

EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA Y PRODUCTIVIDAD DEL ÁREA SOMETIDA AL PROCESO DE RECUPERACIÓN TÉRMICA POR INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR

J RODRIGUEZ, L ORFILA, JW MOLINA, JD MOLINA, F MOLINA, R FIGUERA
NAKASAWA MINING AND ENERGY LTD & TEOR ASOCIADOS

RESUMEN

En la industria del petróleo, es de gran importancia la maximización de producción de hidrocarburos que se encuentra en el yacimiento. Los factores de recuperación de petróleo dependen no solamente de las propiedades de las rocas y condiciones del fluido, sino también de la tecnología con la que se cuenta para poder extraer el mayor porcentaje de crudo. Una de las técnicas más comunes es la recuperación mejorada de hidrocarburos con inyección de Vapor, así lograr estimular la producción, incrementar el factor de recuperación y extender la vida útil del yacimiento.

Por tal motivo, el objetivo de esta investigación consistió en evaluar la productividad en un área de petróleo Pesado-Extrapesado, el cual ha sido sometido a la inyección alternada de vapor por 23 años; de igual manera se analizaron los históricos de producción con la finalidad de contabilizar el número de ciclos de inyección, la duración de la estimulación por el efecto del vapor, el cálculo de la declinación de producción en frío y en la etapa estimulada por el vapor; a su vez contabilizar la producción extra por la aplicación de IAV en el yacimiento en estudio, por último seleccionar el área con mayor población de pozos inyectados, calcular el POES y evaluar su Factor de Recobro actual.

DATOS OFICIALES DEL YACIMIENTO EN ESTUDIO

El yacimiento en estudio se caracteriza como de crudo extrapesado (9,4 °API), litológicamente representado por areniscas de grano medio a fino, bien escogidos no consolidados, ambiente netamente fluvial, constituido por arenas de cinturones de canales entrelazados apilados de baja sinuosidad donde la relación arena-lutita es mayor a 0.8.

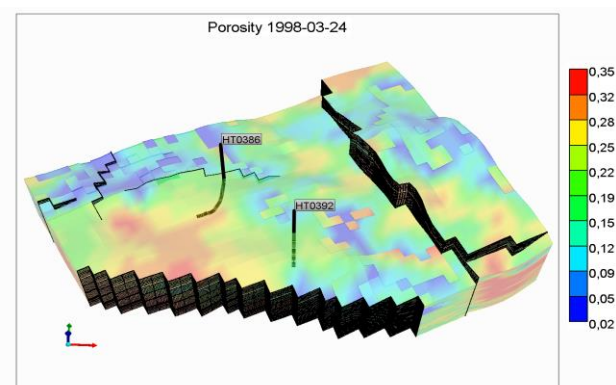


Fig 1. Modelo del Yacimiento A Evaluar.

El modelo estructural representa un monoclin con un buzamiento de 3° aproximado hacia el norte, y los valores petrofísico promedio del yacimiento presenta valores de arcillosidad menor al 8%, Porosidad de 31%, Saturación de agua inicial de 13% y Permeabilidad de 6500 mD. A continuación, se muestran una tabla resumen con los datos dinámico y estático del yacimiento de estudio.

Tabla 1. Datos de estudio del Yacimiento.

h:	80 pies
φ:	31%
K:	6500 mD
Visc. Pet	684-2000 Cp
°API:	9,4
Prof. Datum:	3017 pies
P actual yac.	600 lpc
Tyac.	137 °F



DEFINICIONES

Se anexa el modelo de inyección utilizado en el proyecto a evaluar.

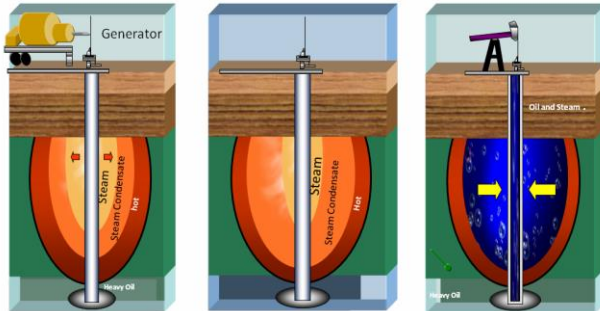


Fig 2. Etapas del proceso de IAV.

Etapa de Inyección: Se inyecta vapor durante 2 a 6 semanas a través de un pozo (inyector-productor). La tasa de inyección debe ser aquella que permita minimizar las pérdidas de calor a través de las paredes del pozo y lograr el máximo radio calentado y la máxima temperatura en la zona calentada.

