

INYECCIÓN DE VAPOR EN MEDIANOS. RECUPERACIÓN Y RENTABILIDAD

Paola Andrea León Naranjo*¹, Danelys Leonor Bernal Correa²,
Samuel Fernando Muñoz Navarro³, Anibal Ordóñez Rodríguez⁴

*A quien debe dirigirse la correspondencia.

RESUMEN

La movilidad de los crudos medios y livianos ha permitido que yacimientos de este tipo se exploten bajo escenarios de producción primaria y desplazamientos inmiscibles como la inyección de agua. Aunque los resultados han sido favorables, la necesidad de energía y los bajos porcentajes de recuperación han generado la posibilidad de implementar técnicas que antes no se consideraban viables en este tipo de yacimientos. La inyección continúa de vapor es un proceso de recobro térmico que genera mecanismos de recuperación tales como la expansión de la roca y los fluidos, la reducción de la viscosidad del aceite y la destilación de las fracciones más livianas del mismo, siendo este último el efecto más representativo en yacimientos de crudo medio según citan las fuentes bibliográficas consultadas.

Teniendo en cuenta la temprana etapa de investigación y la poca aplicabilidad de la técnica, se realizó un estudio basado en simulación numérica que argumentara la viabilidad técnica del proceso. Para esto se construyeron cuatro modelos estratificados con diferentes tamaños de patrón, que de forma simplificada representaran propiedades petrofísicas de un campo colombiano de crudo medio. Este campo fue escogido con base a los rangos establecidos por distintos autores para la aplicación de la técnica. Un análisis de sensibilidad a la tasa de inyección también fue realizado con el objetivo de seleccionar el mejor escenario de explotación (tasa de inyección-espaciamento). Esta decisión fue tomada con base al análisis realizado al comportamiento del factor de recobro, la relación vapor-aceite, el tiempo de ruptura y criterios financieros como el valor presente neto y la tasa interna de retorno. Finalmente un espaciamento de 2,5 acres (10117 m²) y una tasa de inyección de 500 bbls/día (79,5 m³/día) conforman el mejor escenario, garantizando tanto la ocurrencia de los mecanismos de recuperación como la viabilidad financiera del proyecto.

Palabras clave: Inyección continúa de vapor, simulación numérica, crudo medio, destilación.

STEAMFLOODING IN MEDIUM OIL. RECOVERY AND PROFITABLENESS

ABSTRACT

The mobility of medium and light oils has allowed that reservoirs are exploited under scenarios of primary production and immiscible displacement as waterflooding. Although the results have been favorable, the need for energy and low recovery rates have generated the possibility of implementing techniques not previously considered viable in such reservoirs. is a process of heat recovery which generates recovery mechanisms such as the expansion of the rock and fluids, reducing oil viscosity and distillation of the lightest of the same fractions, the latter being the most representative effect on deposits medium-rare as cited by the consulted literature. Given the early stage of research and limited applicability of the technique, a study based on numerical simulation to argue the technical

1. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. paln.2563@gmail.com

2. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia.

3. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. samuel@uis.edu.co

4. Ingeniero de petróleos. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), Grupo de Recobro Mejorado, Piedecuesta, Santander, Colombia



feasibility of the process was performed. For this four models with different sizes stratified pattern, which represent a simplified form petrophysical properties of a Colombian oil field of medium oil. This field was chosen based on the ranges set by different authors for the application of the technique. A sensitivity analysis to the injection rate was also performed with the aim of selecting the best scenario of exploitation (rate of injection-spacing). This decision was made based on the analysis performed the behavior of the recovery factor, the steam-oil ratio, break time and financial criteria such as net present value and internal rate of return. Finally a spacing of 2.5 acres (10117 m²) and an injection rate of 500 bbls /d (79.5 m³ / day) make the best scenario, ensuring both the occurrence of recovery mechanisms such as the financial viability of the project.

Keywords: Steamflooding, numerical simulation, medium oil, destillation.

INTRODUCCIÓN

La aplicación de procesos de recobro térmico se ha consolidado como una de las alternativas más viables para la extracción de crudos pesados y extra pesados. La reducción considerable de la viscosidad del crudo permite que este se desplace con mayor facilidad hacia los pozos productores del campo en desarrollo. Sin embargo, investigaciones registradas afirman que el área de aplicación de métodos **térmicos** como la inyección continua de vapor, logra extenderse a yacimientos de crudo medio y liviano donde se generan mecanismos de recuperación que en crudos pesados no tienen mayor relevancia. Los efectos de destilación sobre las fracciones livianas del crudo y la reducción en menor escala de la viscosidad se convierten en los efectos más representativos.

