

ESTRATEGIAS CLAVE EN EL GERENCIAMIENTO DE LA ENERGIA PARA PROYECTOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR, APLICACIÓN CAMPO TECA.

Trigos B. Erika¹, Rueda N. Silvia², Rodríguez P. Edwin³, Rivera Juan Eduardo⁴.

¹ Ecopetrol, Instituto Colombiano del Petróleo, erika.trigos@ecopetrol.com.co

² Corporación Natfrac. Silvia.rueda@natfrac.com

³ Ecopetrol, Instituto Colombiano del Petróleo, Edwin.rodriguez@ecopetrol.com.co

⁴ Ecopetrol, Instituto Colombiano del Petróleo, juan.rivera@ecopetrol.com.co

SINOPSIS

Algunos trabajos han mostrado la aplicabilidad y relevancia del gerenciamiento de la energía en proyectos de inyección continua de vapor. Este concepto se basa en el entendimiento de las etapas del proceso y la identificación de los requerimientos energéticos de cada una de ellas para evitar pérdidas innecesarias de calor. Tomando como base las experiencias de campos como Duri⁵ y Kern River⁶ se puede concluir que la mejor estrategia de implementación es propia para cada campo y depende de las propiedades del yacimiento.

Teniendo en cuenta que el campo de estudio se caracteriza por la presencia de intercalaciones de arcilla y por su larga historia de estimulación con vapor, se desarrollo una investigación mediante simulación numérica para determinar los mejores escenarios de implementación de la inyección continua de vapor. Se llevo a cabo un análisis de sensibilidad a factores como: tasa de inyección, espaciamento entre pozos, inyección selectiva e intervalo abierto a inyección. Se evaluaron estrategias de gerenciamiento de la energía como reducción periódica de la tasa de inyección y cierres programados en el pozo inyector.

Como resultado final se obtuvieron ocho posibles escenarios de implementación que en un trabajo posterior se evaluarán económicamente para determinar el mejor escenario para la implementación de este proceso en el campo de estudio. Los resultados de la simulación muestran que con una tasa constante de 700 bwepd (barriles de agua equivalente por día) en patrones de 2.5 acres se obtiene la mayor producción incremental de aceite, la cual asciende a un valor cercano a los dos millones de barriles; sin embargo, bajo estas condiciones se obtiene también una relación vapor – aceite (cSOR) bastante alta, alrededor de 13, razón por la cual se implemento como estrategia la reducción periódica de la tasa de inyección. Adicionalmente, se identifico que el periodo de evaluación del proyecto es uno de los parámetros de mayor influencia sobre las estrategias de gerenciamiento de la energía.

⁵ ZIEGLER, V.M., SANFORD, S.J., MERRELL, J.M., Recommended Practices for Heat Management of Steamflood Projects, SPE 25808-MS, 1993.

⁶ GAEL, B.T., PUTRO, E.S., MASYKUR, AKMAL, P. T., Reservoir Management in the Duri Steamflood, SPE 27764-MS, 1994.

INTRODUCCIÓN

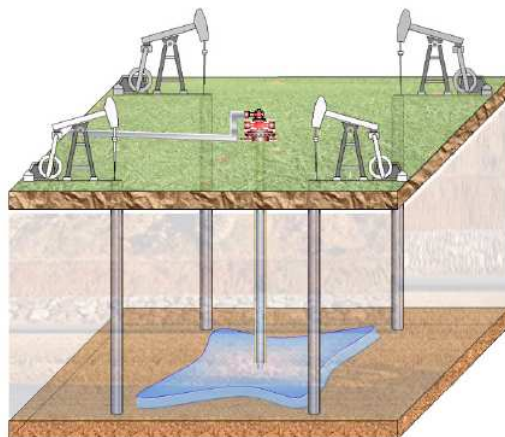
El campo Teca se encuentra ubicado en la cuenca colombiana del Valle Medio del Magdalena entre los municipios de Puerto Triunfo y Puerto Naré en el departamento de Antioquia, produce en promedio un crudo de 12.5 °API, sus reservas se estiman en un valor cercano a 500 millones de barriles. Actualmente, el campo cuenta con un proceso maduro de inyección cíclica de vapor, con el que se ha alcanzado un factor de recobro del 15%.

Este yacimiento presenta múltiples intercalaciones de arcillas que dividen los paquetes de arenas; las características propias de las arcillas, como su alta capacidad calórica hacen que actúen como ladronas de energía en procesos de recobro térmico, a pesar de esto, la estimulación cíclica con vapor mostró buenos resultados en el campo. Pero después de tantos ciclos de estimulación (entre ocho y diecinueve ciclos por pozo), este proceso pierde efectividad y se debe dar paso a otra técnica de recuperación que ayude a incrementar el factor de recobro.

La inyección continua de vapor es considerada la mejor opción para el desarrollo del campo ya que esta técnica aprovecha el calentamiento previo del yacimiento debido a la estimulación. Con este trabajo se busca evaluar las diferentes estrategias de implementación de la inyección continua de vapor en el campo Teca, entendiendo la física del proceso, los requerimientos de energía a lo largo del tiempo y las características propias del yacimiento. Dentro de la evaluación se incluyen las estrategias de gerenciamiento de la energía.

La inyección continua de vapor es un proceso de recuperación térmica que nació en el año de 1931 en Texas. En este proceso, se inyecta continuamente vapor húmedo a la formación por uno o varios pozos inyector, con el objetivo de aumentar la temperatura del yacimiento para reducir la viscosidad del aceite, lo cual permite que este se desplace fácilmente al pozo productor como se muestra en la figura 1.

