

INYECCIÓN DE VAPOR: FACTORES QUE AFECTAN EL TIEMPO DE IRUPCIÓN Y SUS EFECTOS SOBRE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE

Luis Carlos Monsalve Parra, ingeniero de petróleos. Grupo de Investigación Recobro Mejorado. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. E-mail: luisc.monsalve@outlook.com

Samuel Fernando Muñoz Navarro, magíster en Ingeniería de Hidrocarburos. Grupo de Investigación Recobro Mejorado. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. E-mail: samuel@uis.edu.co

Andrés Felipe Ortiz Meneses, ingeniero de petróleos. Grupo de Investigación Modelamiento de procesos hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. E-mail: afortizm@uis.edu.co

RESUMEN

La inyección continua de vapor es un proceso de recobro mejorado de hidrocarburos aplicado comercialmente en la industria desde los años sesenta. Su principio se basa en la disminución de la viscosidad del fluido de yacimiento mediante la adición de energía en forma de calor, mejorando así su movilidad y logrando su desplazamiento con menor dificultad a través del medio poroso, lo que trae mejoras en la producción. A través de la simulación numérica, se puede estudiar el efecto que tienen diferentes variables del proceso sobre la producción de aceite. Un instante de vital importancia durante este proceso de recobro es la irrupción del vapor en los pozos productores, momento en el cual, de acuerdo con las experiencias de campo, de laboratorio y de simulación numérica, existe un cambio drástico en el comportamiento de la tasa de producción de petróleo. En el presente documento se estudia, mediante un análisis de sensibilidad, qué variables afectan el tiempo en que ocurre la ruptura (irrupción) del vapor y cómo influye este fenómeno en el desarrollo de la producción del hidrocarburo, a través de la construcción de modelos conceptuales de simulación que permitan representar la aplicación de la técnica, llevando a cabo la reproducción de un proceso normal de desarrollo de un yacimiento, en el cual se tiene una producción en frío, la posterior aplicación de estimulación cíclica con vapor y finalmente la implementación de la inyección continua de vapor.

Palabras clave: simulación numérica de yacimientos, análisis de sensibilidad, inyección de vapor, recobro mejorado de aceite, ruptura del vapor.

STEAM-FLOOD, MAIN FACTORS WICH IMPACT THE STEAM BREAKTHROUGH TIME AND ITS EFFECTS ON THE OIL PRODUCTION

ABSTRACT

Steamflood is an enhanced oil recovery process applied commercially in the industry since sixties. Its principle is based on the oil viscosity decrease by means of the energy addition to the reservoir using water steam; its effect is to improve the fluid mobility to enhance the oil displacement throughout the porous media, increasing the production. It is possible apply numerical simulation to study the effect of the variables involved in thermal processes over the oil production. Steam breakthrough is an important event during Steamflood because, according to field experiences, laboratory tests and numerical simulation studies, this event changes the behavior of the oil production. In this paper, a sensitivity analysis of the parameters which affect the steam breakthrough time and its influence over the oil production is presented and this analysis is done through the application of the numerical reservoir simulation using conceptual models which represent the implementation of a Steamflood pilot. The study is based on the conventional development of an oil reservoir which starts with primary production, cyclic steam stimulations and finally the implementation of the Steamflood.

Keywords: Numerical Reservoir Simulation, Sensitivity Analysis, Steamflood, Enhanced Oil Recovery, Steam Breakthrough.

INTRODUCCIÓN

La inyección continua de vapor (ICV) es una técnica que presenta una madurez en cuanto a su aplicación, con desarrollo de proyectos en todo el mundo. Una muestra de su globalización es que para fines de 2012 en Estados Unidos, país pionero en recobro mejorado, se tenían activos más de 60 proyectos de inyección de vapor de aproximadamente 200 proyectos EOR (Enhanced Oil Recovery) en todo el país (Oil & Gas Journal, 2014). A pesar del conocimiento en cuanto a la aplicación de la técnica, aún quedan elementos importantes que ayuden a entender mejor el desempeño de este tipo de procesos cuando se aplican durante tiempos posteriores a la ruptura; por lo tanto, estudios que puedan dirigirse a comprender estas etapas maduras del proceso brindan una visión más completa de la técnica. De acuerdo con lo mencionado, es primordial poder complementar los trabajos desarrollados anteriormente (Qiang Zheng et al, 2012; Keliu Wu et al, 2011) en la temática de irrupción del vapor durante el proceso de inyección continua de vapor.

INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Utilizada desde los años 60 para el recobro de crudo, especialmente crudo pesado, la inyección de vapor se posiciona como el método de recobro térmico más exitoso a nivel mundial teniendo en cuenta sus resultados económicos positivos en los antecedentes registrados. Casos como el campo Kern River, en California, evidencian el alto potencial de recobro alcanzable con esta técnica.

Cuando se hace la inyección del vapor en el yacimiento, se diferencian cinco zonas (*Figura 1*). La primera zona, la más cercana al pozo inyector, corresponde a la de vapor, donde están presentes agua, tanto en forma de vapor como de líquido, y aceite residual del vapor, principalmente. Debido al vapor, las fracciones más livianas del crudo se vaporizan y se condensan delante del frente de vapor, lo que crea una región de aceite destilado, el cual conformaría la segunda zona. La tercera zona corresponde a la de agua condensada. Debido a la disminución de la viscosidad causada por la adición de energía (calor), se diferencia la cuarta zona. Finalmente se evidencia una quinta zona, que corresponde a la región de aceite inalterado. Durante el proceso ICV, cuando el agua (vapor) inyectada alcanza el pozo productor, se habla de que existe ruptura (irrupción) del vapor.



Figura 1. Zonas presentes durante el proceso de inyección continua de vapor

CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN

Para la construcción del modelo de simulación, se utilizó un software de simulación de procesos térmicos comercial. Con la finalidad de que el proceso de inyección continua de vapor fuera aplicable, se tuvieron en cuenta las propiedades de un campo donde se ha llevado a cabo esta técnica de manera exitosa, como es el caso del campo Kern River, ubicado a unos kilómetros de Bakersfield, en California, Estados Unidos.

Campo Kern River, California, Estados Unidos

Ubicado en Kern County, en el valle de San Joaquín, en California, al noreste de Bakersfield, el campo Kern River fue descubierto hacia 1890 con la perforación de un pozo a una profundidad de 73 [pies]. Debido a la naturaleza del crudo, sólo en 1950, con la inclusión de nuevas tecnologías, se inició su explotación.

Los procesos de recobro mejorado mediante procesos térmicos comenzaron en este campo con el uso de calentadores en fondo. El área aproximada del campo es de 10.000 [acres], donde se han desarrollado 668 patrones de desplazamiento con inyección de vapor y se registra una cantidad cercana a los 9000 pozos activos.

Teniendo en cuenta la efectividad que ha tenido el proceso en este campo y la información que se puede encontrar en cuanto a propiedades generales del yacimiento, se tomará como referencia para la elaboración del modelo base de simulación.

Elaboración del enmallado de simulación

Para la construcción del enmallado de simulación se creó un modelo para representar un patrón de 2,5 [acres] de área. Inicialmente, el tamaño total del enmallado tenía el mismo tamaño del patrón, pero al observar el decaimiento abrupto de la presión se debió aumentar el tamaño total del modelo a 10 [acres], delimitando dentro de éste el área deseada del patrón de inyección (2,5 acres) con la ubicación de los pozos. Con respecto a la definición del tamaño de celda, se varió entre 5, 10 y 15 [pies] en dirección i y j , (*Figura 2*) teniendo en cuenta que tamaños inferiores a 5 [pies] aumentan el tiempo de cómputo y presentan mayores dificultades numéricas en la convergencia de los resultados. Para la dirección k , se definió un tamaño de 7 [pies].

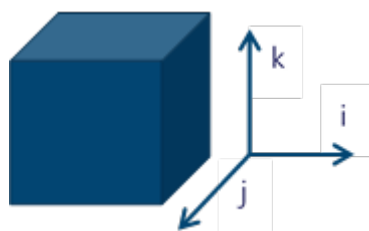


Figura 2. Dirección de los vectores i , j y k para el modelo.

Inicialmente se crearon 3 modelos, uno para cada una de las dimensiones mencionadas (i y j). Éstos se resumen en la *Tabla 1*. Las distancias en i y j totales para abarcar el tamaño de 10 [acres] son 660 [pies] cada una.

Tabla 1. Enmallados de simulación.

Modelo	Tamaño en i , j [pies]	Tamaño en k [pies]	Número total de celdas
1	5	7	19.360
2	10	7	43.560
3	15	7	174.240

Propiedades de la roca y de los fluidos

Para la población del enmallado de simulación con las propiedades de la formación en cada uno de los modelos se utilizó la información reportada en estudios realizados en el campo (Blevins, T. y Billingsley, R., 1975); estas propiedades se resumen en la *Tabla 2*.

Tabla 2. Propiedades de la roca y de los fluidos.

Propiedad	Valor
Profundidad tope	700 [pies]
Espesor de la formación	70 [pies]
Porosidad	0,35
Permeabilidad i, j	7000 [mD]
Permeabilidad k	3500 [mD]
Saturación de aceite	0,52
Temperatura del yacimiento	80 [°F]
Gravedad API	14
Compresibilidad de la roca	4e-6 [psi ⁻¹]

Propiedades térmicas de la roca

Para los valores de las propiedades térmicas de la roca se tomaron como referencia los datos suministrados en la fuente “Tutorial Thermal Simulation Model Tutorial Using STARS, 2014”, los cuales son valores promedio característicos de las rocas involucradas en procesos térmicos de inyección de vapor.