Poca aplicabilidad e investigación se registra en torno a este tipo de procesos. Esto puede atribuirse a que la implementación de procesos de desplazamiento como la inyección de agua, son los comúnmente aplicados para aumentar la recuperación de crudos medios a través de una menor inversión. Buscando validar la viabilidad de la técnica, el trabajo de investigación estuvo enfocado en encontrar armonía entre los parámetros técnicos y financieros que acarrea implementar un proceso de inyección de continua de vapor en un yacimiento de crudo medio, para lo que se realizó una evaluación a un caso de estudio a partir de simulación numérica. A continuación se presenta un breve marco teórico, el desarrollo de los modelos de simulación y los resultados técnicos y financieros que argumentaron la selección del mejor escenario de explotación.

INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

El vapor húmedo se pone en contacto con la formación a través de pozos inyectores distribuidos en distintos

arreglos. Al entrar en contacto el vapor con la zona cañoneada del pozo inyector, el vapor se eleva por diferencia de densidades hasta que encuentra una barrera impermeable. Al transcurrir el tiempo y teniendo en cuenta la continuidad de la inyección, se forma la zona de vapor. Las fracciones de aceite que se encontraban en este espacio, se empiezan a vaporizar formando conjuntamente una sola fase gaseosa. A medida que esta fase gaseosa se mueve en el yacimiento, se pierde calor, la temperatura disminuye y se da lugar a fenómenos de condensación que forman el banco de agua caliente y aceite destilado. La vaporización, transporte y condensación de las fracciones de aceite conforman un proceso dinámico, y mantienen un banco de destilado que empuja el aceite del yacimiento hacia los pozos de producción como se representa en la Figura 1.

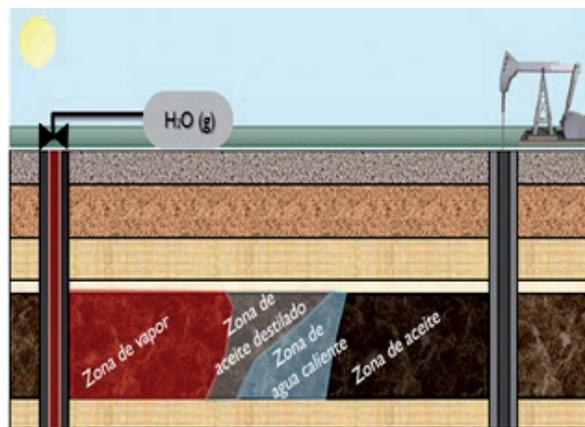


Figura 1 Esquema de la inyección de vapor en un crudo medio.

Fuente: Tomado de BLEVINS, T.R; DUERKSEN, J.H; AULT, J.W; Light Oil Steamflooding – An Emerging technology. Society of Petroleum Engineers. U.S.A. 1984.

Para yacimientos de crudo pesado se encuentran registradas en la literatura alrededor de 170 aplicaciones en campo. Específicamente para yacimientos de crudo medio y liviano se han realizado alrededor de quince

proyectos piloto, de donde se destaca los resultados obtenidos en el campo Brea, California y Duri Sumatra, Indonesia. En los proyectos piloto considerados como exitosos se alcanzó un incremento en el factor de recobro de aproximadamente 33%, asociado a problemas operacionales como altas presiones de inyección y producción excesiva de gases ácidos.

CAMBIOS EN LA GRAVEDAD API°

La presencia de vapor en el yacimiento ocasiona desde efectos de desplazamiento hasta cambios directamente en el aceite producido. La reducción de la viscosidad del aceite, la expansión de la roca y los fluidos, cambios en la temperatura del yacimiento y la destilación de las fracciones más livianas del crudo, son algunos de los mecanismos de recuperación desarrollados. El proceso y los mecanismos de recuperación son independientes del tipo de aceite que almacene el yacimiento. La diferencia primordial radica en la intensidad con la que ocurren, y la relativa importancia que tienen en materia de producción. Para yacimientos de crudo pesado, la reducción de la viscosidad es el mecanismo de recuperación más importante, considerando que la destilación de las fracciones ligeras y el empuje del destilado se originan con menor intensidad. Contrariamente para yacimientos de crudo medio y liviano, el mecanismo más importante es la destilación de las fracciones de aceite a partir del calentamiento con el vapor. Teniendo en cuenta que la viscosidad no es la principal limitante de estos fluidos, su reducción se hace notar en pequeña escala. La destilación por arrastre con vapor es un proceso de separación por diferencia de puntos de ebullición. En el contexto del yacimiento, la destilación extrae los componentes ligeros del aceite inicial de las zonas cercanas al pozo inyector. La mezcla de los componentes destilados con el aceite inicial de las zonas no alteradas genera un ligero aumento en la gravedad API del aceite que se produce. A partir de estudios como el análisis de datos del banco de aceites de estados unidos (alrededor de 454 muestras de crudos de California) se ha logrado establecer correlaciones que permiten estimar tanto el porcentaje de volumen destilado como la gravedad API del aceite que se produce. Gráficamente el comportamiento de estas correlaciones se observa en las Figuras 2 y 3.