Figura 1. Inyección Continua de Vapor⁷



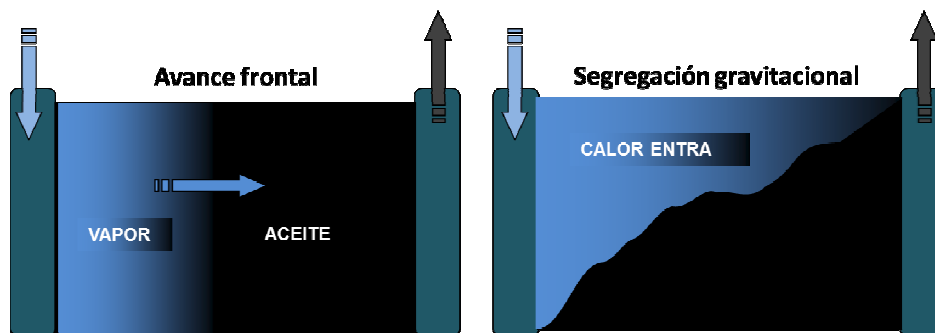
⁷ MERCADO D, PEREZ H, SOTO C. Tecnologías empleadas para el recobro de crudos pesados. Marzo 2009. ICP.

El gerenciamiento de la energía en procesos de inyección continua de vapor puede ser definido como cambios operacionales basados en la interpretación de los datos de monitoreo del yacimiento para mejorar la rentabilidad de un proyecto de inyección continua de vapor, tomando ventaja del fenómeno de segregación gravitacional; así que anteriormente se consideraba que cuando el vapor irrumpía en el pozo productor el proceso dejaba de ser eficiente ya que altas cantidades de fluido inyectado eran recirculados. Por el contrario, el gerenciamiento de la energía, plantea que al inicio del proceso se debe inyectar a altas tasas para propiciar la ruptura del vapor, una vez ocurre esto, se deben modular las tasas y/o periodos de inyección, de tal forma que se suministre al yacimiento solo la cantidad de vapor necesario para mantener la temperatura y evitar así las pérdidas excesivas, la cual es estimada a partir de la ecuación 1.

$$\text{Tasa de inyección de energía} = \text{Tasa de pérdidas por conducción} + \text{Tasa de crecimientos de la zona de vapor} + \text{Tasa energía producida} \quad \text{Ec(1)}$$

El cambio de filosofía respecto a la tasa de inyección, se fundamenta en los modelos de segregación gravitacional, los cuales expresan que una vez el vapor irrumpe en el pozo productor, no se requiere suministrar energía para que la cámara de vapor crezca y solo es necesario compensar las pérdidas por conducción y por fluidos producidos, para que la formación se mantenga a la temperatura deseada. Anteriormente la concepción de la inyección de vapor como un proceso de avance frontal no permitía esta consideración. La figura 2 presenta esquemáticamente el avance frontal y la segregación gravitacional.

Figura 2. Tipos de Avance del Frente de Inyección de Vapor.



De acuerdo a las consideraciones anteriores, la inyección continua de vapor se divide en cuatro etapas principales, claramente diferenciadas por el comportamiento del cSOR (relación acumulada vapor inyectado – aceite producido), factor de recobro y temperatura del yacimiento, como se muestra en las figuras 3⁸ y 4⁹. La etapa inicial se caracteriza por qué no hay respuesta en producción, mientras el cSOR se incrementa significativamente. La producción de aceite en esta etapa es equivalente a la producción en frío ya que no hay efecto de reducción de temperatura, por lo tanto para minimizar la duración de esta etapa se debe

⁸ M. Haroun et Al. "HM in SF without the use of temperature observation wells". SPE 114227.

⁹ Ibid.

inyectar a la tasa máxima permitida por el yacimiento y por las restricciones operacionales (capacidad de los generadores, inyektividad del pozo, presión de fractura, aislamientos térmicos, etc.).

Figura 3. Comportamiento del cSOR y el FR en las etapas del proceso de inyección continua de vapor.

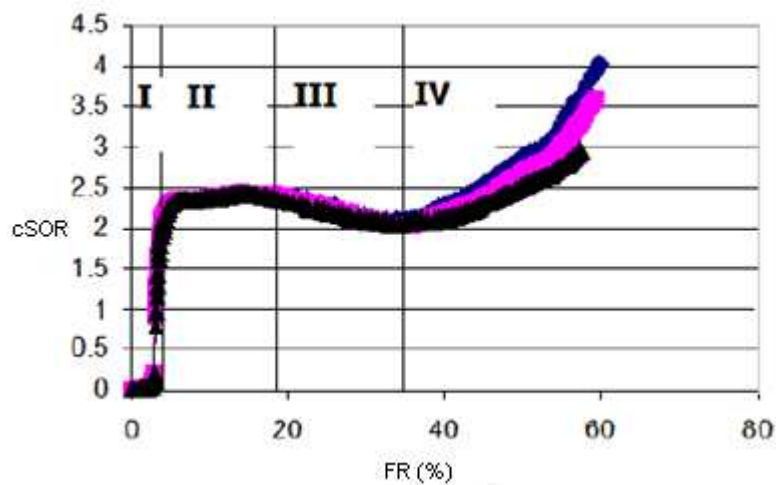
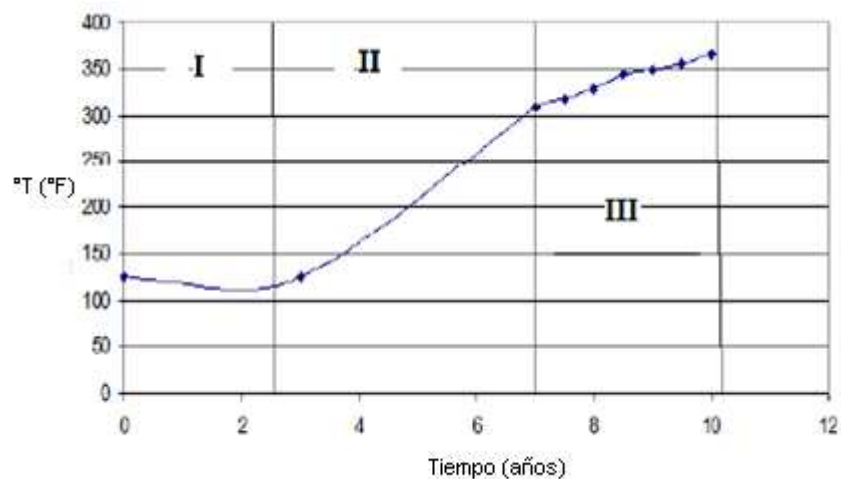