Etapa de Remojo: Se cierra el pozo durante 1 a 7 días para que el vapor ceda su calor a la formación y a los fluidos. El tiempo de remojo se estima de acuerdo a la experiencia en campo, por lo que se recomienda lo siguiente:

* Si el yacimiento tiene activos los mecanismos de producción primaria y suficiente presión se recomienda dejar un tiempo de remojo suficiente, para que el vapor ceda calor al yacimiento.

* Si el yacimiento tiene poca presión, se recomienda dejar poco tiempo de remojo, con el fin de utilizar el aumento de presión del yacimiento en las cercanías del pozo, para empujar el petróleo hacia el fondo de los pozos.

Etapa de Producción: Una vez terminado el tiempo de remojo, se abre el pozo a producción. Inicialmente se produce agua caliente, y luego de una semana se produce petróleo caliente, en esta etapa se logra un impacto en el incremento de producción significativo, termina cuando la tasa alcanza valores similares a la

tasa que producía en pozo en frío, culminando así el ciclo de inyección alternada de vapor.

Mecanismos de Recuperación de Petrolero durante la Inyección de Vapor:

Cuando se inyecta vapor en una formación petrolífera, el petróleo es producido por causa de tres mecanismos básicos: Destilación por vapor, Reducción de la viscosidad y Expansión térmica, siendo la destilación por vapor el más importante.

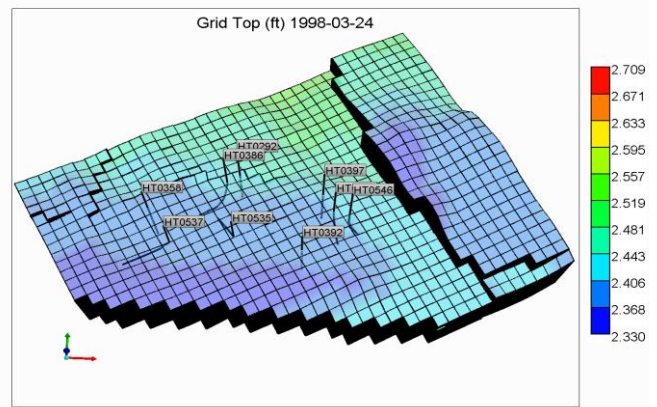


Fig 3. Modelo Simulación Subgrid.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente la industria petrolera enfrenta el gran reto de producir crudos con alta viscosidad. En tal sentido, en la gerencia de Recobro Mejorada, ha prevalecido la idea de ejecutar un intenso esfuerzo en la evaluación de los diferentes parámetros inherentes a este tipo de proceso térmico (IAV), como estrategia para obtener el mayor beneficio posible y tomar como lecciones aprendidas las mejores prácticas.

DESARROLLO

ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE VAPOR Y PRODUCCIÓN

Se analizaron los históricos de producción, se creó una base de datos que contiene el número de ciclos, la fecha en la cual fue aplicado, se obtuvo la producción acumulada antes y después de cada inyección, con sus respectivas tasas en frío y en el periodo de



estimulación. Se estudió una población total de 129 pozos de los cuales 95 han sido sometidos al proceso de inyección alternada de vapor. Se realizaron gráficos de números de pozos Inyectados anuales; a su vez se generó el gráfico del ganancial de producción por las estimulaciones con IAV y se graficó el acumulado de petróleo proveniente de las estimulaciones con un aproximado de 17,5 millones de barriles adicionales de crudo (Fig. N°4).

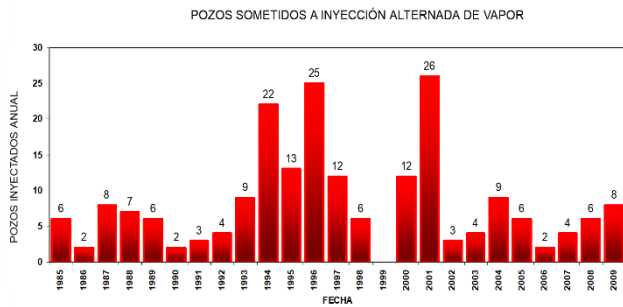


Fig 4. Pozos Estimulados con I.A.V en el Yacimiento en Estudio.

ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

Se anexan los gráficos de producción anual y acumulado de petróleo del proyecto. Ver Fig 5 y 6.

