

Caso de éxito en control de agua con modificadores de permeabilidad relativa para carbonatos HP/HT

José María Petríz Munguía
Luis Alejandro García Contreras
Iván López García
Erick Acuña Ramírez
PEMEX E&P
Larry Eoff
Iván Ernesto Narváez Escobar
Saraí Santos Ramírez
Halliburton

Artículo recibido en septiembre de 2022-revisado-evaluado y aceptado en marzo de 2023-

Resumen

Una de las principales problemáticas en la declinación de la producción de cualquier yacimiento, está asociada a la presencia de flujo fraccional de agua y su irrupción en los pozos, situación, que ha llevado a todo un campo de estudio referente a la comprensión de este fenómeno, pero principalmente a la mitigación de este mediante la aplicación de diversas tecnologías y mejores prácticas de administración de yacimientos.

En el presente trabajo, se expondrá el análisis, desarrollo y resultados obtenidos de la aplicación de modificadores de permeabilidad relativa (RPM), para un pozo en un yacimiento de carbonatos naturalmente fracturado en condiciones de alta presión y temperatura (HP/HT), lo anterior, como parte de una serie de intervenciones denominadas de “alto potencial”, cuyos beneficios de producción resultan en un caso de negocio rentable y aplicando una estrategia optimizada de tiempos de cierre en pozos de alta producción.

Finalmente, un resumen con diversos resultados de la aplicación de los RPM en diferentes pozos, permitirá ampliar los criterios sobre su aplicación ya que, si bien, se presentan casos de éxito habrá otros en los que se deberá realizar un mejor diagnóstico conjunto para aseverar su beneficio en el corto o mediano plazo, los cuales pueden estar relacionados a la identificación del medio preferencial de flujo en un yacimiento naturalmente fracturado, mismo que por su naturaleza, resulta en un reto técnico – tecnológico, tanto en su identificación y discretización como en las aplicaciones de campo.

Palabras clave: Flujo fraccional, control de agua, modificador de permeabilidad relativa, yacimiento naturalmente fracturado, administración de yacimientos.

Successful treatment in water control with relative permeability modifiers for HP/HT carbonates

Abstract

One of the main problems in the decline of the production of any field is associated with the presence of fractional flow of water and its irruption in the wells, a situation that has led to a whole field of study regarding the understanding of this phenomenon, but mainly to mitigating this through the application of several technologies and best reservoir management practices.

In this work, will be exposed the analysis, development and results obtained from the application of relative permeability modifiers (RPM), for a well in a naturally fractured carbonate reservoir under high pressure and temperature conditions (HP / HT), the above, as part of a series of so-called “high potential” interventions, whose production benefits result in a profitable business case applying an optimized shut-in time strategy in high production wells.

Finally, a summary with various results of the application of the RPM in different wells, will allow broadening the criteria on its application since, although there are cases of success, there will be others in which a better diagnosis must be made to ascertain its effectiveness in the short or medium term, which may be related to the identification of the preferential means of flow in a naturally fractured reservoir, which by its nature, results in a technical-technological challenge, both in its identification and discretization as well as in the field applications.

Keywords: Water cut, water control, relative permeability modifier, naturally fractured reservoir, reservoir management.

Introducción

Uno de los grandes retos que presentan los yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados de alto potencial en ambientes hostiles HP/HT, es el control del flujo fraccional de agua. Los métodos para mitigar este problema incluyen geles de bloqueo, cemento, microcemento, silicatos, polímeros y otros. Debido a que todos estos materiales actúan como agentes de sellado, la zona de agua debe aislarse de la zona de hidrocarburos, lo que implica el uso de sistemas mecánicos o químicos y en la mayoría de las aplicaciones, el uso de equipos de reparación.

La clase de materiales químicos conocidos como modificadores de permeabilidad relativa no requieren aislamiento zonal y funcionan disminuyendo selectivamente la permeabilidad al agua sin alterar o dañar la permeabilidad de las zonas de hidrocarburos. Este proceso permite realizar el tratamiento del intervalo productor en directo, ahorros sustantivos en costos y tiempos de intervención, así como la disminución de la producción diferida.

A lo largo de los años se ha promovido un gran número de estos sistemas poliméricos y se ha dedicado bastante

volumen de literatura a este tema, sin embargo, su aplicación se ve favorecida en formaciones estratificadas heterogéneas tales como las areniscas, en las aplicaciones para carbonatos solo han sido, en la mayoría de los casos, como agente divergente para los trabajos de estimulación.

El trabajo presenta la aplicación innovadora de un sistema modificador de permeabilidad relativa exclusivamente para formaciones carbonatadas, mediante la adición de un segundo polímero que permite el cambio de carga iónica, haciéndola afín a ésta y restaurando la permeabilidad a la roca alterada por el agua de formación. Fue probada en campo por primera vez en un pozo HP/HT costa afuera del Golfo de México denominado de alto potencial de forma exitosa.

El caso documentado con este nuevo sistema RPM, fue probado por primera vez en un pozo de alto potencial HP/HT del Golfo de México, con resultados exitosos al disminuir el corte de agua significativamente en dos ocasiones (60% y 80% respectivamente), con altos incrementales de producción (de 1500 a 4000 bpd) y con periodos de efectividad que van de 1 o más de 3 meses, permitiendo con ello tener indicadores económicos positivos.

Debido a la efectividad obtenida, el tratamiento se replicó en campos nuevos y maduros con diferentes porcentajes de aportación en matriz – fractura, obteniéndose resultados mixtos.

Descripción de la tecnología RPM

La tecnología química existente para control de agua y/o gas, se clasifica en selectivos y no selectivos dependiendo del mecanismo de bloqueo ante la presencia de fluidos indeseables, entre los selectivos se encuentran los modificadores de permeabilidad relativa.

La permeabilidad relativa es función de la saturación de fluidos, se define como la relación de permeabilidades efectivas ante una permeabilidad base, en otras palabras, es la medición directa de la habilidad del sistema poroso a conducir un fluido cuando uno o más están presentes, Cobb (1986).

El modificador de permeabilidad relativa (RPM), discutido en este trabajo, utiliza un polímero predominantemente hidrofílico para aplicaciones de control de agua en pozos productores de aceite o gas, Eoff et al (2003). Estos polímeros se adhieren a la superficie de la roca inmediatamente al entrar a la matriz de la formación por simple atracción

electroestática, en cuanto el polímero contacta la superficie de la roca, selectivamente reduce la permeabilidad a los fluidos base agua con poco o nulo efecto en la permeabilidad al aceite o gas, Vasquez et al (2013). Adicionalmente, estos polímeros han sido hidrofóbicamente modificados para crear propiedades de asociación y optimizar su funcionamiento en zonas de altas permeabilidades. Estas propiedades asociativas hacen al polímero más resistente a condiciones de alto ‘corte’ y más estables en condiciones de alta temperatura.

Estos RPM se han utilizado exitosamente por años en formaciones de areniscas, sin embargo, en el caso de formaciones de carbonatos, los resultados han mostrado ser mixtos, donde mayormente se observa poco tiempo de efectividad en la reducción del corte de agua. El análisis posterior a estos trabajos ha mostrado que los fluidos RPM tienen un periodo corto de adsorción en la formación.

La tecnología en este caso de estudio consiste también en un fluido RPM, funciona bajo el mismo principio de reducir selectivamente la permeabilidad al agua en la superficie donde se adsorbe el sistema permitiendo libremente el paso de hidrocarburos. La diferencia principal con otros fluidos RPM es, que el sistema se ha modificado específicamente para mejorar su adherencia a formaciones carbonatadas, **Figura 1**.