Figura 4. Comportamiento de la temperatura en las etapas del proceso de inyección continua de vapor.



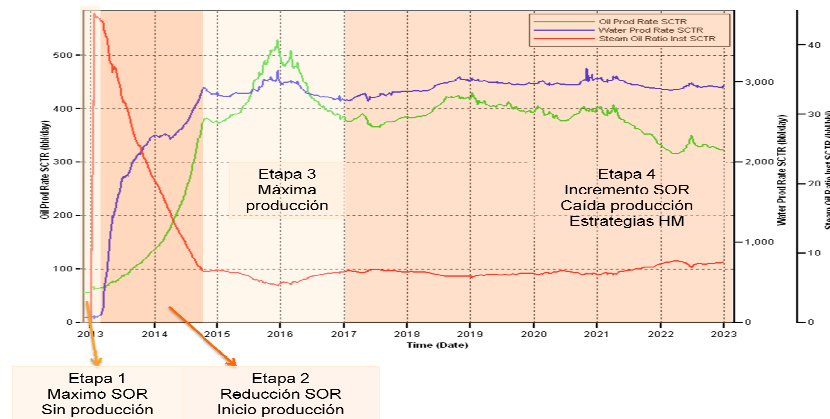
Durante la segunda etapa se observa un incremento en la movilidad del crudo calentado, aumento en la tasa de producción y en la temperatura del yacimiento, mientras que el cSOR se mantiene estable. En la tercera etapa, se observa un rápido incremento en el factor de recobro, acompañado del incremento fuerte de temperatura que ocasiona una caída drástica de la viscosidad del aceite, el SOR tiende a mantenerse o reducirse un poco.

La etapa final, la cual inicia aproximadamente al séptimo año de inyección, se caracteriza por las dificultades para incrementar la tasa de producción de aceite y el rápido aumento del cSOR, por lo que los esfuerzos ingenieriles deben enfocarse en reducir este ultimo parámetro, mediante el manejo de la tasa de inyección. En esta etapa es donde se centran la mayoría de los esfuerzos del gerenciamiento de la energía. En la figura 5¹⁰, se identifican las cuatro etapas para el proceso de inyección de vapor simulado en el campo Teca,

¹⁰ Ibid.

determinando así que el manejo de la tasa de inyección, debe implementarse después del cuarto año de inyección.

Figura 5. Etapas del proceso de inyección continua de vapor en el campo Teca.



Para determinar la tasa de inyección necesaria en cada etapa del proceso, se debe tener en cuenta que los requerimientos energéticos se encuentran en función de las pérdidas de energía (en superficie, pozo, yacimiento y fluidos producidos) y la tasa de crecimiento de la zona de vapor (ecuación 1), presentando estos factores variaciones con el tiempo, como se muestra en la figura 6. Las pérdidas de energía en superficie, aunque sensibles a condiciones climáticas, pueden considerarse constantes durante todo el proceso, a menos que un suceso inesperado ocurra como la remoción del aislamiento térmico, o el cambio de este por un material de conductividad diferente. De igual manera, las pérdidas en el pozo inyector también se consideran constantes, mientras no se varíe su diseño y/o se presenten problemas operacionales de integridad del casing, del cemento, etc.

Las pérdidas a las formaciones adyacentes (pérdidas por conducción) se dan siempre que exista un diferencial de temperatura entre la arena que está siendo calentada con el vapor y los estratos adyacentes, por tanto, a medida que se incrementa la temperatura las pérdidas tienden a estabilizarse en valores que son dependientes de la separación entre pozos y de las propiedades térmicas de la roca. A partir de simulación numérica se observó que estas pérdidas se sitúan entre un 27 y 50% del total de energía inyectada, como se observa en la figura 7.

Por otra parte, la energía requerida para mantener la temperatura en la cámara de vapor se reduce considerablemente en el tiempo, debido a que al inicio del proceso es necesario elevar la temperatura original del yacimiento hasta la temperatura objetivo, posteriormente solo se debe suministrar energía, para mantener estable la temperatura, sin buscar un incremento adicional. La energía total requerida, es la suma de todos esos aportes mencionados y así como ellos disminuyen con el tiempo, la tasa de inyección también debe reducirse, como se muestra en la figura 6.

A continuación se presentan las características generales del modelo de simulación numérica construido para evaluar el proceso de inyección continua de vapor en el campo Teca; el establecimiento de las condiciones base de inyección y los escenarios evaluados, con su respectivo análisis de resultados.

Figura 6. Comportamiento de la tasa de inyección con el tiempo.

