se concluye que, proviene de la formación y es de carácter incrustante de sales Na, Ca, Ba, Cl, SO_4 y Mg; siendo las huellas más relevantes NaCl, CaCO_3 , MgSO_4 y FeCO_3 , en orden de magnitud.

Cabe destacar que todas las variables críticas identificadas para el aseguramiento de flujo en este trabajo se tipificaron con apoyo del software OFM en el mapa del campo, pudiéndose diferenciar regiones con problemáticas de emulsiones e incrustaciones.

Selección de sistemas químicos

A partir de las pruebas de compatibilidad y de lodo asfáltico, con sistemas no reactivos y reactivos, se efectuó la selección de los sistemas químicos con los criterios de búsqueda de agentes de rompimiento rápido, ausencia de formación de emulsiones o depósitos orgánicos y filtrado a través de una malla 100.

Los sistemas elegidos para el rompimiento de emulsiones fueron sistemas *mutuales*, los cuales son solventes aromáticos que proporcionan ventajas como: restablecimiento de la mojabilidad de la roca, disolución de material orgánico (asfaltenos y parafinas) y rompimiento interfacial entre fluidos no miscibles (emulsiones).

Debido a la naturaleza de las sales principales presentes en el agua de formación, y considerando su carácter incrustante, se seleccionaron sistemas inhibidores de incrustaciones salinas y sistemas ácidos, (HCl al 7.5% para limpiezas de aparejo y 15% para tratamientos a la formación para el caso de incrustaciones de CaCO_3). Para el caso de incrustaciones de sulfatos de bario (SO_4Ba), se seleccionaron sistemas químicos de nueva generación desarrollados por las compañías de servicio, la aplicación de estos sistemas requiere de un tiempo de contacto de 12 a 48 hr.

Diseño de estrategias, ejecución y evaluación

Se diseñaron cédulas de tratamiento de estimulación a dos pozos con la problemática de emulsiones críticas, aplicando los sistemas no reactivos seleccionados a nivel laboratorio (De Antuñano, 2016). Las cédulas consideraron inicialmente baches de solvente aromático nitrogenado; para el caso del pozo B se bombeó un colchón de nitrógeno con la finalidad de proporcionar una energía adicional al yacimiento para el desalojo de los sistemas de tratamiento, no siendo así, para el pozo A, posteriormente se bombearon solventes aromáticos variando los gastos de bombeo de 1.0 a 3.0 bpm y en ambos casos los fluidos de tratamiento fueron desplazados con nitrógeno.

En las **Figuras 7 y 8** se muestran las cédulas de tratamiento de estimulación aplicados a los pozos A y B a partir de las evaluaciones de las muestras M-27 y M-8, obteniéndose reducciones de las emulsiones del 96 y 90.45% respectivamente; mejorando la presión en cabeza en un 25% (de 32 a 40 kg/cm^2), con incrementos de producción sostenida de 160 bpd para el total de los dos pozos intervenidos.