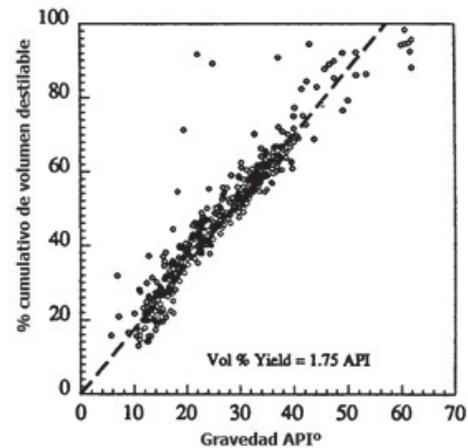


Figura 2. Porcentaje cumulativo de volumen destilado en función de la gravedad API.

FUENTE: Tomado de LIM, K.T. Steam Distillation and Oil Quality Change During Thermal Oil Recovery. Stanford University. Society of petroleum engineers. U.S.A. 1992. 215 p.

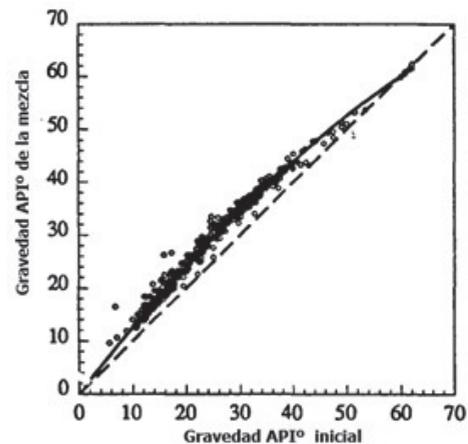


Figura 3. Cambios en la gravedad API debido a la inyección continua de vapor.

FUENTE: Tomado de LIM, K.T. Steam Distillation and Oil Quality Change During Thermal Oil Recovery. Stanford University. Society of petroleum engineers. U.S.A. 1992. 215 p.

CONSTRUCCION DE LOS MODELOS DE SIMULACION

Realizando una revisión tanto de los parámetros de yacimiento y operación que afectan el proceso, como el rango de aplicación de la técnica, se procede a

seleccionar la zona de interés para el desarrollo de la investigación. Los modelos construidos representan de manera simplificada o conceptual las propiedades más importantes de un campo colombiano sin alcanzar un nivel comercial. Siete capas de arena con sus respectivas intercalaciones de arcilla fueron representadas en los distintos escenarios. A partir de casos de simulación revisados y fuentes adicionales consultadas, se decide trabajar con 33 celdas en dirección i, 33 en j y 20 en k (21780 celdas activas), donde las dimensiones de cada celda variaban de acuerdo al espaciamiento en específico como se indica en la Tabla 1. La vista 3D de los modelos desarrollados se muestra en la Figura 4. Para la perforación de los pozos se utiliza un patrón de 5 puntos invertido, siendo este el comúnmente utilizado. La distribución de las 20 celdas en dirección de z se realizó de la siguiente forma: 2 celdas por cada capa de arena para un total 14 celdas, y una celda por cada intercalación de arcilla para un total de 6. La construcción de los modelos se realizó mediante el

software comercial STARS de la compañía Computer Modelling Group (CMG).

La caracterización de los fluidos de yacimiento se hizo a partir de la generación un PVT sintético ingresando los datos recopilados en la Tabla 2. Las curvas de permeabilidad se tomaron de un estudio anterior realizado en el campo de estudio.

Tabla 1. Dimensionamiento y volumen original de los espaciamientos propuestos.

Escenario (m ²)	Tamaño de celda (m*m)	Aceite original in situ (m ³)	Aceite móvil (m ³)
4856,16	2,11 *2,11	115847,15	86885,36
10117	3,048 *3,048	241224,9	180918,67
20234	4,31 *4,31	482314,19	361735,64
28327,6	5,1 *5,1	675166,25	506374,68

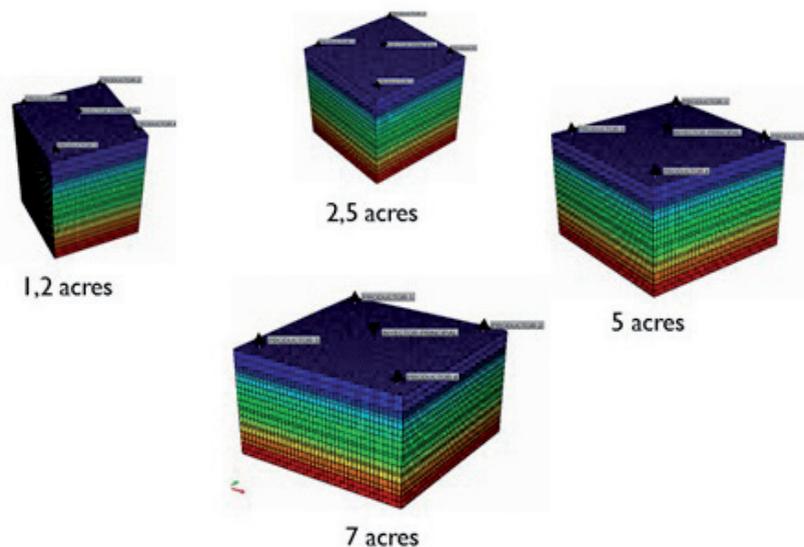


Figura 4. Vista 3D de los distintos espaciamientos trabajados Fuente: Modificado de Computer Modelling Group- Builder 2012.