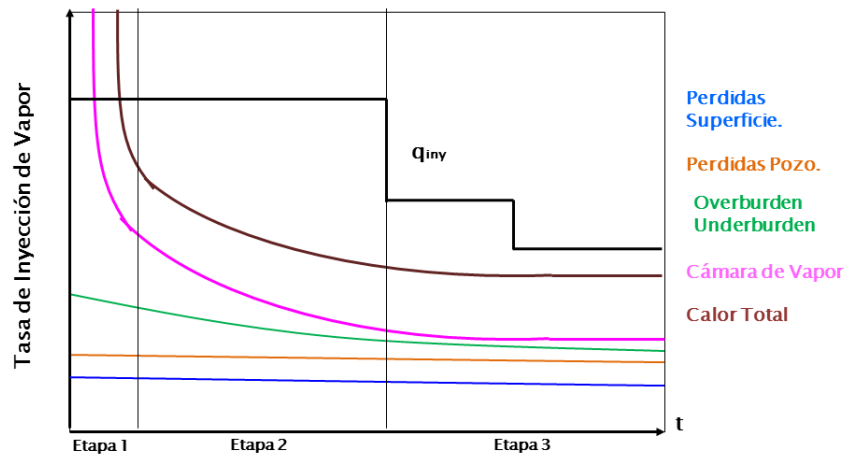
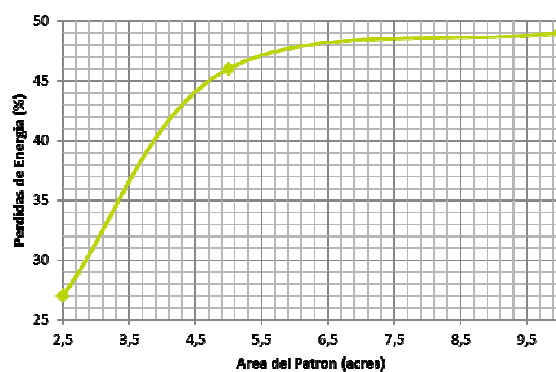


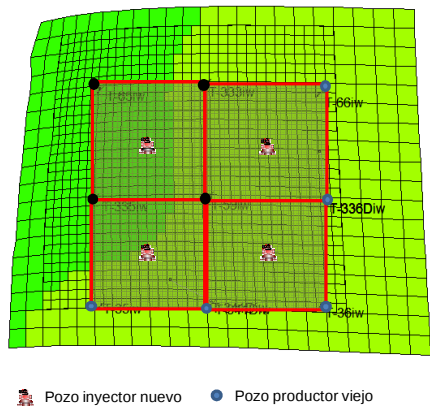
Figura 7. Relación entre las pérdidas de energía hacia formaciones adyacentes y el área del patrón.



Modelo Base de Simulación

La evaluación del proceso de inyección continua de vapor para el campo Teca se desarrolló sobre un sector de simulación de nueve pozos del campo. Estos pozos serán usados como productores para el patrón de inyección continua y han estado produciendo por inyección cíclica de vapor, presentando entre ocho y diecinueve ciclos cada uno. Se adicionarán cuatro pozos inyectores, formando cuatro patrones de aproximadamente 5.9 acres, como se muestra en la figura 8.

Figura 8. Sector usado en la evaluación del piloto.



El yacimiento está compuesto por tres unidades de arenas arcillosas, conocidas como zonas A, B y C. Los pozos del sector producen mayoritariamente de las Arenas B, donde actualmente la presión se encuentra por debajo de 200 psi, como se muestra en la figura 9. En la tabla 1 se presentan las propiedades promedio del modelo de simulación, mientras que la tabla 2 resume algunas propiedades específicas de la zona B, sobre la cual se desarrollo la evaluación del proceso.

Figura 9. Comportamiento de la presión para las distintas arenas del yacimiento.

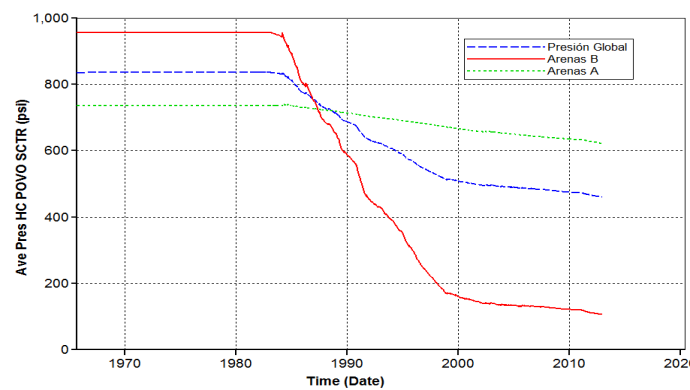


Tabla 1. Propiedades promedio del área de estudio.

PROPIEDADES DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN	
Porosidad (fracción)	0.18-0.34
Permeabilidad (mD)	11-6,500
Profundidad (m)	249-663
OOIP (m3)	4,541,700
Relación Kv/Kh	0.3
Presión inicial (Kpa)	5,757
Presión @2011-01-01 (Kpa)	3,254
GOR @2011-01-01 (m3/m3)	25.83
Tasa de producción de aceite @2011-01-01 (m3/día)	7.31

Tabla 2. Propiedades promedio de la zona B del modelo.

PROPIEDADES DE LA ZONA B	
OOIP (m3)	1,671,800
Presión inicial (Kpa)	6,591
Presión @2011-01-01 (Kpa)	820
GOR @2011-01-01 (m3/m3)	61.8
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cp)	473-656

Sobre el sector, se establecieron dos escenarios como casos base de simulación, los cuales servirán de punto de comparación para evaluar la inyección continua. El primero de ellos corresponde a continuar implementado ciclos anuales de estimulación con vapor (CSS, por sus siglas en ingles) y el segundo a dejar de inyectar, este caso se llamara producción en frio. Los resultados en producción a un periodo de cinco y diez años para estos casos se presentan en la tabla 3.

Tabla 3. Resultados escenarios de producción en frio y con ciclos de estimulación.