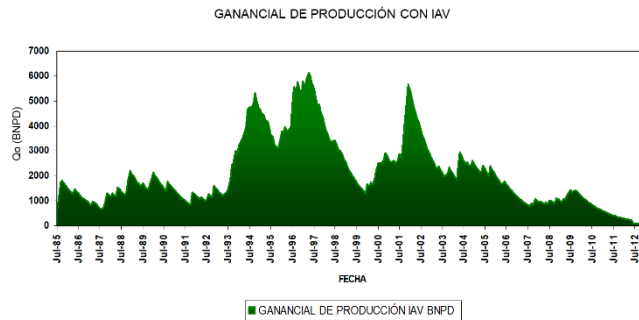


Fig 5. Tasa de Petróleo Anual por efecto de la estimulación.

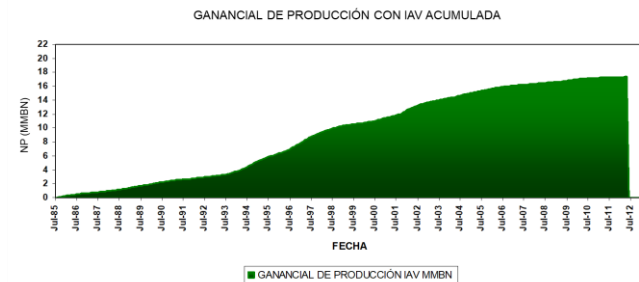


Figura 6. Petróleo Acumulado por efecto de la estimulación

PRODUCCIÓN POR CICLO, TIEMPO DE ESTIMULACIÓN Y DECLINACIÓN

Se estudiaron los resultados de cada ciclo de inyección de vapor, se discretizaron las tasas conjuntamente con el acumulado de cada ciclo por pozo, lo que permitió calcular las tasas promedio obtenidas por ciclo de inyección. En el cálculo de las tasas estas presentaron una disminución en producción la cual fue ajustada bajo un comportamiento exponencial decreciente, descrita a través de la ecuación $y=343,27e^{-0,2466x}$. Se logro calcular una tasa para el primer (I) ciclo de 270 BNPD y para el ciclo V de 100 Barriles por Dia. (Fig 7) y el tiempo de estimulación por efecto del vapor fue calculado con el histórico de datos y para un primer ciclo fue de 15 Meses (Fig 8).

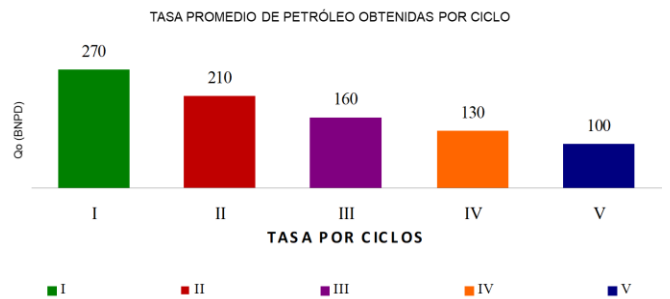


Fig 7. Tasa Promedio de Petróleo Obtenida por Ciclo.

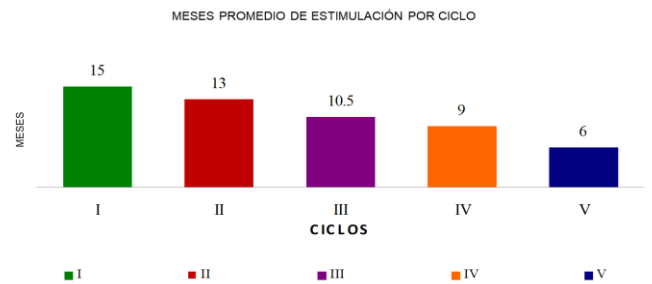


Fig 8. Meses Promedio de Duración de la Estimulación.

DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

Se evaluaron el porcentaje de declinación donde se estudiaron 119 pozos de los cuales 48% de los pozos presentaba una tasa de producción estable, se determinó que la declinación anual de los en frio era de



28% y la declinación anual post-inyección era entre 50 a 60%

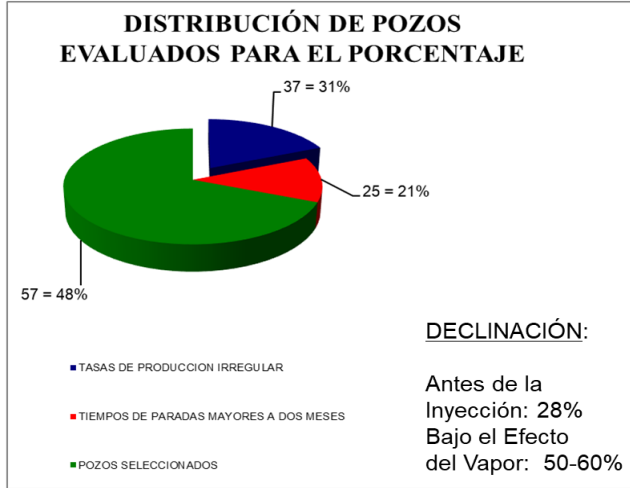


Fig 9. Declinación de Producción Pozos sometidos a IAV.