Tabla 3. Propiedades térmicas de la roca.

Propiedad	Valor
Capacidad calorífica de la roca	35 [BTU/pie ³ °F]
Conductividad térmica de la roca	100 [BTU/pie-día-°F]
Capacidad calorífica de las formaciones adyacentes	35 [BTU/pie ³ °F]
Conductividad térmica de las formaciones adyacentes	24 [BTU/pie-día-°F]

Curvas de permeabilidad relativa

Las curvas de permeabilidad para Kr (permeabilidad relativa) del aceite y del agua como función de la saturación de agua (S_w) (*Figura 3*) y la Kr del gas y del líquido como función de la saturación de líquidos (*Figura 4*) se crearon tomando como base la información obtenida de trabajos desarrollados en el campo Kern River (Williams, L., Williams, S., y Mridul, K., 1998). En cuanto a la interpretación de las curvas de permeabilidad, cabe resaltar que el yacimiento es mojado con agua.

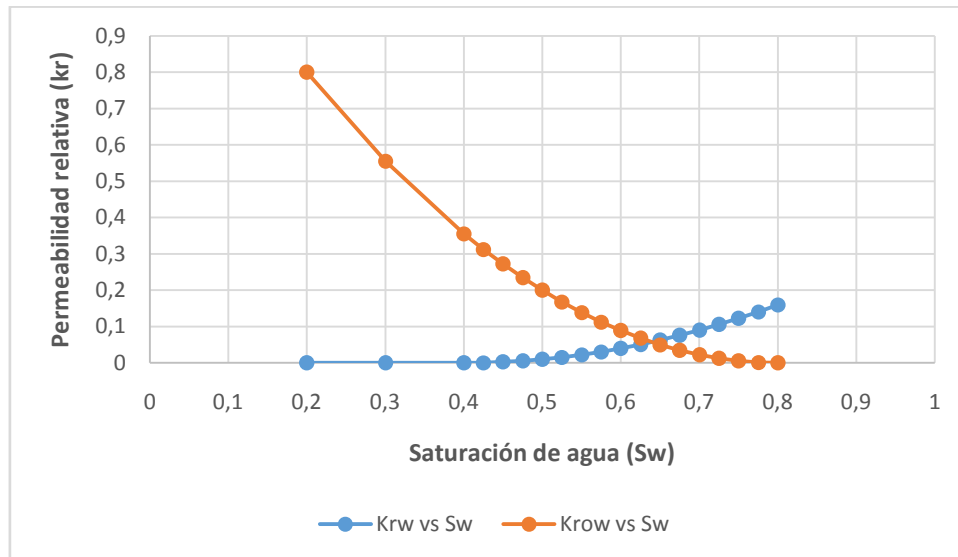


Figura 3. Permeabilidad relativa (K_r) como función de la saturación de agua (S_w) (Williams, L., Williams, S., y Mridul, K., 1998)

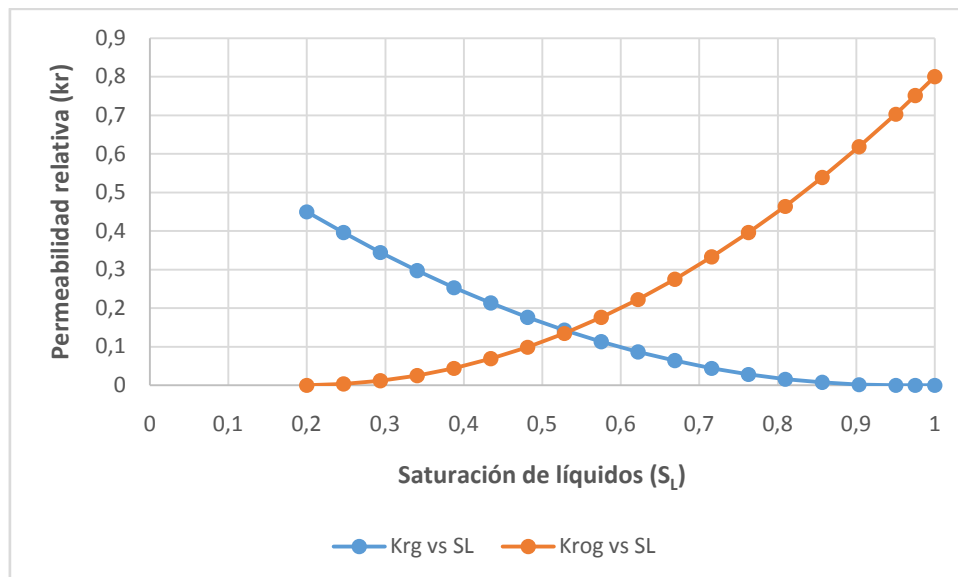


Figura 4. Permeabilidad relativa (K_r) como función de la saturación de líquidos (S_l). (Williams, L., Williams, S., y Mridul, K., 1998)

Configuración del patrón de pozos

La Figura 5 muestra la configuración del patrón de pozos de 5 puntos invertido (4 pozos productores y 1 pozo inyector) de 2,5 [acres] dentro del modelo de 10 [acres].

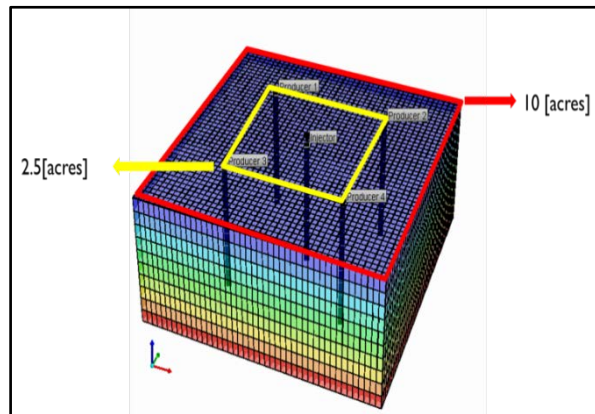


Figura 5. Configuración del patrón de pozos (software comercial de simulación de procesos térmicos)

Ajustes generales

Para la selección de los parámetros operacionales se tuvo en cuenta el comportamiento de la producción de aceite durante la producción primaria. Estos parámetros fueron una presión en fondo para los pozos productores de 100 [psi] y un diferencial de presión de 50 [psi]. Adicionalmente, se pudo seleccionar el tamaño óptimo de celda para llevar a cabo la simulación del proceso. El tamaño de celda en i y j de 5 [pies] se descartó, ya que presentaba errores de convergencia y esto ocasionó errores en la solución numérica superiores al 13%, lo cual hacía el modelo no representativo.

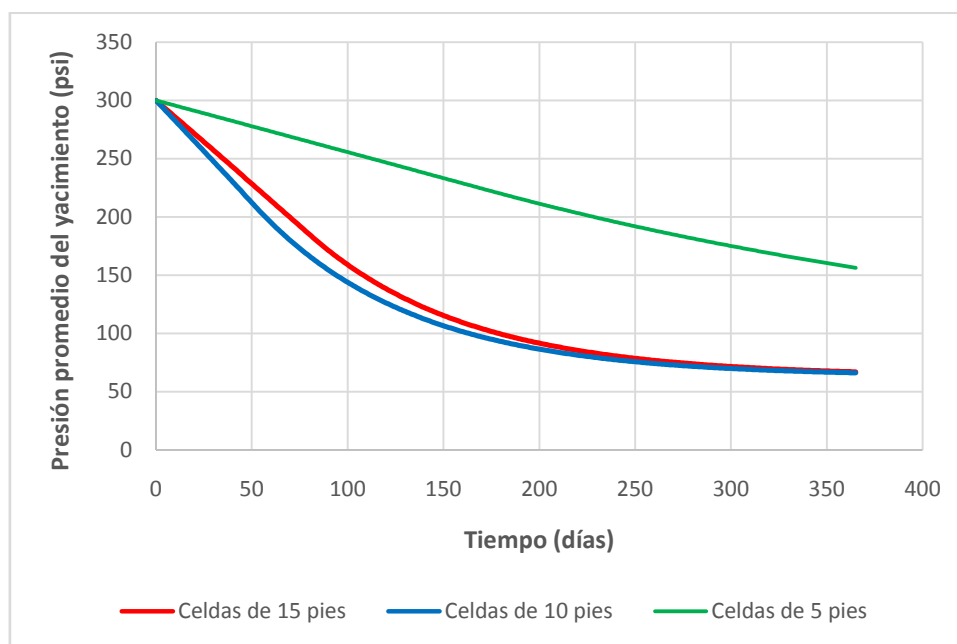


Figura 6. Comportamiento de la presión del yacimiento (software comercial de simulación de procesos térmicos)