PROPIEDADES DE LA ZONA B				
Acumulado producción en frio @ 10 años	Aceite producido (m3)	28,243	Acumulado producción en frio @ 5 años	15,498
	Agua producida (m3)	25,303		14,891
	Vapor inyectado (m3)	0		0
	cSOR	0		0
Acumulado CSS @ 10 años	Aceite producido (m3)	64,285	Acumulado CSS @ 5 años	30,152
	Agua producida (m3)	337,81		133,41
	Vapor inyectado (m3)	302,338		151,19
	cSOR	4,7		5

Establecimiento del intervalo abierto a inyección

Teniendo en cuenta que el yacimiento se caracteriza por la presencia de múltiples intercalaciones de arcilla, se separo la zona B en dos bloques, $B_{superior}$ y $B_{inferior}$ (figura 10). Para determinar si el vapor se debía inyectar en la totalidad de la arena o en uno de estos bloques, se corrieron las simulaciones a un periodo de 10 años con una tasa de inyección de 700 bwepd y se realizo un análisis económico que involucra los ingresos por venta de crudo y los egresos por generación de vapor y tratamiento de fluidos producidos. Los resultados agrupados en la tabla 4 muestran que la zona $B_{superior}$ no es atractiva, por lo cual es descartada. Mientras tanto, cuando se inyecta únicamente en $B_{inferior}$, la producción acumulada de aceite es superior que en los otros casos y se obtiene un mayor pico de producción en menos tiempo, como se muestra en la figura 11.

Figura 10. Separación por bloques en la arena B

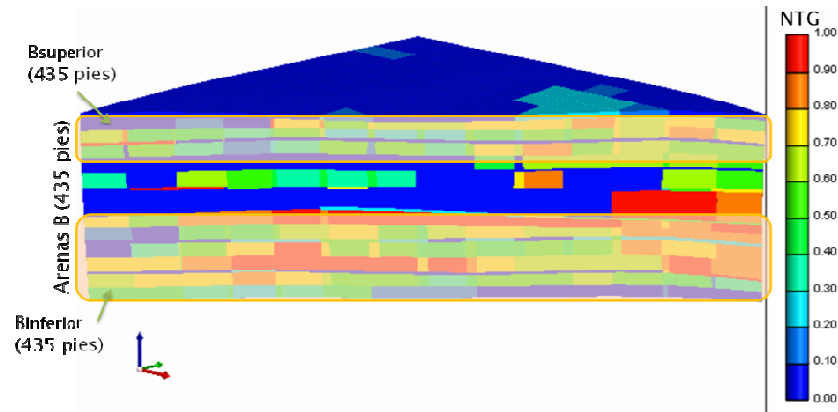
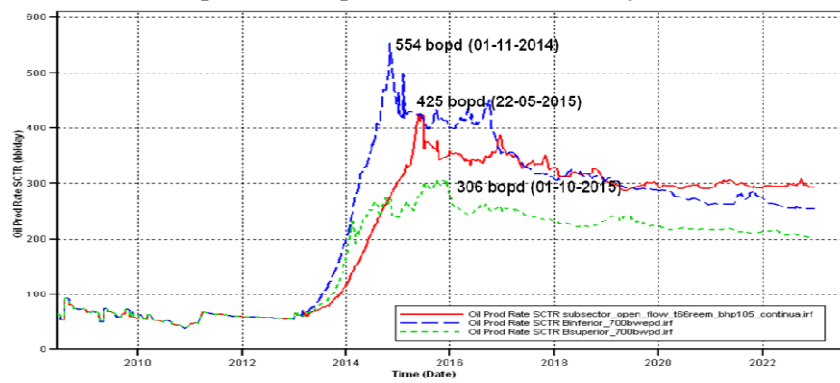


Tabla 4. Resultados obtenidos para el análisis del espesor abierto a inyección.

SENSIBILIDAD ESPESOR INYECTADO A UNA TASA DE 700 bwept-pozo								
Zona Inyectada	Pico Producción (meses)	Aceite Producido (Barriles)	Agua Producida (Barriles)	Energía Inyectada (MMBTU)	Ingresos Venta Crudo (U\$)	Tratamiento Fluidos Producidos (U\$)	Costo Energía Inyectada (U\$)	Ganancia (U\$)
Zona B	30	1,038,710	9,669,340	3,299,219	36,354,850	1,606,208	20,257,205	14,491,438
Bsuperior	35	805,890	9,852,340	3,170,419	28,206,150	1,598,735	19,466,373	7,141,043
Binferior	23	1,115,630	10,007,940	3,299,219	39,047,050	1,668,536	20,257,205	17,121,310

Figura 11. Curvas de producción para los escenarios de inyección de las arenas B.

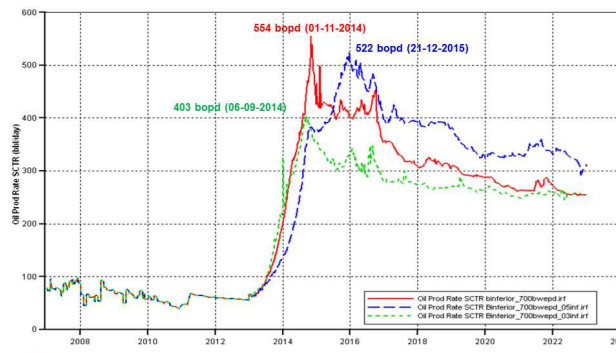


Una vez establecido que el proceso se centrara en el bloque $B_{inferior}$, se debe determinar el intervalo en el cañoneara el pozo inyector. Teniendo en cuenta que el vapor tiende a canalizarse a la parte superior del yacimiento por efecto de la diferencia de densidades, se evaluaron tres escenarios que buscan mitigar este efecto, estos son: cañonear todo el intervalo (caso base), cañonear la mitad inferior o solo el 30% más profundo. Los resultados en la tabla 5, muestran que para este caso particular la mejor estrategia consiste en abrir a inyección la mitad inferior del intervalo de interés, ya que se maximiza la producción de aceite, con la misma energía inyectada. Adicionalmente, la figura 12, muestra que el pico máximo de producción es muy cercano al del caso base, aunque toma más tiempo llegar a alcanzarlo.