Tabla 2. Datos ingresados para la generación del PVT sintético.

Parámetro	Valor
Máxima Presión (Kpa)	13789,5
Presión de burbuja (Kpa)	4136,8
Presión de referencia (Kpa)	6894,7
Temperatura del yacimiento (°C)	33,3
Gravedad (°API)	24
Salinidad del agua (ppm)	30000
Densidad del gas (gr/cc)	0,00083

PRODUCCIÓN PRIMARIA EN LOS ESCENARIOS PROPUESTOS

Para la explotación de los modelos descritos anteriormente, se decide trabajar con una presión de fondo mínima de 700 psi (4826,3 Kpa) en los pozos productores. La caída de presión en cada uno de los escenarios en producción en frío se muestra en la

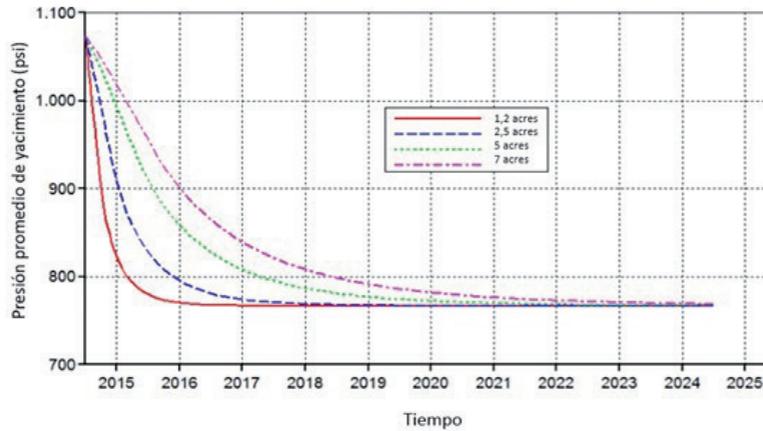


Figura 5 Comportamiento de la presión promedio durante la producción primaria a distintos espaciamientos

Fuente: Computer Modelling Group- ResultsGraph 2012.

IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN LOS ESCENARIOS PROPUESTOS

Teniendo en cuenta que los modelos propuestos declinan de manera diferente, se analiza la fecha en cada uno de ellos para iniciar la inyección continua de vapor. Este análisis se hace a partir de los resultados obtenidos durante la producción primaria. De la misma forma realizando corridas previas de cada uno de los modelos se analiza a grosso modo la duración que tendría la inyección, estableciendo como límite una relación vapor-aceite de 5. La Tabla 3 muestra la fecha de inicio y finalización de la inyección en cada uno de los escenarios. Las fechas escogidas se decidieron con base a la estabilización de la presión y las tasas de producción de aceite. El pozo inyector ya perforado se abre a la fecha de inicio establecida anteriormente. Parámetros tales como la calidad y temperatura de inyección del vapor se muestran en la Tabla 4. Estos parámetros fueron establecidos con base a las tablas de vapor encontradas en varias publicaciones de la literatura. La presión de inyección máxima se define con

Figura 5. A medida que se aumenta el área del modelo, la presión de este declina más lentamente. Los modelos de 5 (20234 m²) y 7 acres (28327,6 m²) declinan de una forma más tardía, por lo que duran más tiempo en alcanzar el factor de recobro del 13%. Los mecanismos de producción prevaletientes en la producción primaria fueron la expansión de la roca y los fluidos, y empuje por gas en solución.

el ánimo de prevenir la fractura de la formación. La tasa máxima de inyección se estableció a partir de corridas previas sin restricción de inyección definida.

Tabla 3. Fecha de inicio y finalización de la inyección continua de vapor en cada uno de los escenarios propuestos.

Espaciamiento (m ²)	Fecha de inicio (dd/mm/aa)	Fecha de finalización (dd/mm/aa)
4856,16	01/01/2015	01/06/2023
10117	01/01/2016	01/07/2034
20234	01/01/2018	01/01/2054
28327,6	01/01/2019	01/01/2068

Tabla 4. Propiedades del vapor al implementar el proceso de recuperación terciaria.

Parámetro	Valor
Presión de fondo máxima (Kpa)	8273,7
Tasa de inyección máxima (bbbls/día)	700
Calidad	0,65
Temperatura (°C)	297,2

Como se mencionó anteriormente, el tiempo de simulación fue establecido hasta que cada uno de los modelos alcanzara una relación vapor-aceite cumulativa de 5. Este valor se escoge por regla de dedo gordo, suponiendo que hasta ese punto la implementación del proceso térmico aún sea rentable. La recopilación

del factor de recobro y la duración de la inyección en esta instancia se muestra en la Tabla 6. Las tasas de producción de agua, representada en la Figura 6 muestran que los tiempos de ruptura son diferentes en cada escenario, teniendo en cuenta que son áreas de inyección distintas, registrados en la Tabla 5.