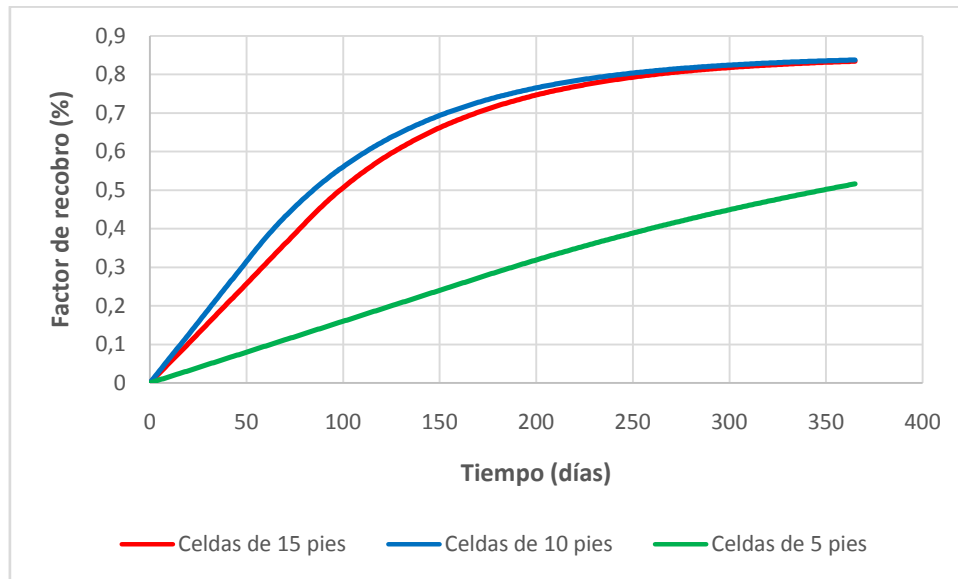


Figura 7. Comportamiento del factor de recobro (software comercial de simulación de procesos térmicos)

En las Figuras 6 y 7 se muestran los resultados para la presión promedio del yacimiento y el factor de recobro para cada uno de los modelos. Se puede observar la tendencia de los modelos con tamaños de celda de 10 [pies] y de 15 [pies] (líneas azul y roja) respectivamente, la cual es similar. La tendencia del modelo de 5 [pies] en el tamaño de celda es diferente, pero por los errores ya mencionados no se toma como representativa. Teniendo en cuenta la similitud en cuanto al comportamiento de las curvas de factor de recobro, presión promedio de yacimiento y tasa de producción, entre otras variables se decidió utilizar el modelo de 15 [pies] en el tamaño de celda, ya que brinda resultados similares al tamaño de celda de 10 [pies], pero disminuyó el tiempo de cómputo.

INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Con el fin de representar de la mejor manera el proceso de ICV, siempre antes de éste y después de la producción primaria se llevan a cabo procesos de inyección cíclica/alternada de vapor (IAV) que involucran ciclos, cada uno con etapas de inyección de vapor, de remojo y posterior producción.

Para definir los parámetros de este proceso previo a la ICV, se desarrolló un análisis de sensibilidad a la tasa de inyección tomando un valor base de 1000 [barriles/día] encontrado con la relación sugerida por los autores (Farouq, A., 2006) de 1,5 [barriles/acre-pie], al tiempo de inyección, que normalmente tiene valores cercanos al mes (dependiente del tamaño del patrón), y el tiempo de remojo, que toma valores de entre 3 y 7 días. Las variaciones de los valores que se tomaron para llevar a cabo el análisis de sensibilidad se resumen en la *Tabla 4*.

Tabla 4. Valores para el análisis de sensibilidad de la inyección cíclica.

Tasa de inyección de agua [barriles/día]	Tiempo de inyección [semanas]	Tiempo de remojo [días]
1200	1	3
1000	2	5
800	3	7

Con las variaciones en los parámetros y teniendo en cuenta un diseño experimental factorial multinivel se tienen 27 posibles casos. La *Figura 8* muestra esquemáticamente el comportamiento del factor de recobro para cada uno de los casos de inyección cíclica, la cual inició tiempos posteriores a los 300 días en tiempos de simulación.

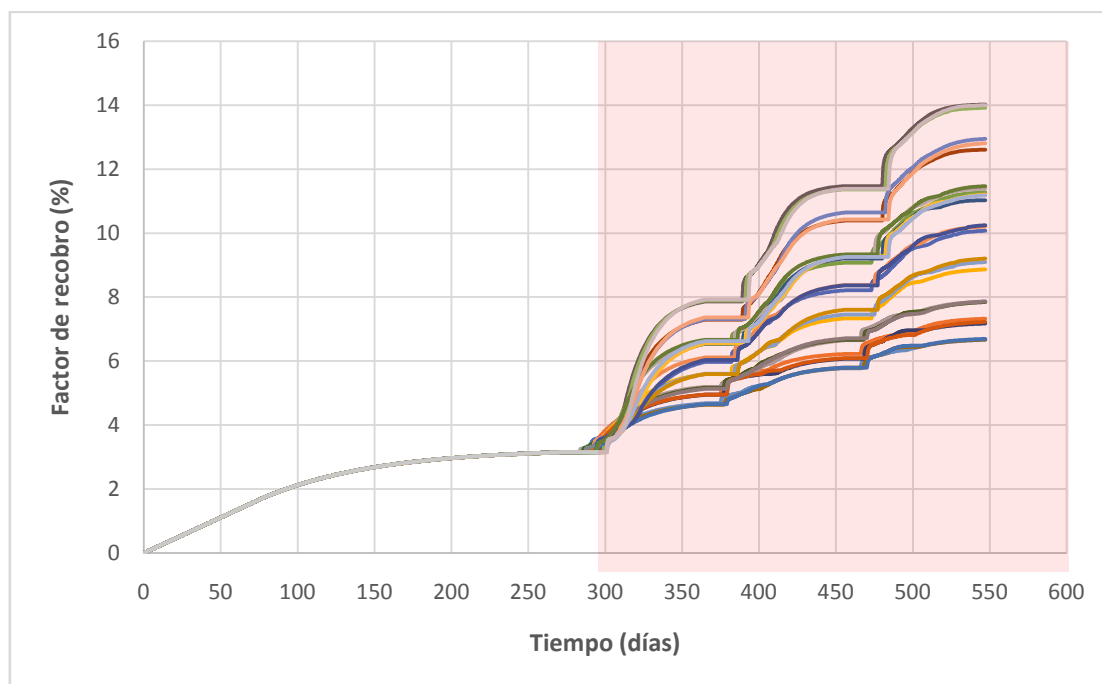


Figura 8. Factor de recobro para la inyección cíclica (software comercial de simulación de procesos térmicos)

En la *Figura 8* se puede observar que los mayores factores de recobro están cerca del 14% y éstos se alcanzan en los casos determinados donde coinciden tiempos prolongados de inyección, altas tasas de inyección y cortos tiempos de remojo. Con respecto a la tasa de producción, la *Figura 9* muestra la tendencia normal de la producción de aceite cuando se lleva a cabo la estimulación cíclica con vapor.

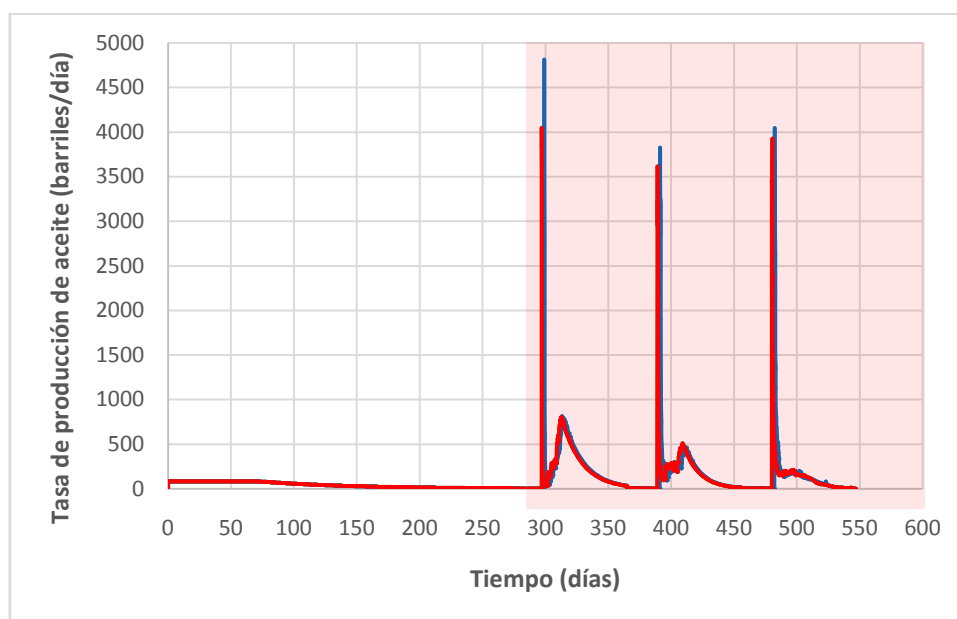


Figura 9. Tasa de producción de aceite para los mejores casos de inyección cíclica (software comercial de simulación de procesos térmicos)

Los casos mostrados en la *Figura 9* corresponden a:

- 3 semanas de inyección
- 1200 [barriles/día] de tasa de inyección de vapor.
- Tiempos de remojo de 3, 5 y 7 días.

Debido a su mínima diferencia, se toma el caso con menor tiempo de remojo con el fin de evitar tanto como sea posible los días donde se deben cerrar los pozos. Por lo tanto se selecciona el caso de 3 semanas de inyección de 1200 [barriles/día] con tiempos de remojo de 5 días.

INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Para la simulación del proceso ICV ya se tenía como base el modelo donde se concluyó el proceso de inyección cíclica de vapor. Para definir la tasa de inyección, se tomó en cuenta la relación de inyección recomendada (Farouq, A., 2006), definiendo así una tasa de 1000 [barriles/día]. Los resultados del proceso de ICV, iniciado cerca de los 600 días en tiempos de simulación, se pueden resumir en las *Figuras 10, 11, 12 y 13*. Con respecto al factor de recobro, se observan valores por encima del 60%, que son altos para este tipo de procesos. Sin embargo, se debe resaltar que la inyección se hace a una tasa alta dentro de un patrón pequeño. Esto, sumado a las condiciones favorables de movilidad, conduce a valores altos de esta variable (factor de recobro). Cabe resaltar que el objetivo de estudio se sitúa en tiempos cercanos al fenómeno de irrupción, advertidos por el comportamiento del corte de agua.

En la tasa de producción de aceite (*Figura 11*) se observa su crecimiento tras el inicio de la ICV como respuesta al proceso, tal como lo describe Jones (1981) en su trabajo. Se pueden evidenciar 3 etapas: la inicial, de incremento de producción (zona roja *Figura 11*); una segunda etapa (zona amarilla *Figura 11*), donde ocurre el pico de producción, en el cual se plantea que debe ocurrir la ruptura, y la última etapa (zona verde *Figura 11*), con el decaimiento de aquélla.

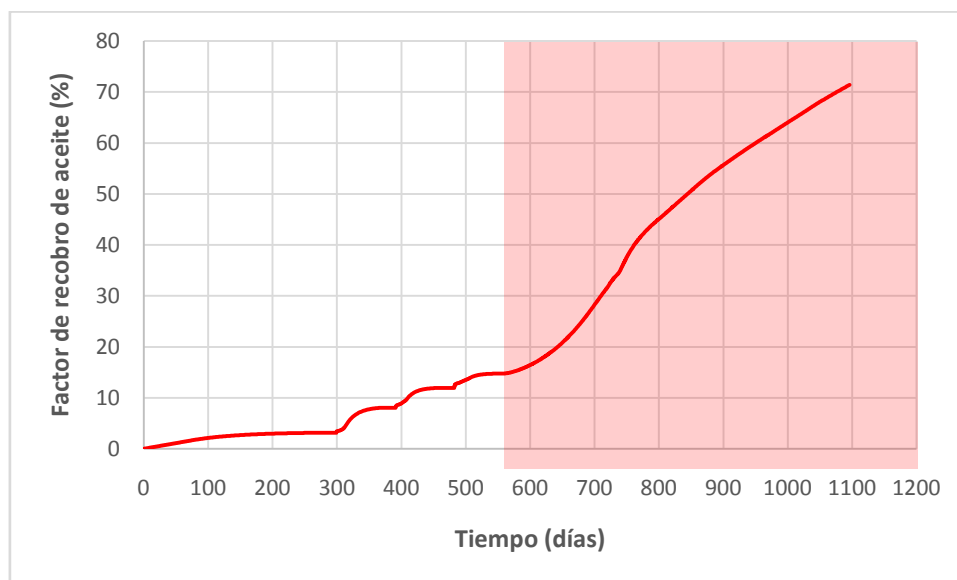


Figura 10. Factor de recobro para la ICV (software comercial de simulación de procesos térmicos)

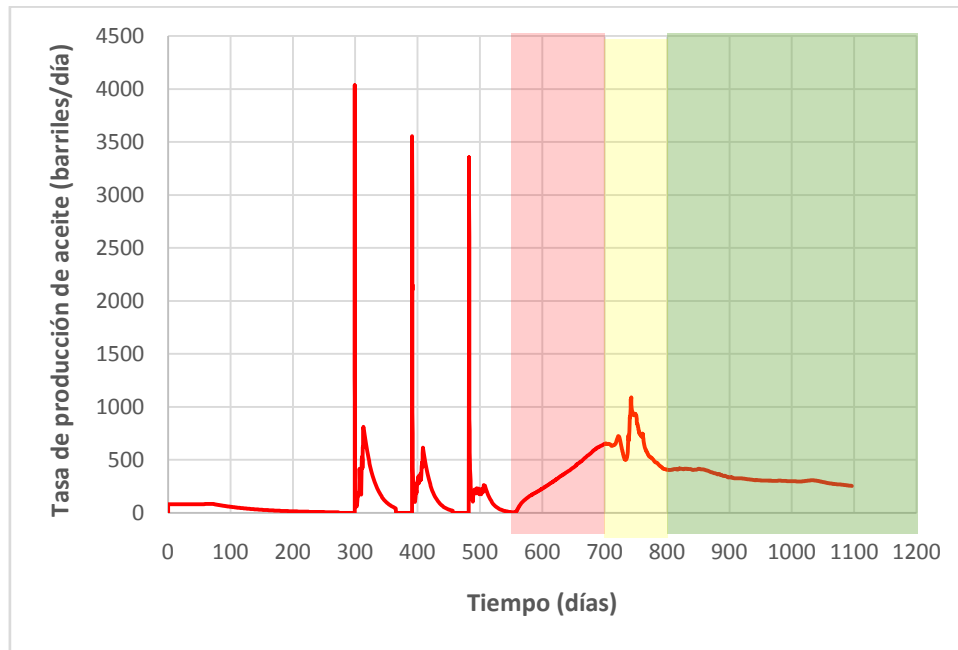


Figura 11. Tasa de producción de aceite (software comercial de simulación de procesos térmicos)

La relación vapor-aceite durante la ICV (*Figura 12*) se sostiene en valores iniciales cercanos a 2 (zona rosada Inyección Continua de Vapor), lo cual es muy favorable para el proceso, ya que estas tendencias bajas demuestran la viabilidad de la técnica, lo que coincide con la realidad del campo Kern River, donde se ha llevado a cabo el recobro térmico por más de 60 años.

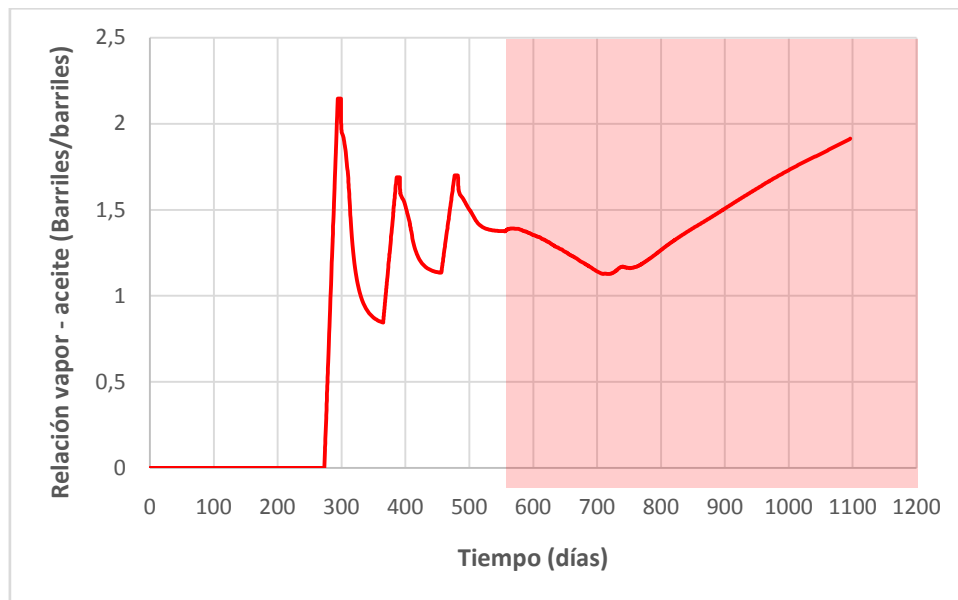


Figura 12. Relación vapor-aceite (software comercial de simulación de procesos térmicos)

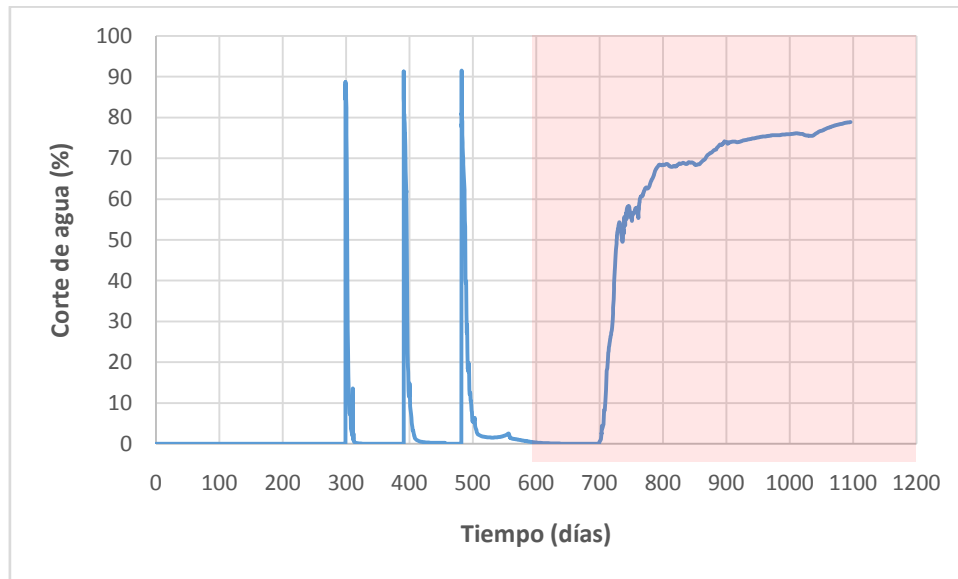


Figura 13. Corte de agua durante el proceso ICV (software comercial de simulación de procesos térmicos)

La importancia que tiene el comportamiento del corte de agua (*Figura 13*) reside en la tendencia de esta variable, la cual permitió evidenciar que existe ruptura del vapor en los pozos productores, lo que aumenta en éstos el corte de agua. Es de resaltar que esta ruptura se dará en forma de agua, ya que por pérdidas de calor durante el viaje del vapor a través del yacimiento éste se condensa. La *Figura 13* permite evidenciar la ruptura cerca de 100 días luego de iniciada la inyección, momento en el cual el corte de agua aumenta desmedidamente. Pocos días después de la irrupción del agua se produce el máximo valor de producción (*Figura 11*).