Tabla 5. Evaluación del intervalo abierto a producción.

SENSIBILIDAD AL INTERVALO ABIERTO EN B INFERIOR A UNA TASA DE 700 bwepd-pozo										
Área	Intervalo abierto	Pico Producción (meses)	Aceite Producido (m3)	Agua Producida (Barriles)	Energía Inyectada (MMBTU)	Ingresos Venta Crudo (U\$)	Tratamiento Fluidos Producidos (U\$)	Costo Energía Inyectada (U\$)	Ganancia (U\$)	cSOR
5.9 ACRES (promedio)	100%	23	18,384	1,591,100	3,299,219	39,047,050	1,668,536	20,257,205	17,121,310	9
	50%	34	196,480	1,599,100	3,299,219	43,254,400	1,694,097	20,257,205	21,303,098	8
	30%	20	155,12	1,571,500	3,299,219	34,149,150	1,628,975	19,886,778	12,633,397	10

Figura 12. Curvas de producción instantánea para el intervalo productor abierto.

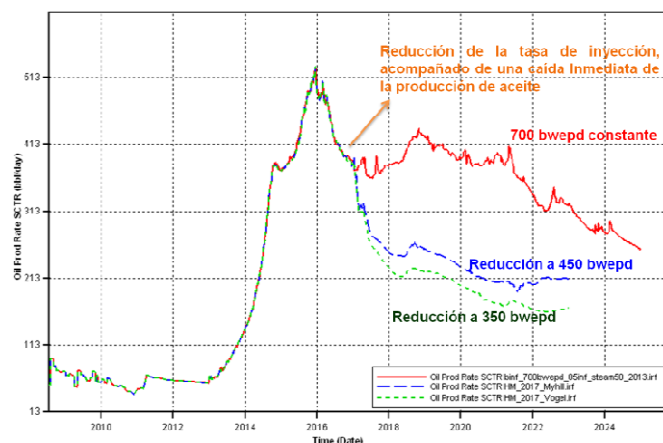


Evaluación de escenarios de gerenciamiento de la tasa de energía

Una vez establecida la zona objeto de inyección, se procedió a evaluar diferentes escenarios de implementación buscando maximizar la producción de aceite y minimizar la relación acumulada entre el vapor inyectado y el aceite producido (cSOR). Se manipulo principalmente la tasa de inyección, teniendo en cuenta el uso de uno o dos generadores, reducciones periódicas en el tiempo y cierres programados en el pozo inyector. La tabla 6 presenta un resumen de estos escenarios junto con las producciones incremental de aceite y otros datos de producción/inyección a periodos de 5 y 10 años.

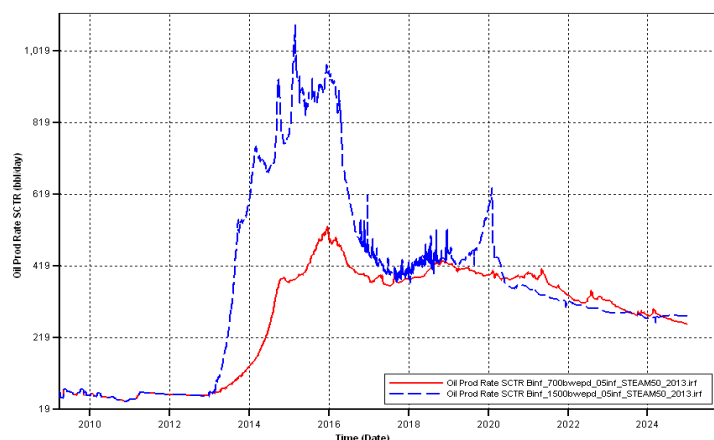
El escenario 1 corresponde al caso base establecido en la sección anterior con una tasa de inyección de 700 bwepd por pozo, por lo que involucra el uso de un generador de 50 MMBTU. Este caso corresponde a inyectar a una tasa baja a lo largo de todo el proyecto, por lo que el cSOR es el menor de todos los escenarios evaluados; sin embargo, también produce la menor cantidad de aceite, especialmente si se toma como referencia un periodo de cinco años (tabla 6). Adicionalmente debe notarse, que este es el único escenario donde el cSOR es menor cuando se evalúa a un periodo de tiempo mayor (10 años en comparación con 5 años). Con esta tasa no se recomienda implementar estrategias de gerenciamiento de energía ya que cualquier reducción adicional impacta fuertemente la producción de aceite, como se muestra en la figura 13.

Figura 13. Impacto de la reducción de tasa de inyección sobre la producción partiendo de 700 bwepd.



Teniendo en cuenta el análisis anterior sobre la tasa de inyección, se evaluó un segundo escenario que supone el uso de dos generadores y corresponde a una tasa de inyección constante de 1500 bwepd, el pico de producción fue mayor que en el caso anterior (figura 14), llegando a duplicar la producción en los primeros cinco años, después de este periodo la diferencia es menos significativa y el cSOR aumenta considerablemente.

Figura 14. Comparación de la producción de aceite para tasas de inyección de 700 y 1500 bwepd.