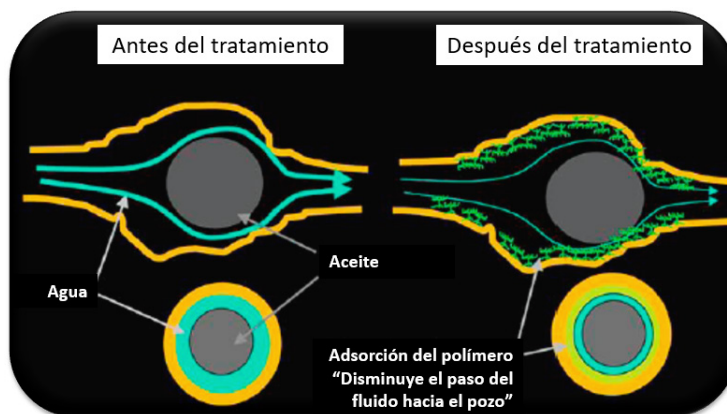


Figura 1. Principio de función del sistema RPM para carbonatos.

Caso de estudio

El caso de estudio pertenece a un campo HP/HT, localizado en el Golfo de México, productor de aceite y gas en la

formación Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) en calizas dolomitizadas con aporte de fluidos en 60% Matriz- 40% fractura, presión de yacimiento de 14,521 psi y temperatura de 153°C

El pozo X-4 alcanzó una profundidad total de 6230 m, terminándose en agujero descubierto de 5 5/8" y exponiendo el intervalo 5968-6230 m (262 m) de la formación JSK.

intergranular y secundaria en fracturas con impregnación de aceite. Se determinó un Contacto Agua Aceite (CAA) a la profundidad de 6111 mvbnm.

Con base en su evaluación petrofísica, **Figura 2**, los primeros 132 m muestran una zona de alta resistividad al tenerse una formación compacta de baja porosidad; por otra parte, los 130 m restantes corresponden a una zona de buenas propiedades petrofísicas con porosidad primaria

Efectuó limpieza obteniendo inicialmente 100% aceite de 34.5 °API y posteriormente irrupción de agua con valores iniciales de 2% hasta alcanzar un promedio de 24% con salinidades promedio de 72,000 ppm y pH=7, **Figura 3**.

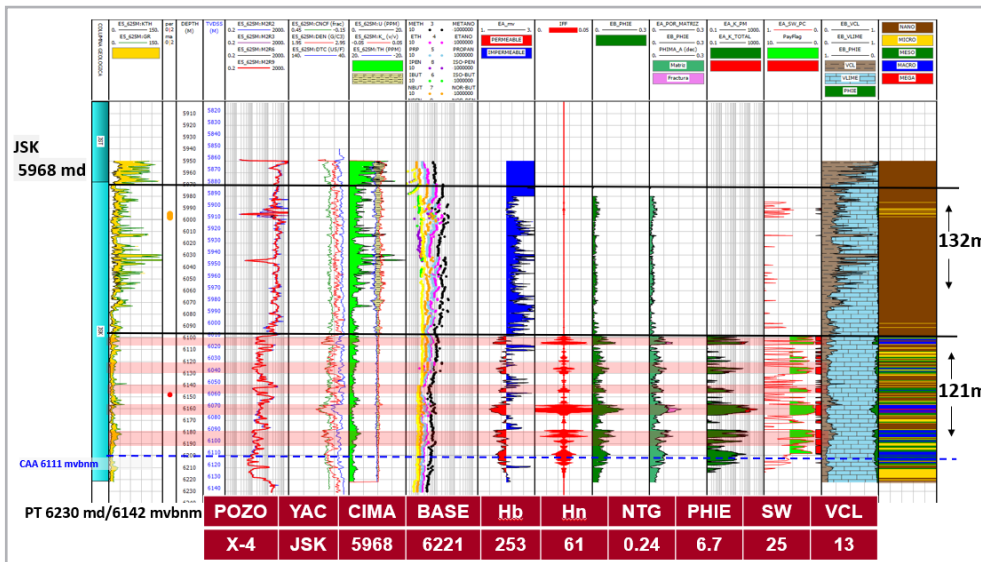


Figura 2. Evaluación petrofísica de pozo en estudio.

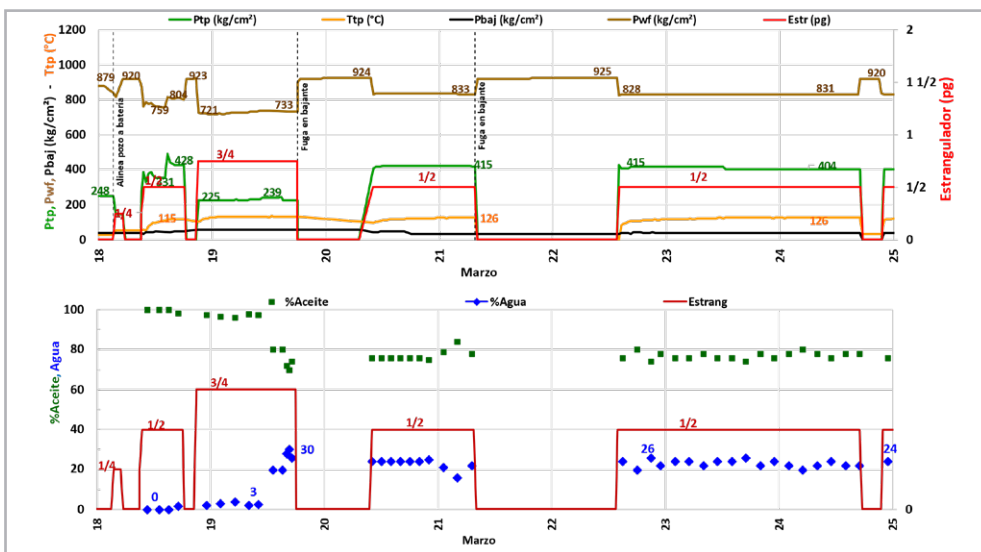


Figura 3. Condiciones de explotación y análisis físico de fluidos.

Se efectuó prueba de presión-producción determinándose valores de $K= 160 \text{ mD}$, $kh= 57,772 \text{ mD}\cdot\text{ft}$ y daño positivo ($S_{total}= 84$), requiriéndose un tratamiento de estimulación ácida con los siguientes retos:

- Evitar estimular la zona de agua ubicada en la parte basal del agujero (6111 mVbNm) mediante el uso sistema divergente – Modificador de Permeabilidad Relativa (RPM diseñado para arenas).
- Disminución de F_w mediante reducción de ΔP_{fondo} .

- Colocación de sistemas ácidos en 262 m de agujero descubierto.
- Eficiencia del sistema ácido y divergente en pozo HP/HT (14,521 psi / 153 °C).

Bajo los retos previstos, se efectuó tratamiento de estimulación (6 ft) considerando inicialmente la colocación de sistema divergente (RPM) para el bloqueo de la zona de agua y posteriormente la colocación de sistema ácido retardado bajo la cédula indicada en la **Tabla 1**.

Etapa	Sistema	Volumen (m ³)	Gastos de bombeo (bpm)
1	Solvente base agua	5	1-2
2	Sistema divergente (RPM arenas)	10	2-3
3	Solvente base agua	3	4-5
4	Ácido retardado	30	4-5
5	Sistema divergente (RPM arenas)	10	4-5
6	Solvente base agua	10	5-6
7	Ácido retardado	30	5-6
8	Solvente base agua	10	5-6
9	Gel lineal	47	6

Tabla 1. Cédula de bombeo, estimulación ácida.

El comportamiento de la intervención se indica en la **Figura 4**, donde se observaron 2 eventos relevantes:

- Efectividad del sistema divergente, al bloquear zonas saturadas de agua.
- Caída de presión de bombeo (-117 kg/cm^2) por entrada del sistema ácido en formación.