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD – FACTORES QUE AFECTAN EL TIEMPO DE RUPTURA

Los análisis de sensibilidad permiten estudiar, además de cuantificar, la influencia de n cantidad de variables independientes sobre n cantidad de variables dependientes. Lo anterior permite definir qué parámetro afecta de manera más representativa un proceso, y del mismo modo qué variables no tienen un efecto apreciable sobre éste. Para la realización de un análisis de sensibilidad se debe llevar a cabo un procedimiento, previamente señalado en otros trabajos (Ayala y Monsalve, 2014). Esta metodología (*Figura 14*) describe de forma general los principales componentes de un análisis de sensibilidad.



Figura 14. Metodología para la realización de un análisis de sensibilidad (Ayala y Monsalve, 2014)

Luego de culminar el análisis de sensibilidad, se puede inferir qué variables, de cuyo efecto se hizo el estudio, poseen una incidencia representativa como para ser tenidas en cuenta como variables críticas dentro del proceso, y cuáles, por el contrario, no muestran un efecto decisivo. En este trabajo se lleva a cabo el análisis de sensibilidad de las variables que afectan el proceso de inyección continua de vapor, con el fin de definir cuáles tienen el mayor efecto sobre el tiempo en que ocurre la irrupción del vapor en los pozos productores durante la aplicación de la inyección continua de vapor.

Análisis de sensibilidad

Tal como se describe en la *Figura 14*, el primer paso para comenzar con el análisis de sensibilidad es la selección del caso base. Para este análisis se tomó el modelo base de inyección continua de vapor, el cual ha sido sometido a procesos de producción primaria, inyección cíclica de vapor y finalmente, como se mencionó, al proceso de inyección continua de vapor.

Para la selección de los parámetros, cuyo efecto sobre el tiempo de ruptura fue estudiado, se tuvieron en cuenta trabajos desarrollados por Taber, J.J., 1997; Farouq, A., 2006; Oliveros, L. 2013; Mercado, D., 2008; Alvarado, D., 2002, y Gómez, L., 1989, entre otros. Estos trabajos coinciden en que las variables principales que afectan el proceso de inyección de vapor son:

- Presión del yacimiento.
- Espesor de la formación.
- Distribución de permeabilidades.
- Propiedades térmicas de la roca.
- Viscosidad del crudo.
- Saturaciones (aceite y agua, principalmente).
- Tasa y presión de inyección del vapor.
- Calidad del vapor inyectado.
- Espaciamiento del patrón de inyección.
- Número de estimulaciones con vapor previas a la inyección continua.

De las variables mencionadas anteriormente, y teniendo en cuenta que se hará el estudio de un caso particular de aplicación, se pueden seleccionar los 5 parámetros principales que presentarían variaciones representativas, los cuales corresponden tanto a parámetros de yacimiento como a operacionales.

Las propiedades de la formación pueden variar de una zona a otra del yacimiento. Para el caso en estudio del campo Kern River, de acuerdo con experiencias realizadas (Blevins, T. y Billingsley, R., 1975), se reportan variaciones según el sector del yacimiento. Consecuentemente con lo mencionado, las siguientes son las propiedades que evidencian un cambio considerable y corresponden a los parámetros a sensibilizar en el análisis:

1. Espesor de la formación.
2. Distribución de las permeabilidades.
3. Saturaciones (agua y aceite).

Además de los parámetros de yacimiento, existen parámetros operacionales que están sujetos a la capacidad de los equipos con los que se cuenta para la operación. Éstos también son variables a tener en cuenta, principalmente:

4. Presión y tasa de inyección.
5. Calidad del vapor a inyectar.

Variables como la presión de yacimiento, propiedades térmicas de la roca, viscosidad del crudo, espaciado del patrón de inyección y número de estimulaciones con vapor previas a la inyección continua se consideran parámetros ya definidos cuando se trabaja en un caso de aplicación específico.

Con los parámetros a sensibilizar ya definidos, el siguiente paso de la metodología corresponde a la selección de la función objetivo, sobre la cual se va a estudiar el efecto de la variación de los parámetros. Debido a que se busca determinar cómo se ve afectado el tiempo de irrupción del vapor, se puede lograr a través de la medición de la influencia de las variables a sensibilizar sobre el parámetro que determina o no la ruptura del vapor, el corte de agua.

A cada uno de los parámetros a sensibilizar y a la función objetivo se les asignó nombre corto de la siguiente forma: espesor de la formación [THICK], permeabilidad [PERM], saturación de aceite [SO], tasa de inyección [WATER_INJ_RATE] y calidad del vapor [STEAMQ].

Tabla 5. Valor base, máximo y mínimo de los parámetros a sensibilizar.

Variable	Valor base	Valor mínimo	Valor máximo
THICK (pies)	70	50	90
PERM (mD*)	7000	3500	10.000
SO (fracción)	0,52	0,4	0,7
WATER_INJ_RATE (barriles/día)	800	600	1000
STEAMQ (fracción)	0,65	0,55	0,75

*mD: milidarcy.

Tomando como referencia las variables seleccionadas, se define qué valores (valores críticos) se van a tomar para la generación de los datos de salida. La *Tabla 5* muestra el valor base, máximo y mínimo para cada parámetro. La selección de los valores máximos y mínimos para los parámetros de yacimiento se hizo de acuerdo con los valores reportados, entre los que podían variar las propiedades según la zona en estudio, mientras que para los parámetros operacionales se tuvieron en cuenta los valores recomendados en la literatura (Farouq, A., 2006; Oliveros, L., 2013; Alvarado, D. y Banzer, C., 2002, entre otros) dentro de un rango donde la técnica tiene viabilidad.

Como paso preliminar de la metodología, se debe hacer el diseño de experimentos, para lo cual se seleccionó el diseño factorial completo, el cual de acuerdo con su metodología (Montgomery, 2002) incluye los experimentos con todas las combinaciones posibles con las variaciones de los cinco parámetros previamente seleccionados. La *Ecuación 1* muestra el cálculo del número de experimentos:

Ecuación 1. Número de experimentos diseño factorial completo

$$n^k = x \quad (I)$$

Donde:

n: nivel de los parámetros (cantidad de variaciones por parámetro).

k: factores (cantidad de parámetros a sensibilizar).

x: número de experimentos.

Aplicando la Ecuación 1 se tiene:

$$2^5 = 32$$

De acuerdo con lo anterior se requieren 32 experimentos (o casos) para el análisis de sensibilidad planteado. La definición de las combinaciones de variables se muestra en la *Tabla 6*, la cual se construyó siguiendo la metodología para el diseño experimental factorial completo (Montgomery, 2002).

La *Figura 15* muestra, mediante un diagrama tornado, el grado de incidencia de cada uno de los factores seleccionados para el análisis de sensibilidad, de donde cabe resaltar el alto efecto de la permeabilidad del yacimiento y la baja influencia de la calidad del vapor sobre el corte de agua.

Las *Figuras 16, 17 y 18* muestran el comportamiento del corte de agua de la producción para cada uno de los casos agrupados de la siguiente manera:

- Casos 1 al 16: *Figura 16*.
- Casos 17 al 24: *Figura 17*.
- Casos 25 al 32: *Figura 18*.

Los casos 9, 10, 13 y 14 presentaron problemas de convergencia debido a que se usaban tasas muy altas de inyección en espesores que no contaban con esa capacidad. Esto ocasiona valores numéricos fuera de los rangos en las iteraciones permitidas, lo que provoca errores fatales en las corridas, y por esta razón no se muestran los resultados.

El comportamiento de la producción de aceite (*Figuras 19, 20, 21, 22, 23 y 24*) se estudia con el fin de verificar la influencia de la irrupción del vapor sobre el comportamiento de la producción.