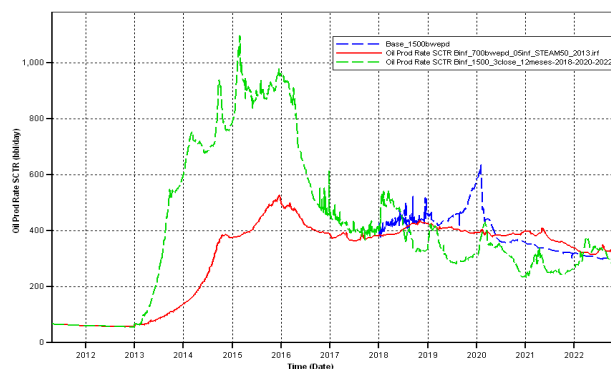


Al comparar la producción diaria de aceite para tasas de inyección de 700 y 1500 bwepd en la figura 14, se observa que después de cinco años las líneas tienden a sobreponerse, por lo que se estima que a esta fecha el proceso ha llegado a su etapa de madurez térmica (para la tasa de 1500 bwepd) y es propicio manipular la tasa de inyección para reducir el cSOR. Así que se plantea un tercer escenario donde se parte de una tasa inicial de 1500 bwepd y al quinto año de inyección esta se reduce a 500 bwepd y dos años más tarde a 300 bwepd (estos valores se determinaron mediante análisis de sensibilidad y evaluación de madurez térmica). Los resultados en la tabla 6 muestran que el cSOR se reduce a un valor similar al obtenido en el escenario 1, sin una caída drástica en la producción de aceite. Adicionalmente, solo se requiere el uso de dos generadores durante los primeros cinco años del proceso, lo cual favorecería una estrategia de desarrollo de nuevos piloto y/o expansión comercial.

Siguiendo el enfoque de reducir el cSOR a partir del quinto año de inyección (cuando se alcanza la madurez térmica), se plantea un cuarto escenario que es una adaptación de la fase blowdown en el proceso SAGD. Este escenario consiste en cerrar cíclicamente el pozo inyector en periodos prolongados de tiempo para aprovechar el aumento de temperatura y reducir el cSOR. Una vez el yacimiento empieza a enfriarse y la producción de aceite declina, se abre nuevamente el pozo inyector, repitiendo los ciclos cuantas veces sea necesario. Para este caso en particular, se estableció mediante análisis de sensibilidad que la duración de los cierres y los periodos de inyección debía ser de doce meses.

Los resultados muestran un mantenimiento de la producción de aceite, la cual solo cae 7% respecto al escenario 2; mientras que el cSOR se reduce significativamente alcanzando un valor de 9.9. En la figura 15 se muestra el comportamiento de la tasa de producción para este escenario (línea verde) en comparación con los escenarios 1 y 2; nótese que en las fechas donde se cierra el pozo productor (primero de enero de 2018, 2020 y 2022) se observa un incremento instantáneo en la tasa que luego declina hasta el punto donde se abre nuevamente el pozo inyector (primero de enero de 2019 y 2021). El incremento en la tasa al momento de los cierres se debe a que de esta forma es controlada la producción excesiva de vapor y/o condensado. Posterior a este fenómeno la tasa decae debido a un enfriamiento en las zonas cercanas al pozo productor; por tanto, al retomar la inyección se calienta nuevamente el yacimiento y se incrementan los niveles de producción de aceite.

Figura 15. Comparación de la tasa de producción de aceite para los escenarios 1, 2 y 4.



Evaluación de escenarios de reducción de espaciamiento.

Se evaluaron escenarios de tasa de inyección constante, reducción en el tiempo y cierres periódicos en el pozo inyector junto con una reducción de espaciamiento a 2.5 acres, lo cual involucra adicionar 12 pozos inyector y 12 productores, en la configuración mostrada en la figura 16, manteniendo la misma área de evaluación. La cantidad de generadores necesarios dependerá del tamaño del piloto en una relación 1:4; es decir, un generador por cada cuatro pozos inyector, para una tasa de 700 bwepd (escenario 5); así pues, para este caso serían necesarios tres generadores.

Como el espaciamiento entre pozos es menor, se pueden aplicar estrategias de administración de energía partiendo de una tasa inicial de 700 bwepd. En el escenario 6 se redujo la tasa a 450 bwepd al tercer año de

inyección, mientras en el escenario 7 se evaluaron cierres anuales de tres meses en el pozo inyector a partir del año 2018. No se probó una tasa de inyección de 1500 bwepd por considerarse excesiva. Los resultados en la tabla 6, muestran que la producción de aceite bajo estos casos de reducción de espaciamiento llega a triplicar la obtenida en el escenario 1. También se puede observar que los escenarios 6 y 7 no presentan reducciones significativas en el cSOR, al ser comparados con el escenario 5 (tasa de inyección constante).

Figura 16. Patrón de reducción de espaciamiento.

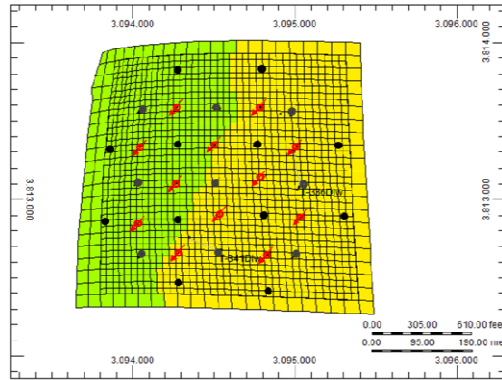


Tabla 6. Escenarios recomendados para la inyección continua de vapor en el campo Teca.