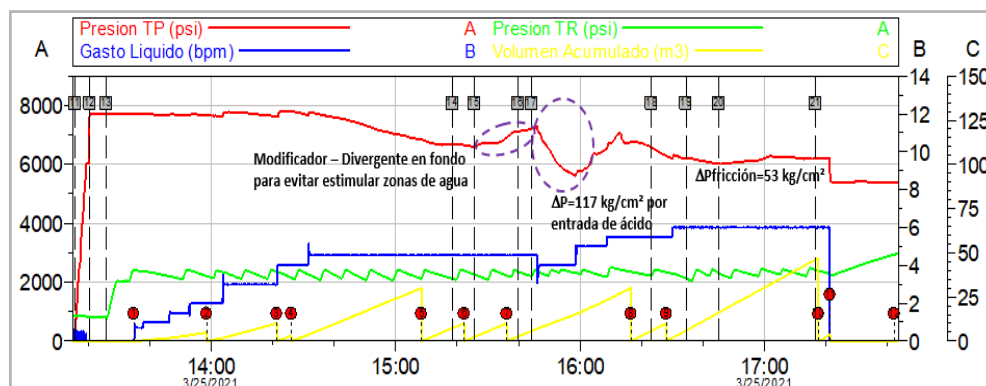


Figura 4. Cédula y gráfica de bombeo.

Posterior al trabajo de estimulación, se consiguió una reducción del Fw del 24 al 4%, **Figura 5**. Así mismo, de las mediciones realizadas se determinó un incremental

de 1,500 bpd de aceite y 0.72 mmpcd de gas, por misma apertura del estrangulador.

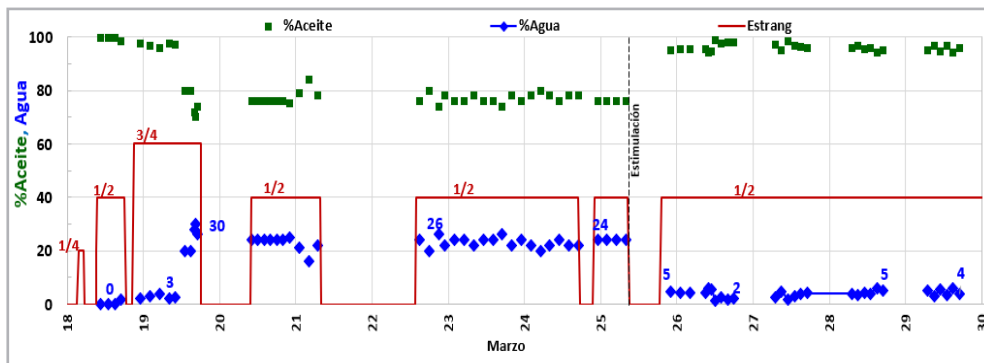


Figura 5. Reducción de Fw por estimulación.

Sin embargo, como se puede observar en la **Figura 6**, (círculo semicontinuo rojo), 54 días posterior al tratamiento, el comportamiento de agua presentó un cambio abrupto en su tendencia alcanzando los valores iniciales del 24%.

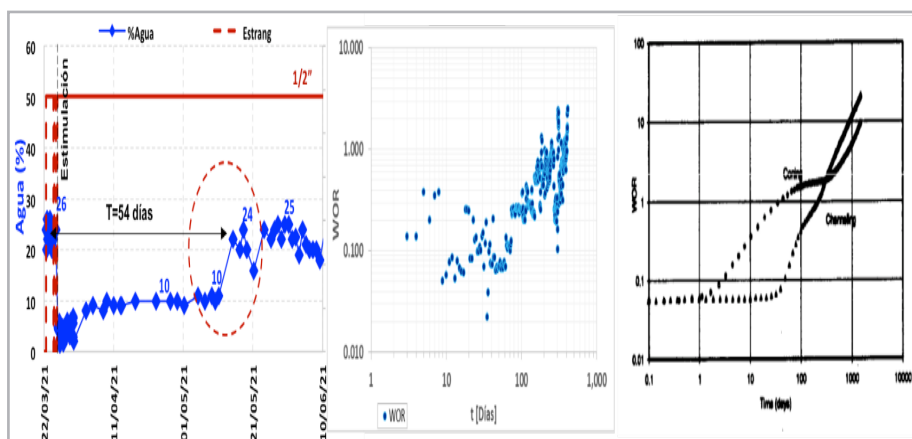


Figura 6. Incremento de Fw por posible pérdida de eficiencia de RPM.

El comportamiento mostrado en la Figura 6, es fundamental para plantear las siguientes hipótesis:

- La reducción de agua de 24% a 4% pudo ser influenciada por la efectividad de la adsorción del polímero (RPM) incluido en el sistema divergente.
- La irrupción imprevista de Fw posiblemente fue causada por la pérdida de eficiencia del sistema RPM

en la formación, al estar sometida a condiciones extremas de presión, temperatura y gasto.

- El comportamiento de Fw no es abrupto al tenerse una producción por matriz y fractura y con base en las gráficas especializadas de diagnóstico del agua, se sugiere conificación de una fuente cercana a los límites del yacimiento, por lo que la aplicación de un sistema RPM podría mitigar su incremento, **Figura 7**.

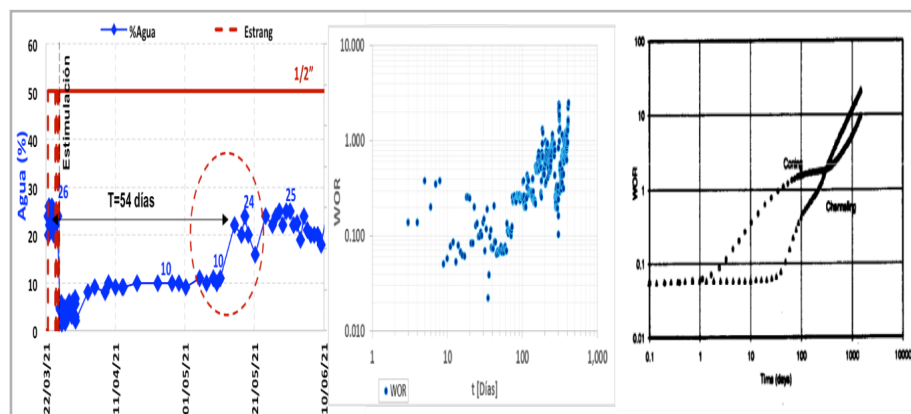


Figura 7. Diagnóstico del agua mediante grafica especializada de Chan.

Derivado de lo anterior, el pozo X-4 se consideró como caso de estudio para la aplicación de la tecnología de Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM) con los siguientes objetivos:

- Adecuación del sistema RPM exclusivamente para carbonatos mediante la adición de un segundo polímero que permita el cambio de carga iónica haciéndola afín a las formaciones carbonatadas.
- Evaluación de la tecnología en formaciones carbonatadas y en condiciones HP/HT.
- Elaboración de cédula bajo mejores prácticas y recomendaciones de los desarrolladores de la tecnología.
- Corroborar la reducción de agua mediante la colocación del sistema RPM y evaluar tiempo de efectividad.
- Evaluación de resultados mediante análisis físico de fluidos e incremental de producción mediante aforos.

Pruebas de laboratorio

Se realizó un estudio extensivo con núcleos de carbonatos, variando los principales parámetros que los diferencian: mineralogía (caliza y dolomía), porosidad, permeabilidad y temperatura. En el proceso de evaluación se realizaron pruebas para medir el tiempo en que el polímero quedaba adherido al núcleo, se valoró la reducción de permeabilidad

al agua y también se midió el retorno de permeabilidad al aceite. A su vez, éste se acompaña con las pruebas tradicionales para inyección de fluidos a formación como son compatibilidad y rompimiento de emulsión.

• Pruebas de flujo en núcleos:

Las pruebas se realizaron utilizando una celda multipresión, utilizando núcleos de caliza y núcleos sintéticos generados a partir de granos de carbonato de calcio de diferentes tamaños de partícula, con el objetivo de evaluar diferentes permeabilidades y diferentes composiciones mineralógicas.

Las longitudes de los núcleos son aproximadamente de 3 a 6 pulgadas y diámetro de 1 pulgada. La salmuera API o agua de mar se utilizó para establecer las permeabilidades inicial y final. Por otra parte, se utilizó queroseno como fase oleosa en todas las pruebas de flujo. En estas pruebas, las permeabilidades iniciales de la salmuera y el petróleo se determinaron en la dirección normal de producción.