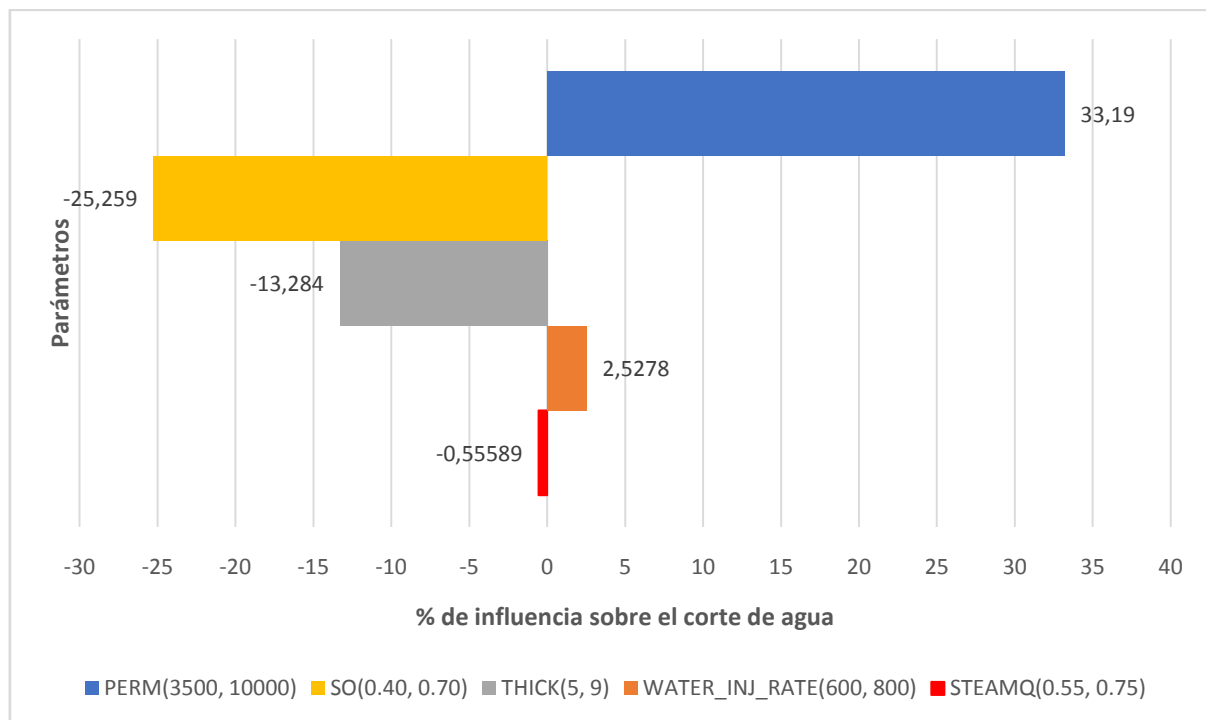


Figura 15. Diagrama tornado del efecto de las variables sobre el corte de agua (software comercial de simulación de procesos térmicos)