Tabla 5 Tiempos de ruptura y factor de recobro en este instante para cada uno de los escenarios.

Espaciamiento (m ²)	Duración de la inyección (años-fecha)	Factor de Recobro en ruptura (%)
4856,16	6 (01/06/2015)	23,22
10117	12 (01/01/2017)	24,3
20234	26 (01/03/2020)	23,7
28327,6	36 (01/01/2022)	25,36

Tabla 6 Factor de recobro y duración de la inyección con una relación vapor-aceite de 5 en cada uno de los escenarios

Espaciamiento (m ²)	Duración de la inyección (años)	Factor de Recobro alcanzado (%)
4856,16	8,5	60
10117	18	62
20234	26	58
28327,6	27	58

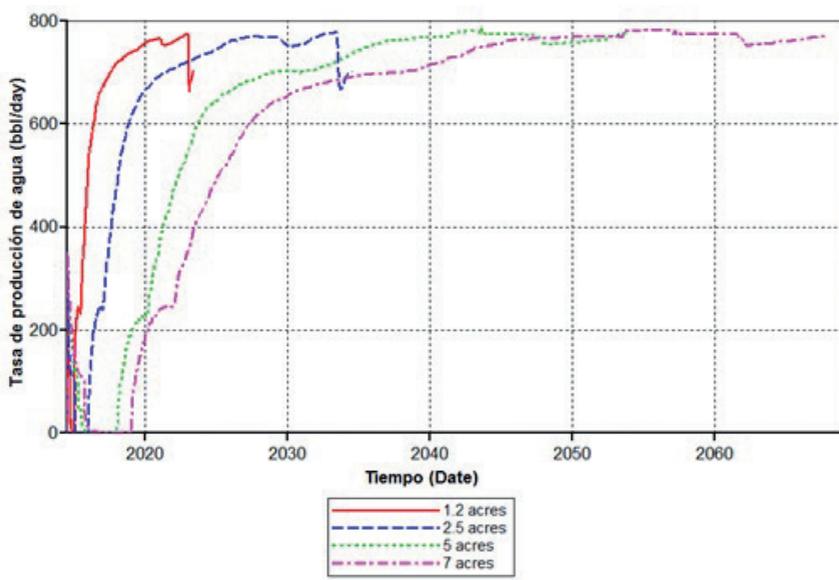


Figura 6. Comportamiento de la tasa de producción de agua en los distintos escenarios. Fuente: Computer Modelling Group- ResultsGraph 2012.

ANÁLISIS FINANCIERO

Teniendo en cuenta que a partir de los resultados técnicos no se cuenta con suficiente argumento para la selección del mejor escenario, se decide realizar un análisis financiero que aplique como criterio de evaluación. Para cada uno de los escenarios de estudio se discretizó el tiempo de inyección en periodos anuales. Para cada periodo se determinó la producción incremental de petróleo teniendo en cuenta la producción por mecanismo primarios. Posterior a este cálculo, se procedió al cálculo

de los egresos, regalías, ganancias netas e impuestos, para finalmente obtener el flujo de caja en cada periodo de tiempo. Teniendo el flujo de caja se calcularon los criterios financieros de evaluación (TIR, VPN, PAYBACK TIME). Los costos asociados a la inversión inicial comprenden adecuación de infraestructura y compra de equipos. Algunas consideraciones tenidas en cuenta para la evaluación financiera se recopilan en la Tabla 7. El valor presente para cada escenario se muestra en las Figuras 7, 8, 9 y 10.

Tabla 7. Consideraciones asumidas para la evaluación financiera.

Parámetro	Valor
Lifting cost	4,47 U\$/bbl
Impuesto de renta	33%
Regalías	8%
Inversión inicial	3'338.000 U\$
Costo generación vapor	6,97 U\$/MBTU
Precio del crudo	30 U\$/bbl

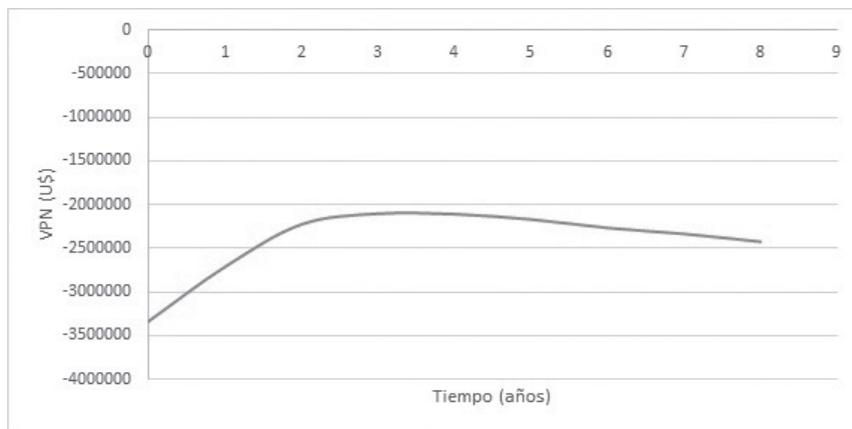


Figura 7. Valor presente para espaciamiento de 1,2 acres.