ACUMULADO DE PETRÓLEO POR POZO

Se determinó el volumen de producción acumulada de petróleo de los pozos sometidos a IAV y sin IAV y la producción extra por el efecto del IAV. Se logro determinar que los pozos sin Inyección de vapor tuvieron un promedio de producción de 826 Mil barriles de acumulado y los pozos inyectados de 1,267 Millones de barriles con extra por efecto de la estimulación de 441 Mil barriles.

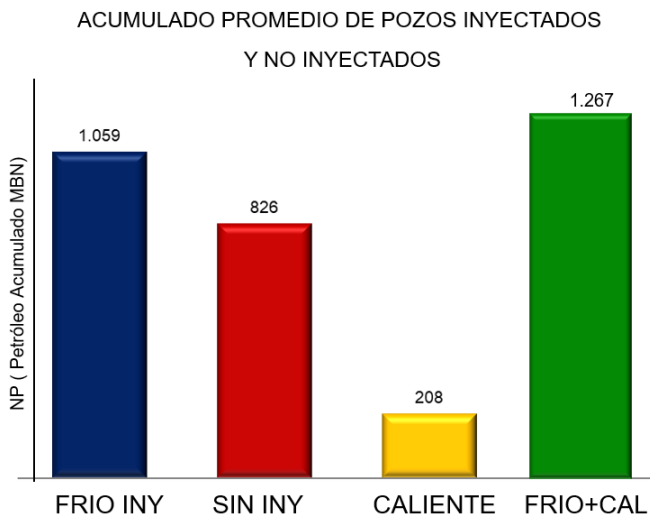


Fig 10. Acumulados Promedios de los Pozos en Estudio.

EVALUACION DEL FACTOR DE RECUBRO.

Para evaluar el factor de recobro con mayor detalle el área del estudio se dividió en 3 sub áreas y de esta manera garantizar tener un mayor grado de certidumbre.

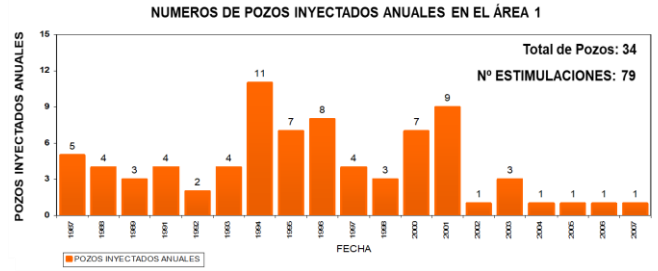


Fig 11. Evaluación de Productividad Área 1.

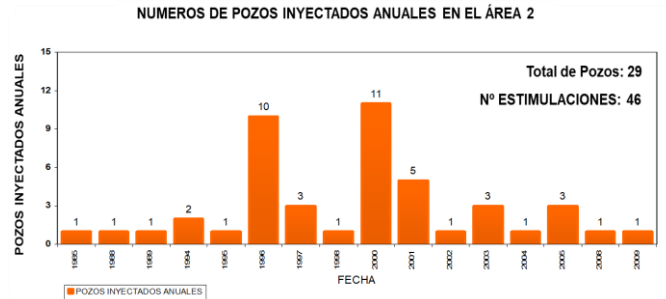


Fig 12. Evaluación de Productividad Área 2.

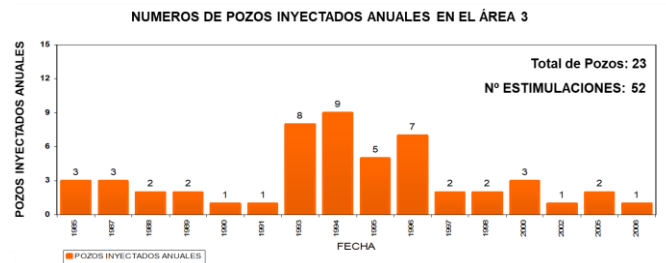


Fig 13. Evaluación de Productividad Área 3.