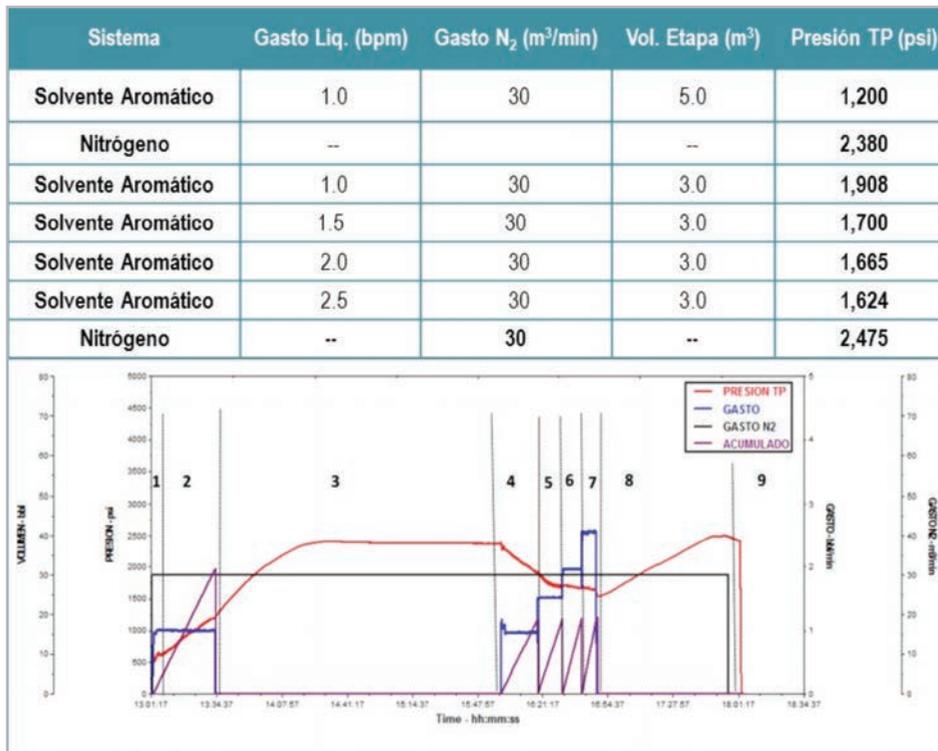


Figura 7. Cédula de tratamiento pozo A, (M-27).

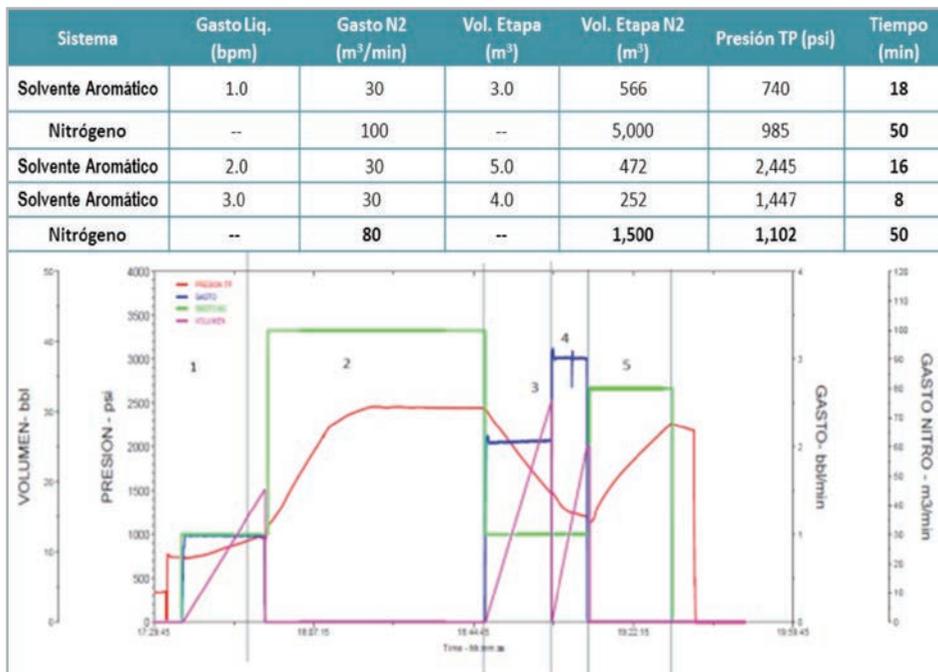


Figura 8. Cédula de tratamiento pozo B, (M-8).

Conclusiones y recomendaciones

1. El desarrollo y aplicación de la Metodología MAF al campo en estudio, permitió identificar las variables críticas que impactan desfavorablemente en el aseguramiento de flujo de los pozos en operación.
2. Los resultados de las pruebas de laboratorio a las muestras de fluidos del campo fueron *determinantes* para definir que las causas principales de la problemática de aseguramiento de flujo en los pozos son: la *formación de emulsiones estables* y la *depositación de incrustaciones inorgánicas*.
3. Las pruebas de cuantificación de fases permitieron distinguir que el origen de las emulsiones resulta de la mezcla de dos fluidos no miscibles (agua y aceite), *estabilizados por partículas de material orgánico y cambios termodinámicos* en su trayectoria del yacimiento a la superficie, originados por los *cambios de geometría* de los estados mecánicos de los pozos.
4. La aplicación del método de Jamaluddin a 33 muestras permitió inferir que los asfaltenos de aceite del campo de estudio, se mantienen en equilibrio debido al *alto contenido de resinas asfálticas*.
5. Los valores de viscosidad de las muestras emulsionadas (30 - 64 cp), *generan restricción al flujo vertical y colgamiento de fluidos*, propiciando una mayor presión hidrostática por el incremento en la densidad relativa de la emulsión generada y consecuentemente, la reducción de los hidrocarburos producidos.
6. Con base en los análisis Stiff & Davis realizados en 16 muestras de agua y la determinación de su estabilidad, se concluye que *ésta proviene de la formación y es de carácter incrustante*.
7. La selección, aplicación y rendimiento de los sistemas químicos definidos a partir de la caracterización del tipo de daño, *resultaron satisfactorios*, al reducir el porcentaje de la emulsión, incrementar la producción y mantener un flujo estable.
8. Se recomienda *efectuar tratamientos de inyecciones de desemulsificantes en la corriente de gas de BN de*

manera continua, a fin de prevenir la generación de emulsiones y en otros casos, *realizar tratamientos de estimulaciones no reactivas a los pozos fluyentes identificados con formación de emulsiones*.