Se muestra en la **Figura 8** el resultado de reducción de permeabilidad al agua de diferentes núcleos, determinando una disminución significativa que van desde los 5 hasta 6,000 mD. Los valores reportados fueron medidos después de fluir más de 1000 PV (volúmenes porales), a través del núcleo, confirmando efectivamente la adsorción del polímero a la superficie de la roca en una litología de carbonatos.

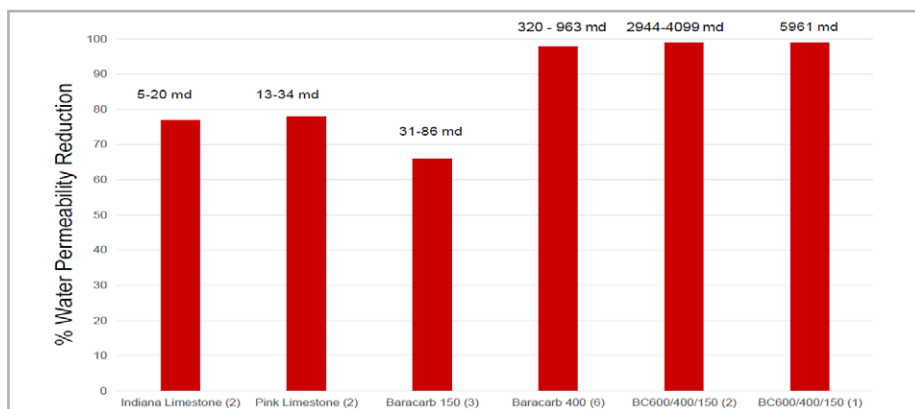


Figura 8. Reducción de la permeabilidad al agua en núcleos con sistemas RPM.

Adicionalmente, se realizaron pruebas para evaluar el retorno de permeabilidad al aceite, observando una disminución mínima de ésta, Figura 9.

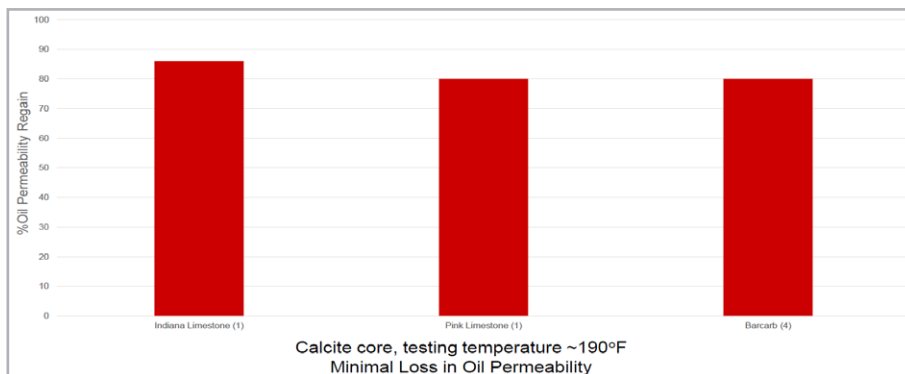


Figura 9. Prueba de retorno de la permeabilidad al aceite en núcleos.

Se evaluó el sistema RPM manteniendo un flujo constante de agua a través de un núcleo de Pink Limestone por 76 días a una temperatura de 88°C, equivalente a un acumulado de más de 10,000 volúmenes porales inyectados; determinando que el sistema RPM mantuvo una reducción permanente de permeabilidad al agua de 90% durante este tiempo de evaluación.

- **Pruebas de compatibilidad:**

Con la finalidad de evitar incompatibilidad entre los sistemas propuestos y el aceite del pozo en estudio, se efectuaron

las pruebas de laboratorio correspondientes, mezclando una relación de 1:1 y sometidas a una temperatura de 90°C durante 4 hrs. Se observó rompimiento y fases bien definidas a los 30 min de reposo y durante el filtrado en la malla número 100, no se observó presencia de precipitados o lodillo asfáltico, por lo que los sistemas presentaron compatibilidad, Figura 10.



Figura 10. Pruebas de compatibilidad entre sistemas y aceite.

Diseño de tratamiento, ejecución y resultado

De acuerdo con las mejores prácticas identificadas durante la estimulación realizada en la terminación del pozo, así como las recomendaciones de expertos, para el diseño de la cédula de bombeo se consideraron los siguientes sistemas:

- **Sistema solvente base aceite:** Utilizado para la remoción de material orgánico y rompimiento de emulsiones por la producción de agua.
- **Sistema solvente base agua:** Utilizado para rompimiento de emulsiones y dejar la formación mojada preferentemente al agua, preparando la formación para la entrada del sistema RPM.
- **Sistema RPM:** Se considera su uso para radios de penetración radial de 9-13 ft, con la finalidad de garantizar la reducción de la permeabilidad al agua, su movilidad y maximización del tiempo efectivo de duración del polímero.

- **Sobre desplazamiento del sistema RPM con agua dulce:** El volumen recomendado corresponderá al 30% del volumen del tratamiento principal. La función principal del agua dulce (pH neutro), permitirá facilitar la adsorción del polímero a los carbonatos por su carga iónica y su atracción electrostática, por otra parte, permitirá aprovechar al máximo el sistema RPM al inyectarlo a mayor penetración dentro de la formación.

- **Primer tratamiento con sistemas RPM para carbonatos.**

Se muestra en la **Figura 11**, la cedula de bombeo propuesta, considerando un radio de penetración total de 10 ft y tomando las recomendaciones antes mencionadas. La ejecución se realizó respetando los aspectos de seguridad y el diseño de la cedula definida, por lo que, se procedió al bombeo de las siguientes etapas:

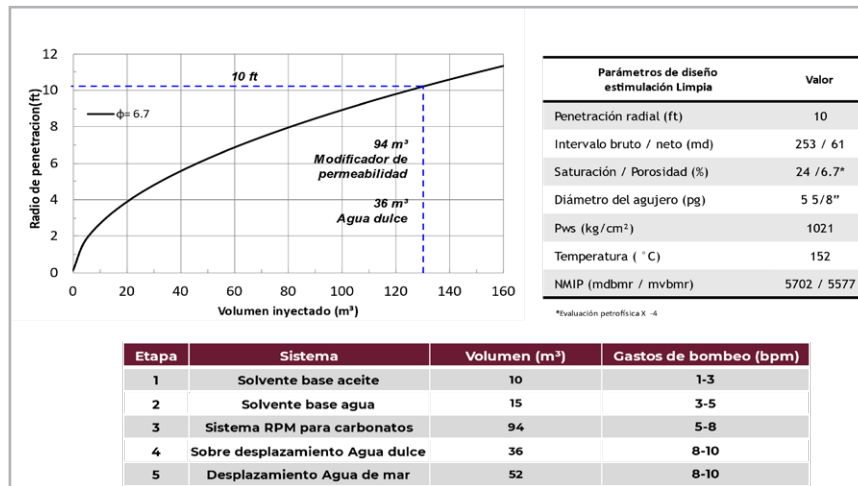


Figura 11. Cédula de bombeo propuesta del primer tratamiento.

- 1ª etapa: bombeó 10 m³ de solvente a un gasto de 1 a 3 bpm.
- 2ª etapa: bombeó 15 m³ de solvente base agua a un gasto de 4 a 6 bpm.
- 3ª etapa: bombeó 94 m³ de sistema modificador de permeabilidad (RPM) a un gasto de 6 a 12 bpm; durante esta etapa se observó la llegada a formación de los sistemas solventes de las etapas 1 y 2 siendo enmascarados sus comportamientos a nivel de yacimiento por el continuo incremento de gasto durante la operación, así mismo con un gasto constante de 12 bpm a los 55 m³ de sistema modificador bombeados, se comenzó a inyectar en formación el RPM observándose un comportamiento estable durante toda la etapa.

- 4ª etapa: bombeó 36 m³ de agua dulce con gasto de 12 bpm con el objetivo de sobre desplazar el modificador de permeabilidad.
- 5ª etapa: bombeó 52 m³ de agua de mar con gasto de 12 bpm.