Se calculo el POES (Petróleo original en sitio) del área total y de las Sub Áreas, a su vez el petróleo acumulado de cada una y se construyó una tabla para representar los factores de recobro primarios sin inyección de vapor y con inyección de vapor y se demostró que se



logro una mayor recuperación en las áreas con mayor estimulación de pozos. El promedio de Factor de Recobro es del 12,13%, y en la Sub-Área 1 el factor de recobro es del 14,63%. Ver Tabla N°2.

Adicionalmente, el yacimiento cuenta con un área de 6700 pies, con un volumen de 130000 acres-pies y un CAPO a 11660 pies.

Tabla 2. Cálculo del Factor de Recobro

ÁREA	POES MIMBN	ACTIVIDAD	POZOS	NP_FRIO (MBN)	FR_FRIO (%)	NP MBN	FR_ (%)	FR_TOTAL (%)
PRINCIPAL	1061	IAV	86	82	7.73	16.5	1.56	12.13
		SIN IAV	33	30.2	2.85			
SUB - 1	350	IAV	34	38	10.86	7	2.00	14.63
		SIN IAV	9	6.2	1.77			
SUB - 2	501	IAV	29	29	5.79	6.5	1.30	10.88
		SIN IAV	18	19	3.79			
SUB - 3	210	IAV	23	15	7.14	3	1.43	10.95
		SIN IAV	6	5	2.38			

CONCLUSIONES

- El volumen de producción acumulada de petróleo en los pozos sometidos a estimulación con IAV sobrepasó en un promedio de 441 MBN a los no estimulados.
- La tasa obtenida para el primer ciclo de estimulación con IAV fue de 270 Bn pd, ajustada a una declinación exponencial $y=343,27e-0,2466x$.
- El porcentaje de declinación en el proceso de estimulación estuvo por el orden del 50-60%.
- El tiempo de la estimulación debida al efecto del IAV fue calculado para el primer ciclo en 15 meses, disminuyendo éste en una proporción de 2,2 meses/ciclo.
- La sub área I de la evaluación del estudio obtuvo un Factor de Recobro de 14,63%.

REFERENCIAS

1. J. Rodríguez; F. Armas; S. Salazar. PDVSA E&P. Thermal Evaluation, Selection Criteria and Design Wells, of the Area Subjected to Thermal Recovery Process with Cyclic Steam Stimulation, San Tomé District, Faja Petrolifera Del Orinoco. 38th IEA-EOR Workshop and Symposium 2017; 26th - 30th. Riviera Maya, Mexico. (Speaker). 2017.

2. J. Rodríguez; F. Armas; R. Vásquez. PDVSA E&P. Thermal evaluation of nitrogen used as isolator in annulus during cycle steam stimulation (CSS). San Tomé District. Faja Petrolífera del Orinoco. WHOC 15-354. (Speaker). 2015.
3. F. Armas; J. Rodriguez, A. López; PDVSA E&P. Wellhead Elongation in Cyclic Steam Stimulation Wells in San Tome Operational Area, Orinoco Oil Belt, Venezuela. WHOC 15-365. 2015.
4. F. Armas, A. López, J. Rodriguez. PDVSA E&P. Vacuum-Insulated Tubing Behavior during Cyclic Steam Injection in the San Tome District of the Orinoco Heavy Oil Belt in Eastern Venezuela. WHOC 15-359. 2015.
5. J. Rodriguez, F. Armas, L. Franco, E. Gil. PDVSA E&P. Evaluation of steam injection scheme applied to the well MFB-617, SW-SAGD first pilot in the Faja Petrolífera del Orinoco. WHOC12-348. 2012.
6. J. Rodriguez, L. Franco, F. Armas, E. Gil. PDVSA E&P. Thermal evaluation U1,3 MFB-53 Reservoir, by implementing a system of temperature monitoring wells completed with fiber optics and thermocouple belonging to the SAGD pilot project. Faja Petrolifera Del Orinoco. WHOC12-353. 2012.
7. L. Franco, J. Rodriguez, E. Gil, F. Armas, R. Vásquez. PDVSA E&P. SAGD pilot project, wells MFB-772 (producer) / MFB-773 (injector), U1,3 MFB-53 Reservoir, Bare Field. Orinoco Oil Belt. WHOC11-155. 2011.
8. F. Armas, L. Franco, J. Rodriguez, E. Gil. PDVSA E&P. Evaluation of thermal performance in fields subjected to steam injection (SW-SAGD mode), Orinoco Oil Belt, Venezuela. WHOC11-103. 2011.