Agradecimientos

Se hace un reconocimiento especial al personal de los Activos de Producción Bloques Sur y al de las compañías de servicio participantes, por su apoyo y colaboración para realizar este trabajo.

Referencias

1. Betancourt, S., Davies, T., Kennedy, R. et al. 2007. Avances en las Mediciones de las Propiedades de los Fluidos. Oilfield Review 19 (3): 60-75. https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/win07/avances_las_mediciones.pdf.
2. Crabtree, M., Eslinger D., Fletcher, P. et al. 1999. La Lucha Contra las Incrustaciones-Remoción y Prevención. Oilfield Review 11 (3): 30-49. https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pdf.
3. De Antuñano Muñoz, Y. 2016. Propuesta de Tratamiento de Estimulación Pozo Artesa 358. APMM, PEP, México (mayo 2016).
4. Jamaluddin, A. K. M., Creek, J., Kabir, C. S. et al. 2000. Laboratory Techniques to Define the Asphaltene Precipitation Envelope. Presentado en Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference 2000, Calgary, Alberta, Canadá, junio 4-8. CIPC 2000-68.
5. OFM Software Oil Field Management.
6. Ratulowski, J., Amin, A., Hammami, A., et al. 2004. Flow Assurance and Subsea Productivity: Closing the Loop with Connectivity and Measurements. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, septiembre 26-29. SPE-90244-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/90244-MS>.

Semblanza de los autores

Yuri de Antuñano Muñoz

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, con Mención Honorífica. Cuenta con los Diplomados en Administración de Negocios de Servicios y en Dirección y Administración de proyectos, impartidos por el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey. Ha presentado y publicado más de 60 artículos técnicos a nivel Nacional e Internacional. Es Líder de la Red de Especialistas de Productividad de Pozos en PEP y miembro de la SPE y del CIPM. Actualmente colabora en la implementación de la perforación de pozos no convencionales, en el desarrollo de mejores prácticas y guías técnicas en ingeniería de producción.

Fernando Sebastián Flores Ávila

Ingeniero Petrolero y Maestro en Ingeniería Petrolera con menciones honoríficas por la UNAM. Obtuvo el grado de Doctor en Filosofía con Honores en la Universidad Estatal de Louisiana. Especialidad en Geología, (Sedimentología y Ambientes de Depositación en Aguas Profundas) de LSU. Trece años como ingeniero de campo y Asesor Técnico en Terminación y Control de Pozos, así como Gerente de Distrito. Profesor en la Universidad Estatal de Louisiana, UNAM y Universidad Veracruzana. Ha trabajado 20 años para PEMEX en Yacimientos, hasta Gerente de Aseguramiento Técnico de Explotación. Es miembro de la AIPM, SPE, PI-EPSILON-TAU Petroleum Engineering Honor Society y el CIPM.

Porfirio Mendizábal Cruz

Obtuvo los títulos de Ingeniero y Maestro en Ingeniería Petrolera, Doctor en Administración de Organizaciones, (Tecnología) con Mención Honorífica por la UNAM; experiencia en investigación y desarrollo tecnológico en producción y perforación, perforación de 23 pozos, (terrestres, marinos y lacustres) en Tabasco, Campeche y Sudamérica; Coordinación y Desarrollo de proyectos tecnológicos (producción, perforación, yacimientos y geofísica); consultoría en Admón., de Tecnología y Procesos Estratégicos en PEMEX e IMP; enseñanza en Licenciatura y Posgrado en Ingeniería y Administración, UNAM; en 43 años de trayectoria profesional.

Jorge Pedro Cruz Andrade

Ingeniero Petrolero egresado de la UNAM. Experiencia en compañía Schlumberger, Recovery Technology Center, Wireline Schlumberger en registros de agujero entubado. Ha trabajado con Pemex en Yacimientos del Proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez: Inyección de vapor, caracterización fisicoquímica de los crudos pesados y extrapesados y simulación. Actualmente se encuentra trabajando en la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico. Ha sido docente en la Universidad Olmeca.