Al paro de bombeo se observó caída de presión de 7,355 a 4,800 psi por efectos de fricción. En la **Figura 12**, se indica el comportamiento grafico durante la intervención, donde los círculos en rojo indican el inicio de una etapa en superficie y recuadros en gris indican la entrada de los sistemas en fondo.

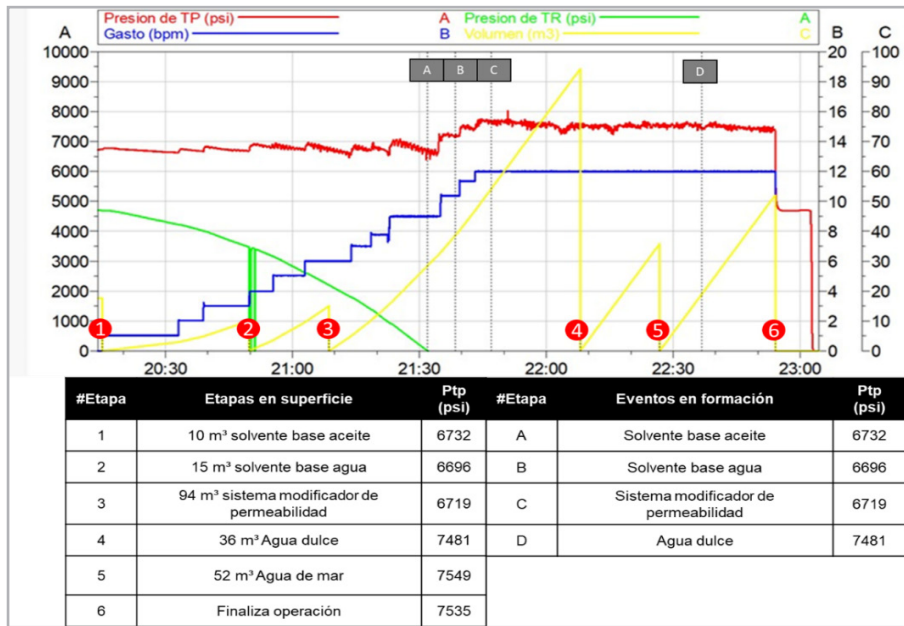


Figura 12. Eventos en la operación del pozo X-4, (primer tratamiento).

El tratamiento resultó exitoso al disminuir el corte de agua del 44% al 16%, en la Figura 13 se indica el comportamiento de los fluidos previo y posterior al tratamiento, así como

los resultados de las mediciones comparativas realizadas, determinando un beneficio de 4,105 bpd de aceite, 2.2 MMpcd de gas y disminución de agua de 861 bpd, **Tabla 2.**

Condición	Estr	Ql	Qo	Qw	Fw	Qg	Ptp	Ttp	Pbaj
	(pg)	(BPD)	(BPD)	(BPD)	(%)	(MMpcd)	(kg/cm²)	(°C)	(kg/cm²)
Previo	1/2	6,271	3,888	2,383	38	4.0	395	103	48
Posterior al tratamiento	1/2	9,515	7,993	1,522	16	6.2	398	116	48
Beneficio		3,244	4,105	-861	-22	2.2			

Tabla 2. Aforos comparativos del pozo X-4, (primer tratamiento).

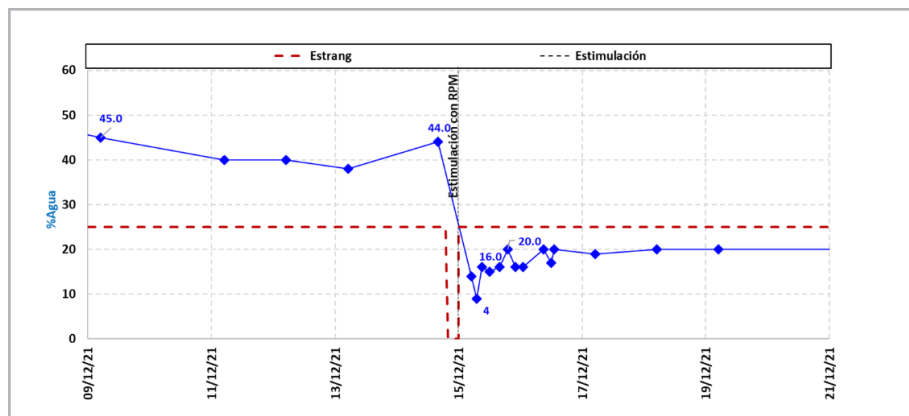


Figura 13. Comportamiento de fw en el pozo X-4, (primera intervención).

La intervención realizada presenta indicadores económicos positivos y el periodo de recuperación de la inversión es de tres días.

Se continuó con el monitoreo de los fluidos presentando un comportamiento estable asociado al efecto del sistema RPM por 31 días, donde se observó un incremento abrupto del fw hasta 85%, siendo necesario un segundo tratamiento.

• **Segundo tratamiento con sistemas RPM para carbonatos.**

Con el objetivo de reducir el Fw, se diseñó la cédula indicada en la **Figura 14**, considerando un radio de penetración total de 13 ft.

El bombeo se realizó con las siguientes etapas:

- 1ª etapa: bombeó 41 m³ de solvente base agua a un gasto de 1 a 8 bpm.

- 2ª etapa: bombeó 151 m³ de sistema modificador de permeabilidad (RPM) a un gasto de 8 a 13 bpm, durante esta etapa se observó la llegada a formación del sistema solvente de la etapa 1 y del mismo RPM, alcanzando presión máxima de 8,000 psi.
- 3ª etapa: bombeó 45 m³ de agua dulce con gasto de 12 bpm para sobre desplazar el sistema modificador en yacimiento y lograr mayor penetración.
- 4ª etapa: bombeó 52 m³ de agua de mar con gasto de 11 bpm.

Al paro de bombeo se observó caída de presión de 7,600 a 4,600 psi por efectos de fricción, **Figura 15**. Una vez efectuado el tratamiento y con pozo cerrado, desconecto manguera y procedió a la apertura del pozo para su evaluación.

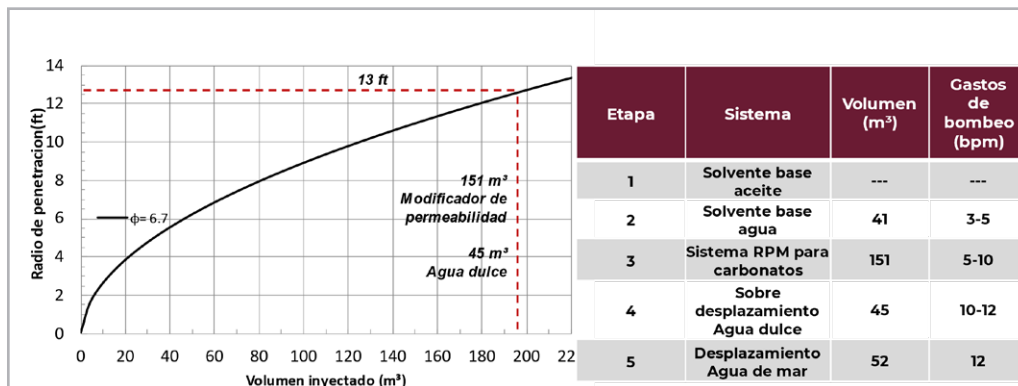


Figura 14. Cédula de bombeo propuesta del segundo tratamiento.