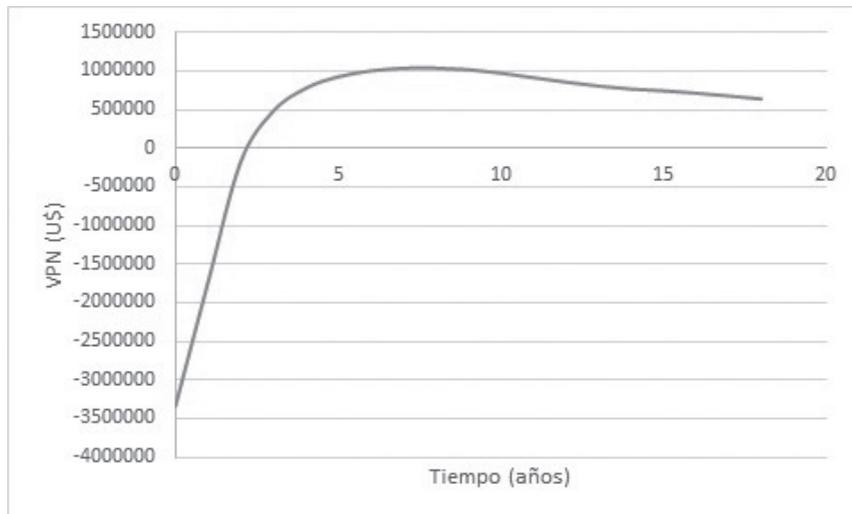


Figura 8. Valor presente para espaciamiento de 2,5 acres

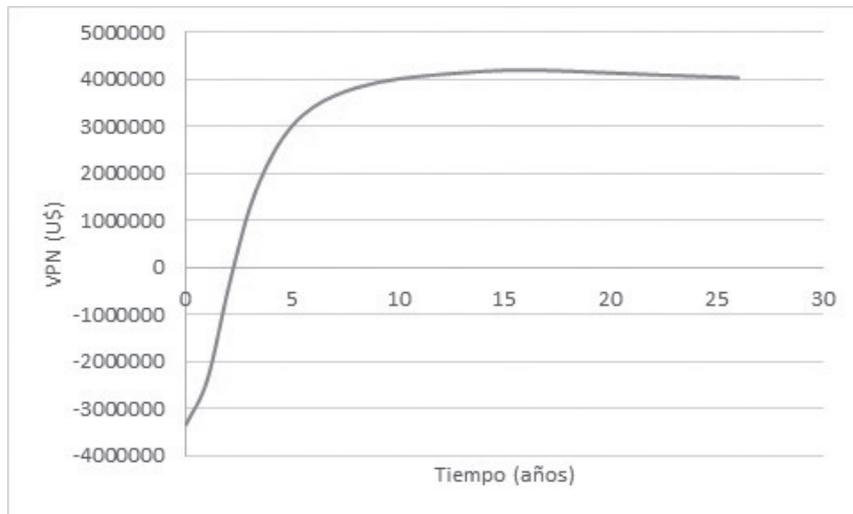


Figura 9. Valor presente para espaciamiento de 5 acres.

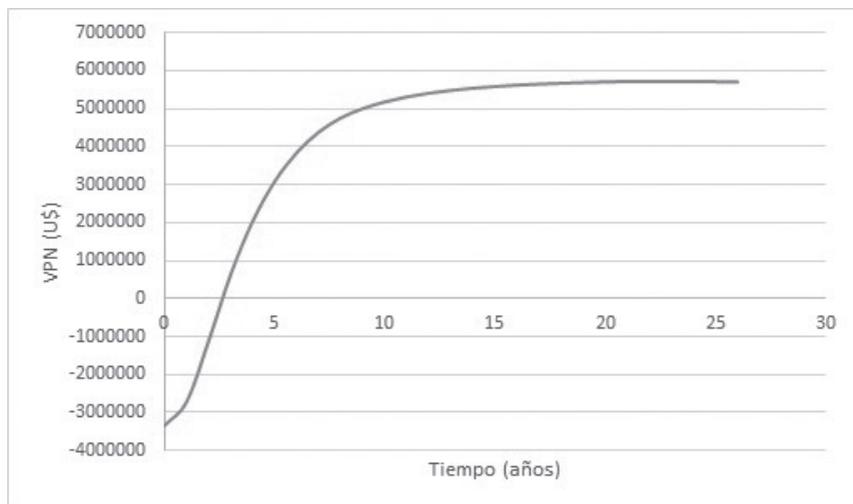


Figura 10. Valor presente para espaciamiento de 7 acres

A partir de las gráficas es posible observar que el modelo de 1,2 acres (4856 m²) no es factible, puesto que la inversión inicial es muy grande en comparación con los ingresos que se obtienen a partir de los volúmenes de aceite recuperado. El flujo de caja rápidamente se hace negativo mientras que el valor Presente Neto (VPN) nunca deja de serlo. Para los demás escenarios se observa

que el límite económico que se había establecido en un principio no es el correcto. El flujo de caja empieza hacer negativo antes de lo esperado, coincidiendo con una relación vapor-aceite límite de 2,8. En resumen los resultados obtenidos para los tres últimos escenarios hasta el punto considerado como rentable, se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Resumen de los resultados en el límite económico