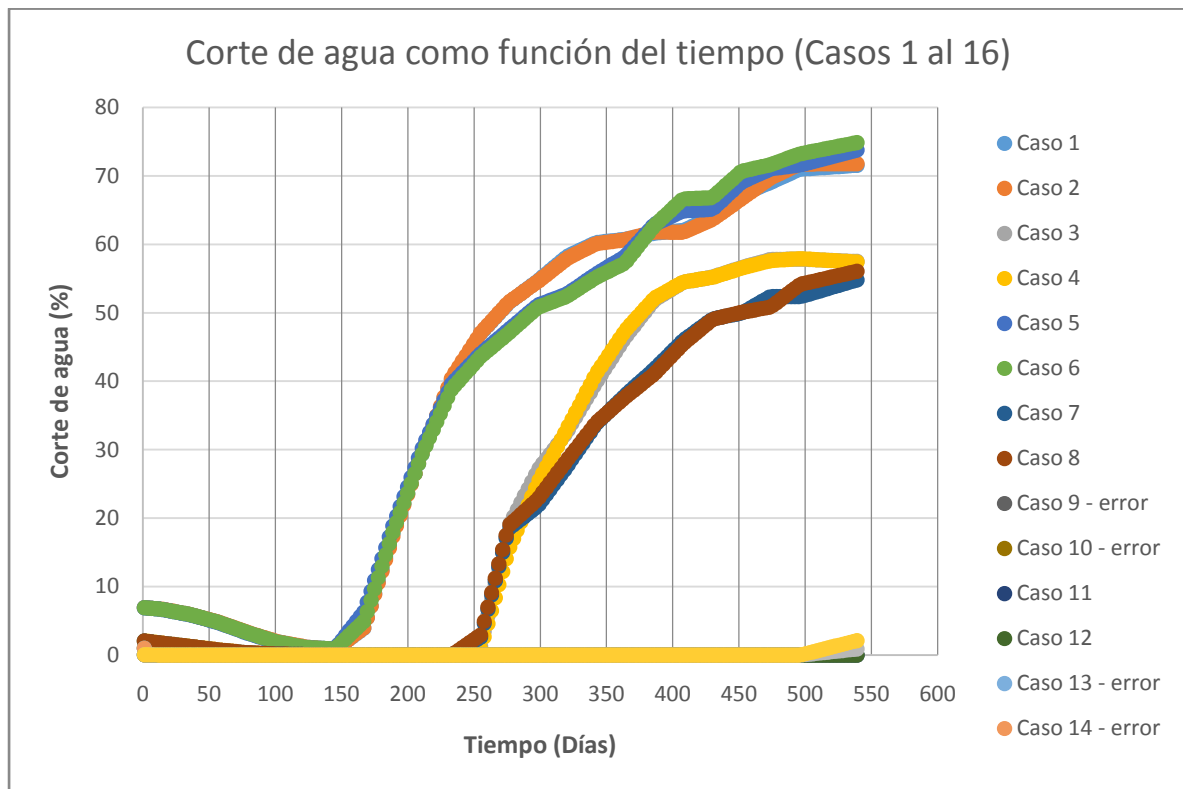


Figura 16. Comportamiento corte de agua para los casos 1 a 16

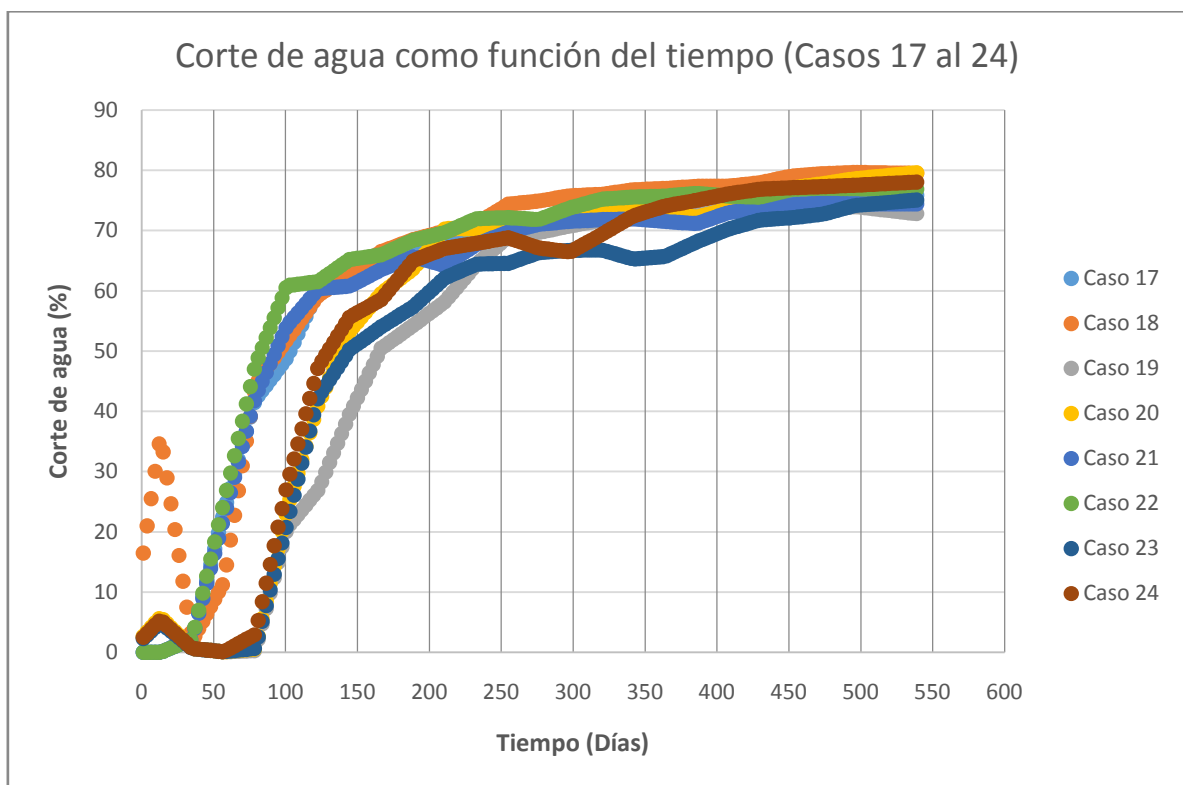


Figura 17. Comportamiento corte de agua para los casos 17 a 24

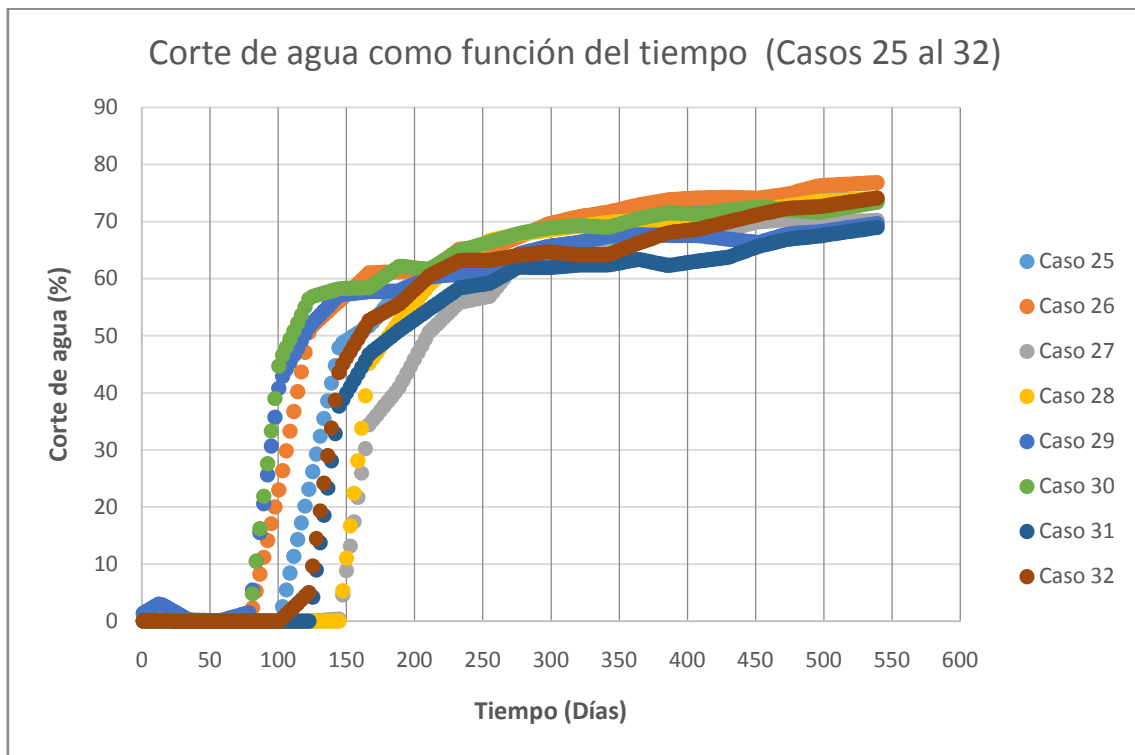


Figura 18. Comportamiento corte de agua para los casos 25 a 32

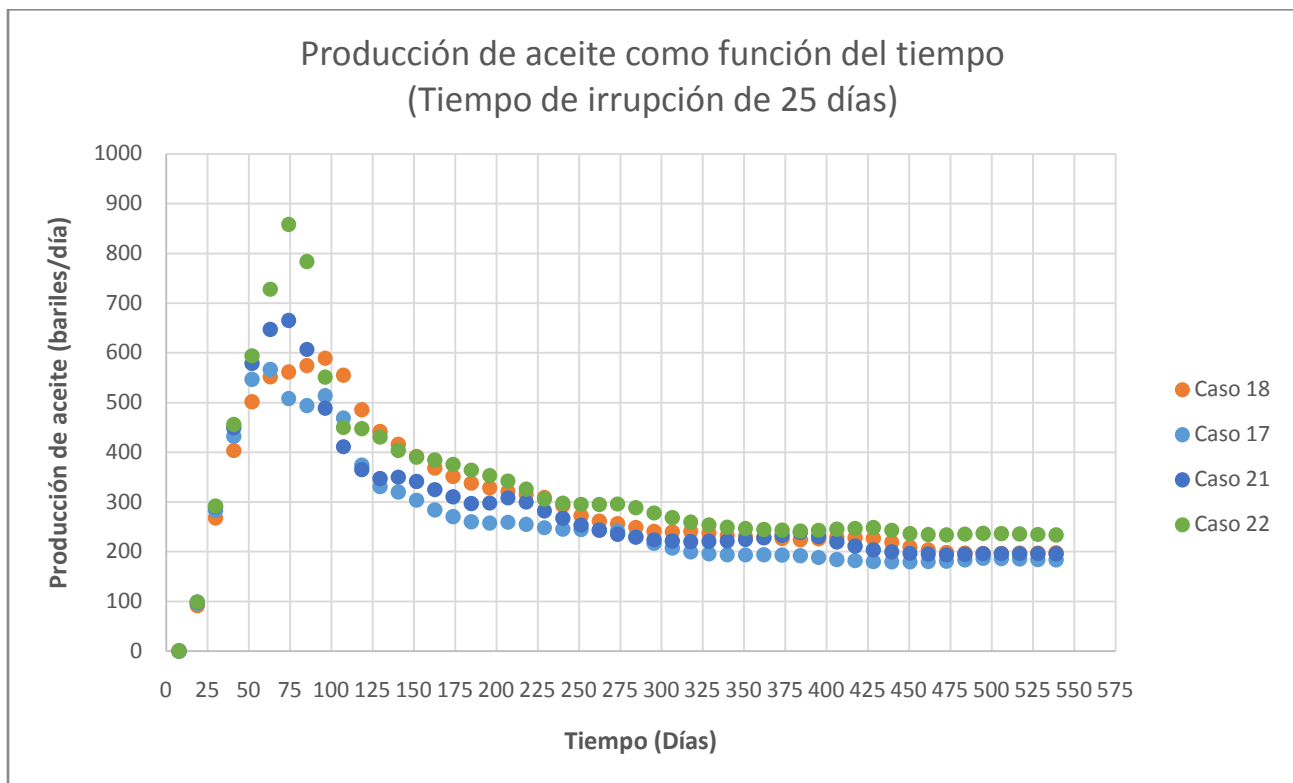


Figura 19. Producción de aceite como función del tiempo (tiempo de irrupción aproximado 25 días)

Tabla 6. Diseño de experimentos para el análisis de sensibilidad

Caso	THICK (pies)	PERM (mD)	SO (Fracción)	WATER_INJ_ RATE (Barriles/día)	STEAMQ (Fracción)
1	50	3500	0,4	600	0,55
2	50	3500	0,4	800	0,55
3	90	3500	0,4	600	0,55
4	90	3500	0,4	800	0,55
5	50	3500	0,4	600	0,75
6	50	3500	0,4	800	0,75
7	90	3500	0,4	600	0,75
8	90	3500	0,4	800	0,75
9	50	3500	0,7	600	0,55
10	50	3500	0,7	800	0,55
11,	90	3500	0,7	600	0,55
12	90	3500	0,7	800	0,55
13	50	3500	0,7	600	0,75
14	50	3500	0,7	800	0,75
15	90	3500	0,7	600	0,75
16	90	10.000	0,7	800	0,75
17	50	10.000	0,4	600	0,55
18	50	10.000	0,4	800	0,55
19	90	10.000	0,4	600	0,55
20	90	10.000	0,4	800	0,55
21	50	10.000	0,4	600	0,75
22	50	10.000	0,4	800	0,75
23	90	10.000	0,4	600	0,75
24	90	10.000	0,4	800	0,75
25	50	10.000	0,7	600	0,55
26	50	10.000	0,7	800	0,55
27	90	10.000	0,7	600	0,55
28	90	10.000	0,7	800	0,55
29	50	10.000	0,7	600	0,75
30	50	10.000	0,7	800	0,75
31	90	10.000	0,7	600	0,75
32	90	10.000	0,7	800	0,75

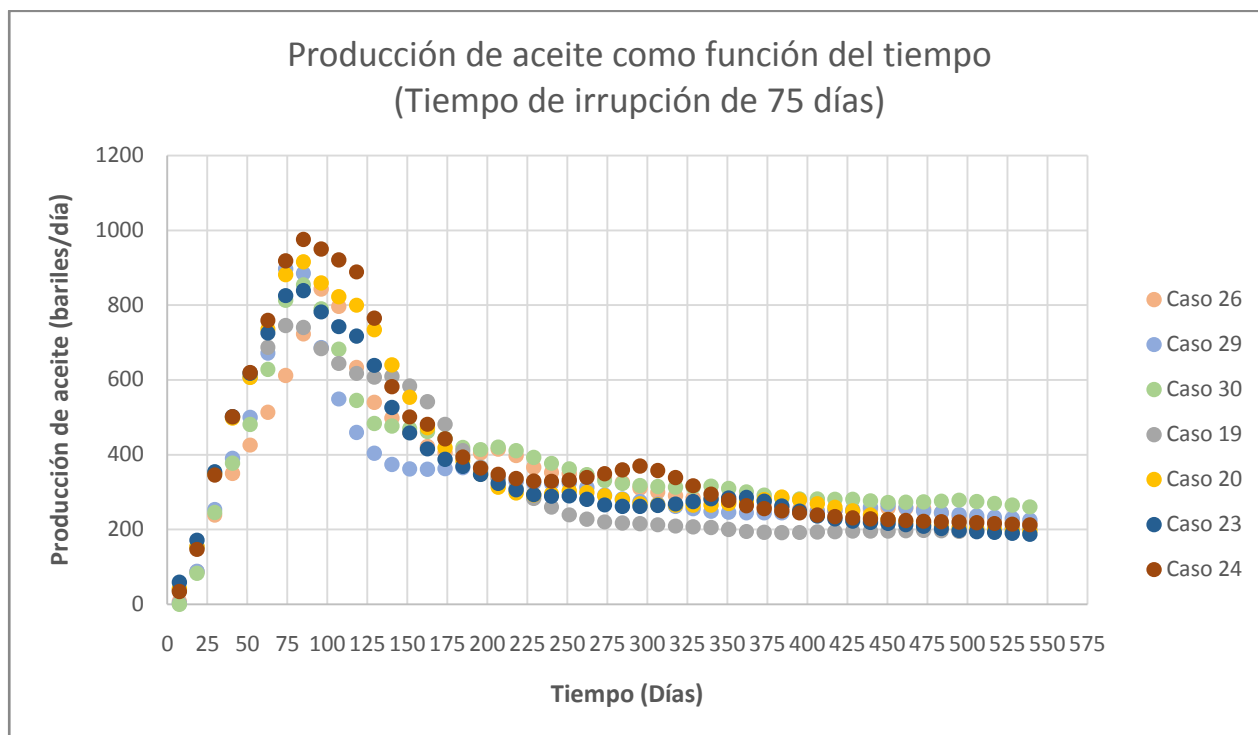


Figura 20. Producción de aceite como función del tiempo (tiempo de irrupción aproximado 75 días)