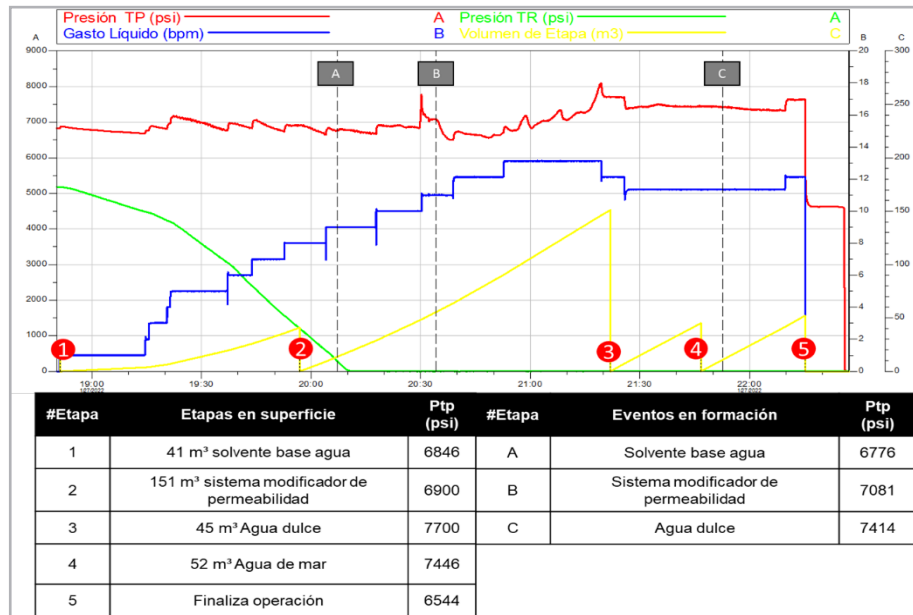


Figura 15. Eventos en la operación del pozo X-4, (segundo tratamiento).

La intervención resultó exitosa al disminuir el corte de agua del 85% al 18%, obteniéndose un incremental de 6,406 bpd de aceite y 0.96 MMpcd de gas, así como una disminución de 4,633 bpd de agua, **Figura 16 y Tabla 3.**

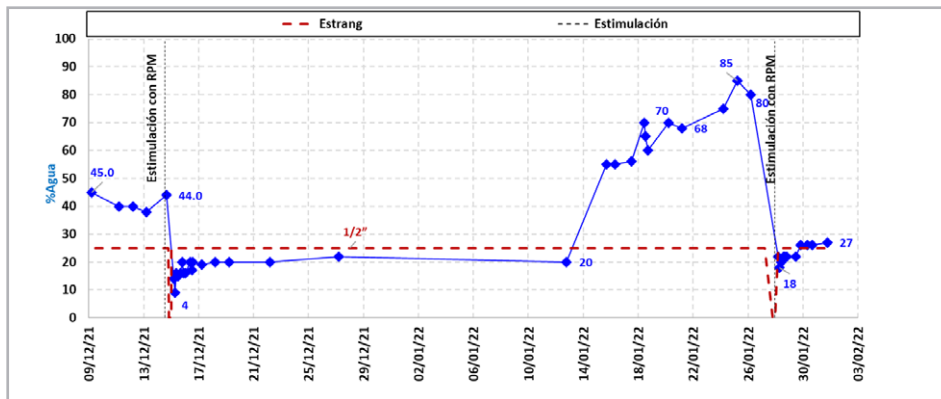


Figura 16. Comportamiento de fw en el pozo X-4, (segundo tratamiento).

Condición	Estr	Ql	Qo	Qw	Fw	Qg	Ptp	Ttp	Pbaj
	(pg)	(BPD)	(BPD)	(BPD)	(%)	(MMpcd)	(kg/cm²)	(°C)	(kg/cm²)
Previo	1/2	7,577	1,515	6,061	80	4.41	364	118	47
Posterior	1/2	9,349	7,921	1,428	18	5.37	407	112	47
Beneficio		1,772	6,406	-4,633	-62	0.96			

Tabla 3. Aforos comparativos del pozo X-4, (segundo tratamiento).

• Tercer tratamiento con sistemas RPM para carbonatos

Derivado de los buenos resultados obtenidos, se continúa tratando la formación, incrementando el volumen para un radio de penetración a 14 ft.

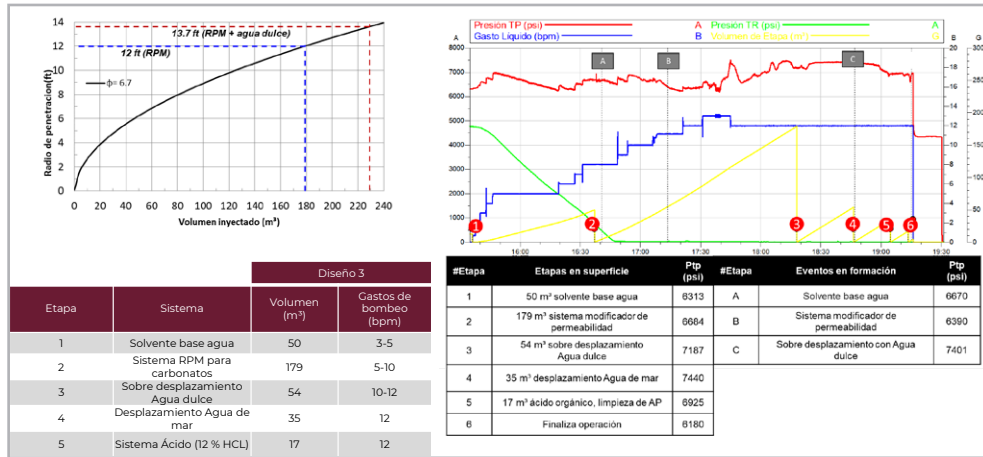


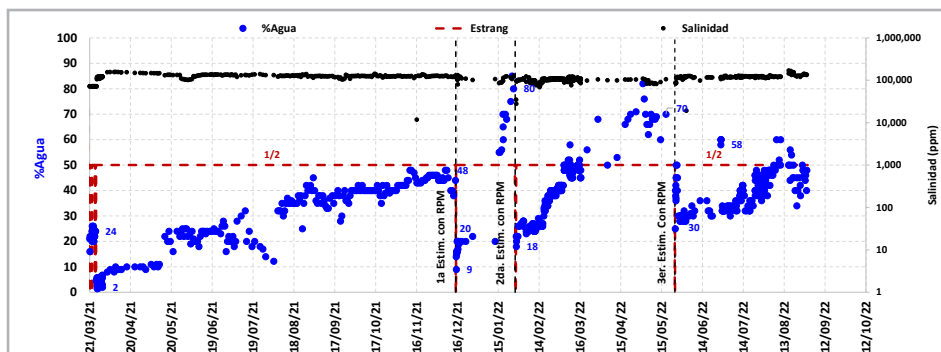
Figura 17. Cédula de bombeo del 3er tratamiento y eventos X-4.

La intervención resultó exitosa al disminuir el corte de agua del 70% al 30%, obteniéndose un incremental de 3,968 bpd de aceite y 3.34 MMpcd de gas, así como una disminución de 2,443 bpd de agua. **Tabla 4**

Condición	Estr	Ql	Qo	Qw	Fw	Qg	Ptp	Ttp	Pbaj
	(pg)	(BPD)	(BPD)	(BPD)	(%)	(MMpcd)	(kg/cm²)	(°C)	(kg/cm²)
Previo	1/2	7,254	2,176	5,076	70	1.83	364	930	48
Posterior	1/2	8,777	6,144	2,633	30	5.17	369	879	48
Beneficio		1,523	3,968	-2,443	-40	3.34			

Tabla 4. Aforos comparativos del pozo X-4, (tercer tratamiento).

En la **Figura 18** se observa el histórico de producción del corte de agua del caso de estudio, denotando las reducciones del fw por los tratamientos.



Parámetros	1er tratamiento	2do tratamiento	3er tratamiento
Tiempo de efectividad (mes)	1	3	7
Reducción Fw (%)	-58	-78	-57
Radio de penetración (ft)	10	13	14

Figura 18. Histórico de Fw, caso de estudio X-4.

Evaluación técnica - económica de la aplicación de RPM's

De acuerdo con la evaluación económica realizada a los tres tratamientos RPM ejecutados al pozo X-4, todas muestran una alta rentabilidad e indicadores económicos positivos, destacando el segundo tratamiento al tenerse un beneficio real (VPN D.I) después de impuestos de 206.8 MMpesos

y una eficiencia de la inversión de 22, esto debido al alto incremental de aceite obtenido y a la Np asociada a la intervención, **Tabla 5** y **Figura 19**.