ESCENARIO ¹¹		1	2	3	4	5	6	7
GENERADORES		1				1 generador / 4 inyectores ¹²		
POZOS INYECTORES		4				12 ¹³		
POZOS PRODUCTORES	EXISTENTES	9				9		
	NUEVOS	0				12 ¹⁴		
AREA PROMEDIO DEL PATRON (acres)		5.9				2.5		
ESPEJOR INYECTADO		Binferior				Binferior	Binferior	Binferior
INTERVALO ABIERTO A INYECCIÓN (%)		50				50	50	50
TASA INICIAL DE INYECCIÓN (bwepd-pozo)		700	1500	1500	1500	700		
MANEJO DE LA TASA DE INYECCIÓN		constante	constante	Reducciones: 2018 → 500 bwepd 2020 → 300 bwepd	Cierres de un año en el inyector 2018, 2020 y 2022.	Constante	Reducciones 2016 → 450 bwepd	Cierres de 3 meses en el inyector 2018, 2019, 2020 y 2021
ACUMULADOS @ 10 años	ACEITE PRODUCIDO (Bls)	1,101,100	1,644,820	1,448,900	1,527,610	2,359,620	2,003,100	2,236,990
	AGUA PRODUCIDA (Bls)	9,873,990	21,344,770	13,709,490	15,347,690	30,223,350	22,491,950	27,063,880
	VAPOR INYECTADO (Bls)	10,196,170	21,848,970	13,593,170	15,258,170	30,304,370	22,633,370	27,238,370
	CSOR	9.26	13.28	9.38	9.99	12.84	11.30	12.18
ACUMULADOS @ 5 años¹⁵	ACEITE PRODUCIDO (Bls)	488,130	1,009,610	1,009,610	1,009,610	1,496,010	1,354,760	1,496,010
	AGUA PRODUCIDA (Bls)	4,510,980	10,169,180	10,169,180	10,169,180	14,720,840	12,549,890	14,720,840
	VAPOR INYECTADO (Bls)	5,083,390	10,872,170	10,872,170	10,872,170	14,965,970	12,772,970	14,965,970
	CSOR	10.41	10.77	10.77	10.77	10.0	9.43	10.00

¹¹ La producción de fluidos presentada en la tabla corresponde a producción incremental con respecto a la línea base de producción en frío del área en estudio.

¹² La cantidad de generadores necesarios varía en función del tamaño de la prueba piloto.

¹³ Escenario evaluado con 12 pozos inyectores para conservar la misma área del piloto y poder comparar los resultados con los patrones de 5.9 acres.

¹⁴ Escenario evaluado con 12 nuevos pozos productores para conservar la misma área del piloto y poder comparar los resultados con los patrones de 5.9 acres.

¹⁵ La evaluación de los escenarios 2, 3 y 4 a 5 años, equivalen a una tasa constante de inyección de 1500 bwepd, por lo que son iguales.

Conclusiones

A partir del análisis mediante simulación numérica se identificaron y evaluaron diferentes estrategias de gerenciamiento de la energía que resultan claves en la posible implementación de la inyección continua de vapor en campos con las características del campo Teca. Estas estrategias se resumen a continuación.

- Cuando el yacimiento presenta alta relación arena arcilla, se debe seleccionar un intervalo de inyección que ayude a mitigar las perdidas por conducción en el yacimiento; para el caso Teca se selecciono el bloque $B_{inferior}$.
- La mejor estrategia de inyección para maximizar la producción de aceite y reducir el cSOR consiste en iniciar el proceso a altas tasas (1500 bwepd), lo cual permitirá una mayor y más rápida respuesta en producción; una vez el proceso ha alcanzado su madurez térmica, se debe reevaluar esta tasa a lo largo del tiempo (500 bwepd @ 5 años y 350bwepd @ 7 años).
- No es recomendable iniciar el proceso con una baja tasa de inyección (700 bwepd), ya que aunque el cSOR permanece bajo, la producción de aceite se reduce significativamente en comparación con otras estrategias de inyección.
- La implementación de cierres periódicos en el pozo inyector para evitar las pérdidas excesivas de energía hacia las formaciones adyacentes y con los fluidos producidos ayuda a reducir significativamente la relación acumulada cSOR y por tanto ayuda a mejorar la economía del proyecto.

Referencias

- (5) Ziegler, V.M., Sanford, S.J., Merrell, J.M., Recommended Practices for Heat Management of Steamflood Projects, SPE 25808-MS, 1993.
- (6) Gael, B.T., Putro, E.S., Masykur, Akmal, P. T., Reservoir Management in the Duri Steamflood, SPE 27764-MS, 1994.
- (7) Mercado D, Perez H, Soto C. Tecnologías empleadas para el recobro de crudos pesados. Marzo 2009. ICP.
- (8) M. Haroun et Al. HM in SF without the use of temperature observation wells. SPE 114227.
- (9) Ibíd.
- (10) Ibíd.
- (11) BOBERG, Thomas. "Thermal methods of oil recovery". A Exxon monograph. Technical screening guides for the enhanced recovery. SPE 12069.1983.
- (12) BUTLER, Roger. "Thermal recovery of oil and bitumen". Calgary Alberta, 1998.528p (Grav Drain).
- (13) ZIEGLER, V.M., SANFORD, S.J., MERRELL, J.M., Recommended Practices for Heat Management of Steamflood Projects, SPE 25808-MS, 1993.
- (14) M. Haroun et Al. "HM in SF without the use of temperature observation wells". SPE 114227.

Nomenclatura

bwepd: Tasa de inyección en barriles de agua equivalente por día.

bopd: Tasa de producción en barriles de aceite por día.

Kv: Permeabilidad vertical.

Kh: Permeabilidad horizontal.

CSS: Estimulación cíclica con vapor.

cSOR: Relación acumulada vapor inyectado- aceite producido.

SOR: Relación instantánea vapor inyectado – aceite producido.