Modelo (m ²)	Tiempo (años)	SOR	VPN (U\$)	Payback time (años)	TIR (%)
10117	8	2,5	1'037.556	2	28
20234	16	2,7	4'197.868	2	46
28327,6	23	2,8	5'720.476	2	46

EXPANSIÓN DE PATRONES

Teniendo en cuenta que la tasa máxima de inyección es de 700 bbls/día y que la capacidad de un generador es aproximadamente 3000 bbls/día, se decide estudiar la factibilidad de expandir los escenarios individuales a cuatro de estos. Aunque los costos de generación e inversión inicial aumentan, se debe tener en cuenta que los ingresos se cuadruplican. Los resultados se recopilan en la Tabla 9. Implementar ocho patrones de 2,5 acres (10117 m²) generaría alrededor de diecisiete millones de dólares en 7 años, mientras que cuatro patrones de 5 acres (20234 m²) equivalentes a la misma área generarían veinte millones en 16 años.

Tabla 9. VPN de la expansión de patrones en el límite económico.

Modelo (m ²)	VPN (US\$)	Pay back time (años)
10117	8'719.224	1
20234	21'360.473	2

SENSIBILIDAD DE LA TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR

Se analizó el comportamiento de las tasas de recuperación al realizar cambios en la tasa de inyección, se ejecutaron corridas en el modelo base de 2,5 acres (10117 m²), donde se cambió la tasa de inyección entre 300 (47,7 m³/día) y 700 bbls/día (111,3 m³/día) guardando un incremento de 100 bbls. Entre las tasas de 500, 600 y 700 no se observa gran variedad en términos de recuperación, pues el factor de recobro es prácticamente el mismo (60 %). Para las tasas de 300 (47,7 m³/día) y 400 bbls/día (63,6 m³/día) se observa una disminución de un 3 % por cada 100 bbls (15,9 m³) que se disminuye. A medida que se inyecta menor cantidad, el sostenimiento de una relación vapor-aceite moderada es por más tiempo. Mientras que la tasa de 700 bbls/día (111,3 m³/día) alcanza una relación vapor-aceite de 5, la de 500 (79,4 m³/día) llega a 3,5 recuperando una cantidad de aceite similar. El comportamiento del factor de recobro para cada tasa de inyección estudiada se muestra en la Figura 11.

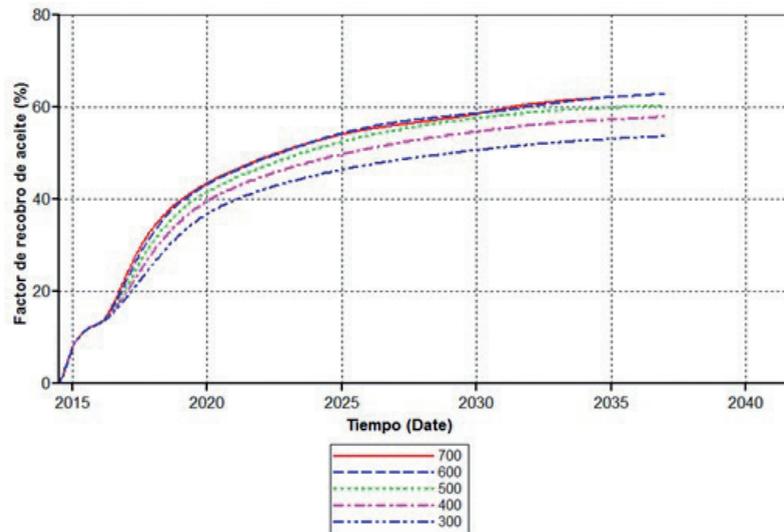


Figura 11. Comportamiento del factor de recobro a distintas tasas de inyección para el modelo de 2,5 acres.

Fuente: Computer Modelling Group- ResultsGraph 2012.

SELECCIÓN DEL MEJOR ESCENARIO

El espaciamiento de 2,5 acres fue el seleccionado. Esta decisión estuvo basada en los siguientes argumentos:

- Requiere menor tiempo de inyección, generando menor fluctuación de precios y riesgos de inversión.

- Presenta un menor tiempo de ruptura.
- Garantiza la ocurrencia de los mecanismos de recuperación del proceso térmico.
- Presenta buenos resultados al considerar la expansión de los patrones individuales.