Para las evaluaciones económicas se consideraron las siguientes premisas: Tasa de descuento del 7.5%, precio del barril de 69.2 USD/b (escenario medio) y un tipo de cambio de 21 MXP/USD.

# trabajo	ΔQ_0 (bpd)	Periodo de recuperación (días)	Np (MMb)	VPIngr (MMpesos)	VPI (MMpesos)	VPN A.I. (MMpesos)	VPN D.I. (MMpesos)	VPN D.I / VPI	Periodo de producción (meses)
1ro (Dic-21)	4,105	2.8	0.09	131.3	7.9	107.2	54.6	7.0	1
2do (Ene-22)	6,015	1.2	0.29	454.3	9.4	388.4	206.8	22	3
3ro (May-22)	3968	4	0.23	350.8	15.0	292.2	152.0	10.2	7

Tabla 5. Comparativa de indicadores económicos.

Adicional a la rápida recuperación de la inversión de 2.8, 1.2 y 4 días respectivamente, la aplicación del sistema RPM contribuyó a mejorar la productividad del pozo, disminuir el manejo de agua en superficie e incrementar el factor de

recuperación de las reservas del yacimiento, haciendo este tipo de intervención atractivo para su implementación en campos análogos con problemas de flujo fraccional de agua.

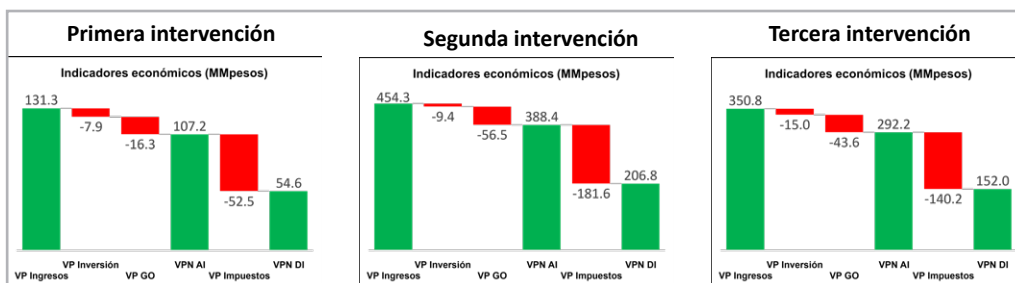


Figura 19. Indicadores económicos, X 4.

Aplicación y resultados en otros campos

Con base en la efectividad del control de agua con RPM en carbonatos en condiciones críticas de alta producción, presión y temperatura; se promovió la aplicación en campos maduros y nuevos, mostrándose en la **Tabla 6** resultados mixtos.

Pozo	Fecha de intervención	Formación productora	Tipo de terminación	Tipo de Aporte	Diagnóstico de la fuente	K	Pyac/ Tyac	Salinidad (ppm)	Penetración RPM (ft)	Diseño de cédula	Fw antes	DQo	Efectividad
						mD	Kg/cm ² /°C				(%)		
Pozo-4	25/03/2021	JSK	Agujero descubierto	60% Matriz 40% fractura	Conificación	161	1024 / 158	110,000	6	RPM-ÁCIDO	30	1460	54
Pozo-4	15/12/021	JSK	Agujero descubierto	60% Matriz 40% fractura		161	1021 / 158	110,000	9	RPM	45	4105	31
Pozo-44	14/01/2022	JSK	Agujero descubierto	60% Matriz 40% fractura		Sin PPP	1021 / 158	100,000	12	ACIDO-RPM	78	1214	2
Pozo-4	27/01/2022	JSK	Agujero descubierto	60% Matriz 40% fractura		161	1021 / 158	110,000	13	RPM	85	6015	105
Pozo-4	24/05/021	JSK	Agujero descubierto	60% Matriz 40% fractura		161	1019 / 158	110,000	13	RPM	70	3968	112
Pozo-11	14/08/22	JSK	Entubado y disparado	80% Matriz 20% fractura		4.47	338 / 136	190,000	12	RPM	40	1044	26
Pozo- 59	08/12/2021	JSK	Entubado y disparado	80% Matriz 20% fractura	Avance CAA	4.92	368 / 159	170,000	6	RPM-ÁCIDO	60	209	5
Pozo-10	08/01/2022	K	Entubado y disparado	100% fractura	Fracturas conectadas Con acuífero	0.47	1311 / 156	65,000	6	RPM-ÁCIDO	60	0	0
Pozo-2	13/01/2022	K-JSK	Liner ranurado	30% Matriz 70% fractura		94	920 / 167	140,000	14	RPM	50	0	0

Tabla 6. Aplicaciones de RPM en otros campos.

Premisa para aplicación de la tecnología

Para la selección de un pozo candidato y la colocación efectiva del sistema RPM en carbonatos se deberán considerar los siguientes aspectos:

- Yacimientos de calizas dolomitizadas con aporte matricial en su mayoría, 60% matriz- 40% fractura
- Identificar mediante gráficas de diagnóstico, que la entrada de agua sea por conificación y se presente un avance del CAA homogéneo.
- Identificar CAA y avance mediante toma de registros geofísicos (saturación agua).
- Las propiedades petrofísicas identificadas mediante registros determinan una porosidad primaria intergranular y secundaria en fracturas con impregnación de aceite.
- El tipo de terminación no es limitante para la aplicación de los sistemas RPM, ya que éstos

presentan afinidad en zonas saturadas de agua sin afectar las zonas de aceite.

- Se deberá considerar la aplicación de RPM's en pozos con un corte de Fw mayor al 30%, a fin de maximizar la relación costo-beneficio por la reducción del corte de agua.
- En las etapas de pre-flujo se deberá inyectar solvente base agua para rompimiento de emulsiones y dejar la formación mojada preferentemente al agua.
- No incluir etapas ácidas en la cédula de tratamiento con el sistema RPM.
- Sobre desplazarlo con agua dulce en un 30% respecto al sistema RPM para maximizar la adherencia del polímero en formación.
- A mayor avance del CAA se deberá aumentar el radio de penetración del sistema RPM, debido a la reducción en la relación de Hn/Hb, el incremental de producción y del corte de agua, **Figura 20**.

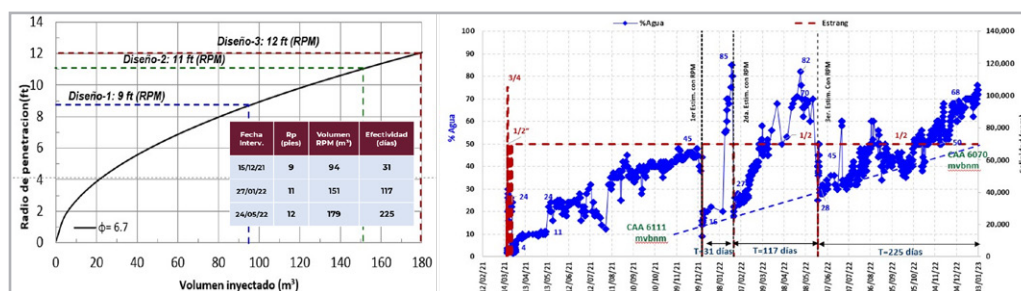


Figura 20. Relación Hn/Hb vs radio de penetración, X 4.

Conclusiones

El sistema RPM aplicado en el caso de estudio, fue mejorado mediante la adición de un segundo polímero, el cual permite la adherencia en formaciones carbonatadas.

El caso de estudio representa un reto tecnológico al ser un pozo de alta productividad, con alta presión y temperatura; así como condiciones mecánicas no favorables (agujero descubierto) y un contacto agua-aceite expuesto.

Las pruebas de laboratorio realizadas en núcleos de carbonatos de diferentes características; determinaron una reducción de la permeabilidad relativa al agua del 90%,

mientras que el impacto a la permeabilidad del aceite fue mínimo.