Por otro lado, la selección de la mejor tasa de inyección se enfocó en el comportamiento del factor de recobro y

la relación vapor-aceite. Aunque los conceptos teóricos afirman que en procesos térmicos se debe inyectar lo máximo posible, los resultados mostraron que el factor de recobro fue prácticamente el mismo para las tasas de 500 y 700 bbls/día. Teniendo en cuenta que se estaba inyectando menos cantidad de vapor, la relación vapor-aceite disminuyó, aumentando de esta forma el tiempo

de factibilidad del proyecto. En conclusión, el mejor escenario está compuesto por un escenario de 2,5 acres (10117 m²) y una tasa de inyección de 500 bbls/día (79, 5 m³/día). Los resultados del mejor escenario como patrón individual y al considerar la expansión se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. Resumen de los resultados en el límite económico para el mejor escenario

Situación	Tiempo (años)	SOR	VPN (US)	Payback time (años)	TIR (%)	Factor de recobro (%)
Patrón individual	10	2,5	1'080.472	2	25	55
Expansión	10	2,5	8'890.888	2	50	55

CONCLUSIONES

1. La implementación del proceso de inyección continua de vapor en el campo colombiano estudiado genera un aumento en el factor de recobro de aproximadamente un 45%. Estos resultados se obtienen operando a la máxima tasa de inyección, hasta alcanzar una relación vapor-aceite acumulativa de cinco.
2. El análisis de los distintos escenarios muestra que a instantes como la ruptura y el límite económico todos los espaciamientos alcanzan el mismo factor de recobro, la diferencia principal radica en la duración de cada una de las etapas de explotación.
3. La tasa de inyección seleccionada garantiza la ocurrencia de los mecanismos de recuperación y permite que el límite económico del proyecto se alargue aproximadamente por dos años más, obteniendo un mayor factor de recobro, mayores ganancias y mejores condiciones operacionales.
4. Los casos considerados como rentables coinciden con un "payback time" de dos años. Esto puede asociarse con que el mejor momento de los proyectos ocurre durante los primeros cuatro años, siendo este el periodo posterior al tiempo de ruptura de cada uno de los escenarios.
5. Aunque desde el punto de vista técnico todos los escenarios parecían tener viabilidad, la evaluación financiera demuestra que modelos como el de

1,2 acres no poseen la capacidad suficiente para equilibrar las cargas entre lo invertido y lo ganado. Inversiones tan grandes como la compra del generador no logran pagarse con la poca ganancia que generan pequeños pilotos o proyectos a menor escala.

BIBLIOGRAFIA

1. BLEVINS, T.R; DUERKSEN, J.H; AULT, J.W; Light Oil Steam Flooding- An Emerging Technology. Journal of Petroleum Technology. U.S.A. Julio, 1984. 1122 p.
2. BURZLAFF, A.A. Thermal Simulation of Elk Hills Light-Oil Steamflood Pilot U.S. Society of Petroleum Engineers. USA .1992. 1-14 p.
3. CABRALES, Laura; RUIZ, Sandra. Evaluación de la eficiencia térmica a partir de la relación arena-arcilla en un proceso de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas. Universidad Industrial de Santander. 2013. 30 p.
4. HANZLIK, Edward. Steamflooding as an alternative EOR process for light oil reservoirs. Society of Petroleum Engineers. Texas, U.S.A. 1981.
5. JANNET, Mc. General Overview of the Elk Hills Field. Society of Petroleum Engineers. Anchorage, Alaska May 22 -24, 1996. 1-10 p.

6. LIM, K.T. Steam Distillation and Oil Quality Change During Thermal Oil Recovery. Stanford University. Society of Petroleum Engineers. U.S.A. 1992. 215 p.
7. LOPEZ, Sergio Andrés. Estudio comparativo de los métodos convencionales de recobro aplicados en yacimientos que presentan altas relaciones de movilidad. Universidad Industrial de Santander. 2006. 1- 189 p.
8. MAMORA, D. D. An Analytical Model for Light Oil Recovery by Steam Distillation. Texas A&M University and G. Sutadiwiria, Society of Petroleum Engineers, Pertamina. 1999.
9. OVALLES, Cesar. Physical and numerical simulations of steamflooding in a medium crude oil reservoir , Maracaibo lake, Venezuela. Society of Petroleum Engineers. 2002. 1-7 p.
10. PALMA, Jorge; MEJIA, Jenny. Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua”. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2008. 1-144 p.
11. PINTO, Jhon. Desarrollo de una metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos y métodos analíticos. Universidad industrial de Santander. 2013. P 130-133.
12. PÉREZ, Alfredo. Benchmarking of Steamflood Field Projects in Light/Medium Crude Oils. Universidad Central de Venezuela (UCV), Society of Petroleum Engineers. 2001. 2-7 p.
13. WU, Ching H. A Critical Review of Steamflood Mechanisms. Colorado School of Mines. Society of Petroleum Engineers. 1977. 1-12 p.

Recepción: 22 de Febrero de 2015

Aceptación: 30 de Abril de 2015