Para una colocación efectiva del sistema RPM en carbonatos, se requiere preparar la formación con sistema solvente base agua, seguido de un volumen de RPM para alta penetración (11-13 ft) y sobre desplazarlo con agua dulce en un 30% respecto al sistema RPM para maximizar la adherencia del polímero en formación.

La ejecución del tratamiento a través del bombeo en directo del sistema selectivo RPM, tiene un impacto mínimo en el diferimiento de producción por cierres efectivos de 6 horas en promedio.

Del primer tratamiento se disminuyó el Fw del 44% al 16%, con un incremental de 4,105 bpd de aceite y una efectividad del RPM de 31 días. Por otra parte, el segundo tratamiento disminuyó Fw de 85% a 18% con un incremental de aceite de 6,406 bpd y una efectividad del RPM de 105 días, el tercer tratamiento disminuyó el Fw de 70% a 30% con un incremental de aceite de 3,968 bpd y una efectividad del RPM de 225 días.

A mayor avance del CAA se deberá aumentar el radio de penetración del sistema RPM tratando las nuevas zonas saturadas de agua.

Las intervenciones realizadas presentan indicadores económicos positivos y el periodo de recuperación de la inversión es de 3 días.

De acuerdo con la aplicación del RPM en otros campos, se observan mejores resultados en yacimientos con mayor aporte matricial principalmente y con diagnóstico de producción de agua por conificación.

Nomenclatura

ΔP_{fondo} :	Diferencial de presión en fondo, kg/cm ² .
ΔQ_o :	Incremental del gasto de aceite, bpd.
CAA:	Contacto agua-aceite.
Fw:	Flujo fraccional de agua.
Hb:	Espesor bruto, m.
Hn:	Espesor neto, m.
HP/HT:	Alta presión/ alta temperatura (High pressure/ high temperature).
JSK:	Jurásico Superior Kimmerigiano.
K:	Permeabilidad, mD.
Kh:	Capacidad de flujo, mD*ft.
LWD:	Registro durante la perforación (Logging While Drilling).
NMIP:	Nivel medio de intervalo productor, m.
Np:	Producción acumulada, MMb.
NTG:	Relación de espesor neto/ espesor bruto, adim.

PHIE:	Porosidad efectiva, %.
Ptp:	Presión superficial, kg/cm ² .
PV:	Volúmenes porales.
P-T:	Presión-Temperatura.
Pws:	Presión estática de yacimiento, kg/cm ² .
Qbbo:	Gasto de bombeo, bpm.
RPM:	Modificador de permeabilidad relativa (relative permeability modifier).
VCL:	Volumen de arcilla, %.
VP GO:	Valor presente del gasto de operación, MMpesos.
VPI:	Valor presente de inversión, MMpesos.
VPingr:	Valor presente de ingresos, MMpesos.
VPN A.I:	Valor presente neto antes de inversión, MMpesos.
VPN D.I:	Valor presente neto después de inversión, MMpesos.

Referencias

- Eoff, L., Dalrymple, D., Reddy, B. et al. 2003. Development of a Hydrophobically Modified Water-Soluble Polymer as a Selective Bullhead System for Water-Production Problems. Artículo presentado en el International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, EUA, febrero 5-7. SPE-80206-MS. <http://doi.org/10.2118/80206-MS>.
- Smith, J. T. y Cobb, W. M. 1997. Waterflooding. Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer Council.
- Vásquez, J. y Eoff, L. 2013. A Relative Permeability Modifier for Water Control: Candidate Selection, Case Histories, and Lessons Learned after more than 3,000 Well Interventions. Artículo presentado en el SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Noordwijk, Países Bajos. SPE-165091-MS. <http://doi.org/10.2118/165091-MS>.

Semblanza de los autores

José María Petríz Munguía

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional en el año 2004, y Maestro en Ingeniería por el Instituto Mexicano del Petróleo en 2007.

Ha ejercido diversos puestos, desde especialista técnico en productividad y yacimientos, hasta Superintendente de Productividad de Pozos, Caracterización Dinámica, Enlace Técnico de Alianzas y Asociaciones, Coordinador de Diseño e Ingeniería de Proyectos, Líder Regional de Oportunidades de Producción y actualmente Coordinador del Grupo Multidisciplinario de Administración de Yacimientos.

Ha publicado diversos artículos técnicos en foros nacionales e internacionales, fue miembro de la Red de Expertos de Caracterización Integral de YNF, Autoridad Técnica Nivel 2 de Caracterización Dinámica, miembro del CIPM Sección Dos Bocas y de la SPE Sección México.

Luis Alejandro García Contreras

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en el año 2010. Cuenta con 12 años de experiencia en el área de Productividad de Pozos, laboró de 2010-2011 en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo en el diseño y optimización de SAP's y de 2011 a la fecha labora para el Activo de Producción Litoral de Tabasco, ingresó a Petróleos Mexicanos en el 2013 y actualmente se desempeña como especialista de Productividad de Pozos y Estimulaciones, participando en proyectos de maximización de producción en pozos de reparación y terminación e incorporación de nuevas oportunidades en cartera de proyectos.

Iván López García

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional. Cuenta con 11 años de experiencia en el área de productividad de pozos. De 2010 a 2012 laboró en el Instituto Mexicano del Petróleo en el Proyecto Desarrollo de Macroperas Autosustentables del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, de 2012 a 2015 en el Activo de producción Poza Rica-Altamira en diseño y optimización de SAP's y de 2015 a la fecha laborando en Petróleos Mexicanos en el Activo de Producción Litoral de Tabasco como especialista en productividad y estimulaciones. Miembro del CIPM Sección Dos Bocas y de la SPE.

Erick Acuña Ramírez

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Veracruzana en el año 2014, y de la Maestría de Administración de Energía y sus Fuentes Renovables del ITESM (2019), miembro del CIPM Sección Dos Bocas. Cuenta con 8 años de experiencia en el área de Productividad de Pozos y pertenece a la especialidad de estimulaciones y fracturamientos en el Activo Litoral de Tabasco, participó en las Guías Operativas para la Remoción del Daño a la Formación (2017) y del Diseño de Estimulaciones Matriciales (2018).

Larry Eoff

Ingeniero Químico en el Centro de Tecnología de Houston, Texas. Ha trabajado en grupos de mejora de producción y cementaciones, la mayoría de tiempo en el desarrollo de productos para el control de agua/gas. Cuenta con grado en Química y un Doctorado en Química Orgánica por parte de la Universidad Central de Arkansas. Es autor de más de 30 artículos y cuenta con más de 120 patentes.

Sarai Santos Ramírez

Ingeniera Química egresada de la Universidad Nacional Autónoma de México. De 2006-2008 realizó estudios de Maestría en Ingeniería Química en la misma institución, con especialidad en Ingeniería de Procesos. De 2008 a 2013 se desempeñó como Ingeniero de campo en el área de estimulaciones en Halliburton para la Región Marina de México. De 2013 a 2021 se desempeñó como ingeniera de diseño de estimulaciones, fracturas y control de agua en la Región Marina, atendiendo los Activos: Cantarell, Ku Maloob Zaap, Litoral de Tabasco, Abkatun Pol Chuc y Exploratorios. Recientemente figura como líder de tecnología en el área de estimulaciones de Halliburton México.

Iván Ernesto Narváez Escobar

Ingeniero Químico con Maestría en Ciencias de la Ingeniería Química, (becario Conacyt) egresado del Instituto Tecnológico de Orizaba en el año 2007. Ingeniero de campo, diseño y laboratorio en el Instituto Mexicano del Petróleo en el área de estimulaciones en la Región sur (2008-2013). Ingeniero de diseño en Halliburton (estimulaciones) atendiendo los activos Samaria-Luna y Bellota-Jujo, (2013). De 2014 a la actualidad se ha desempeñado en Halliburton (Región marina) como Líder de ingeniería y representante de cuenta en el área de estimulaciones, fracturamiento, control de agua y gas en los activos Litoral de Tabasco, Abkatun Pol Chuc, Exploración, Desarrollo de campos y Ku Maloob Zaap.