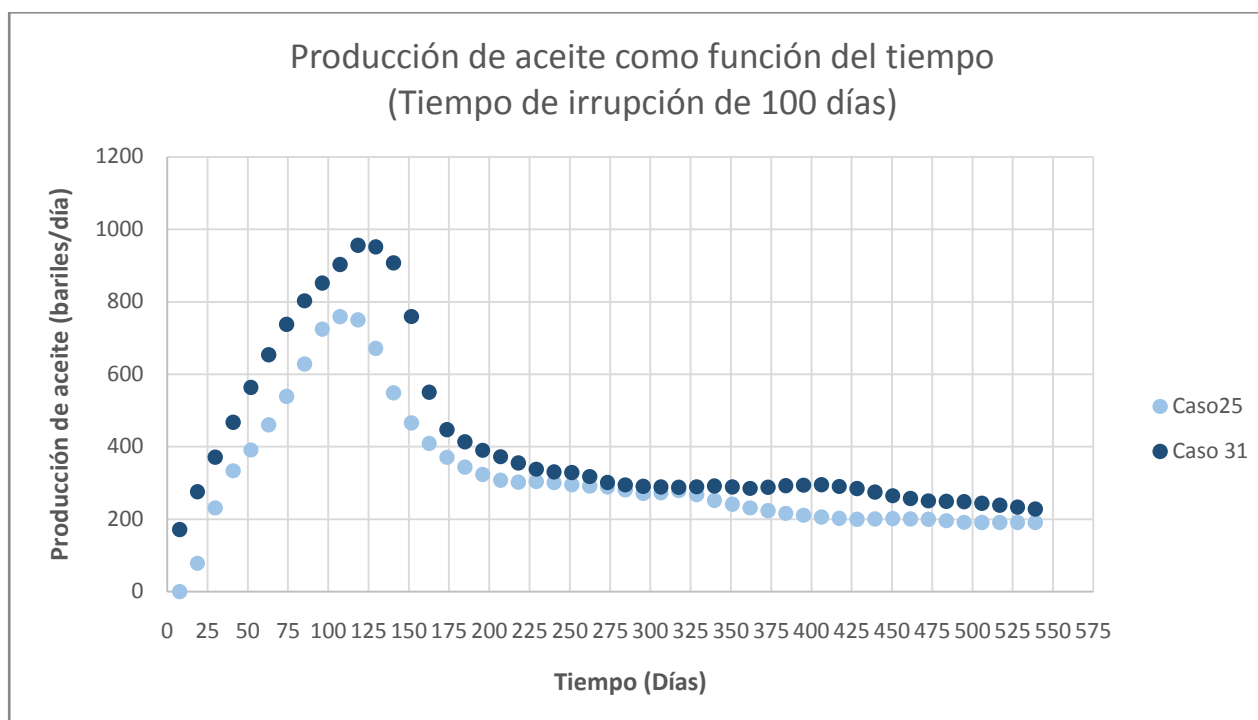


Figura 21. Producción de aceite como función del tiempo (tiempo de irrupción aproximado 100 días)

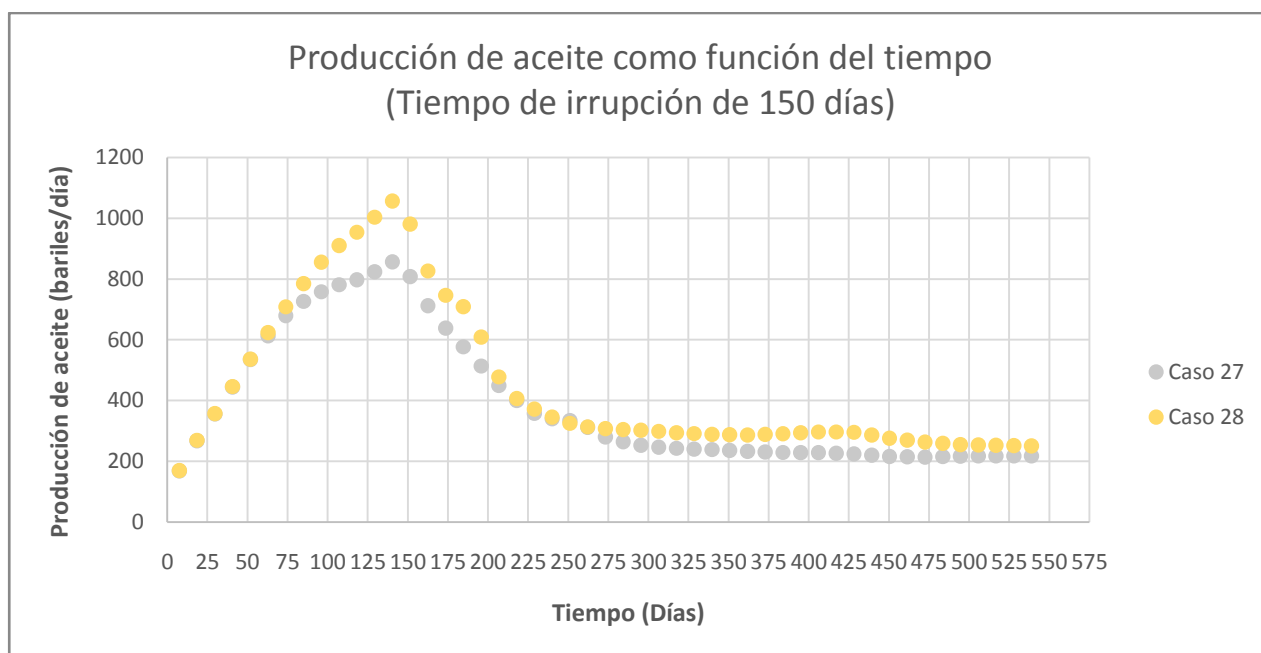


Figura 22. Producción de aceite como función del tiempo (tiempo de irrupción aproximado 150 días)

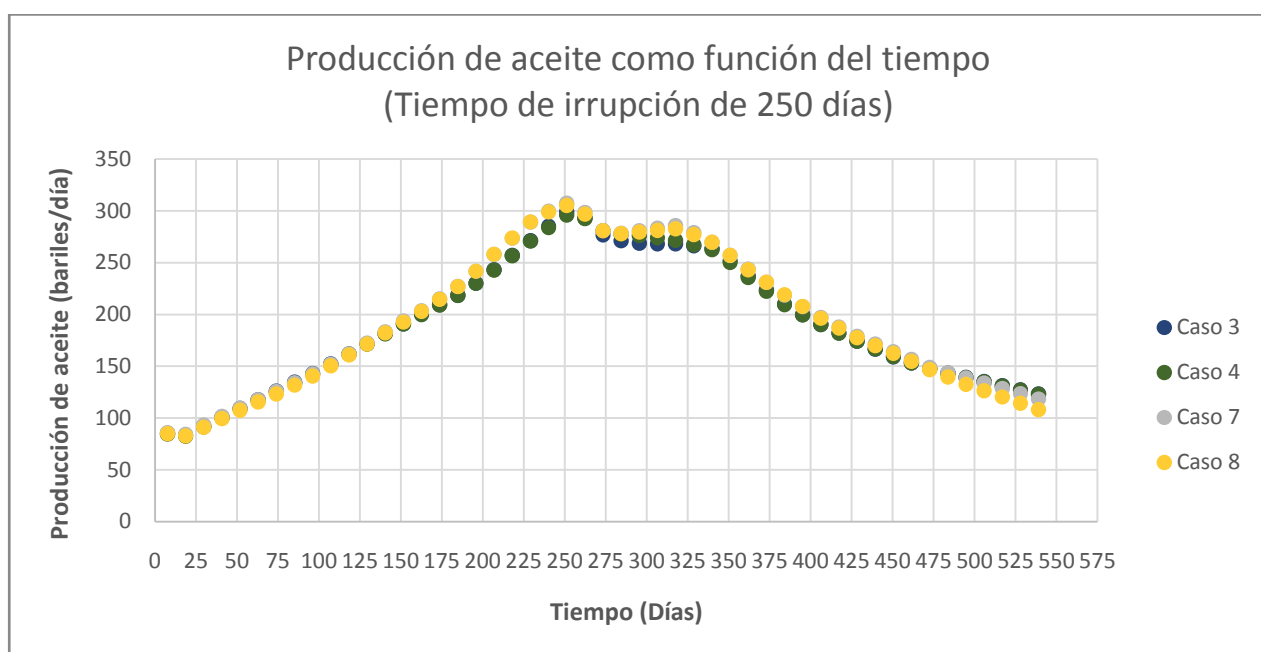


Figura 23. Producción de aceite como función del tiempo (tiempo de irrupción aproximado 250 días)

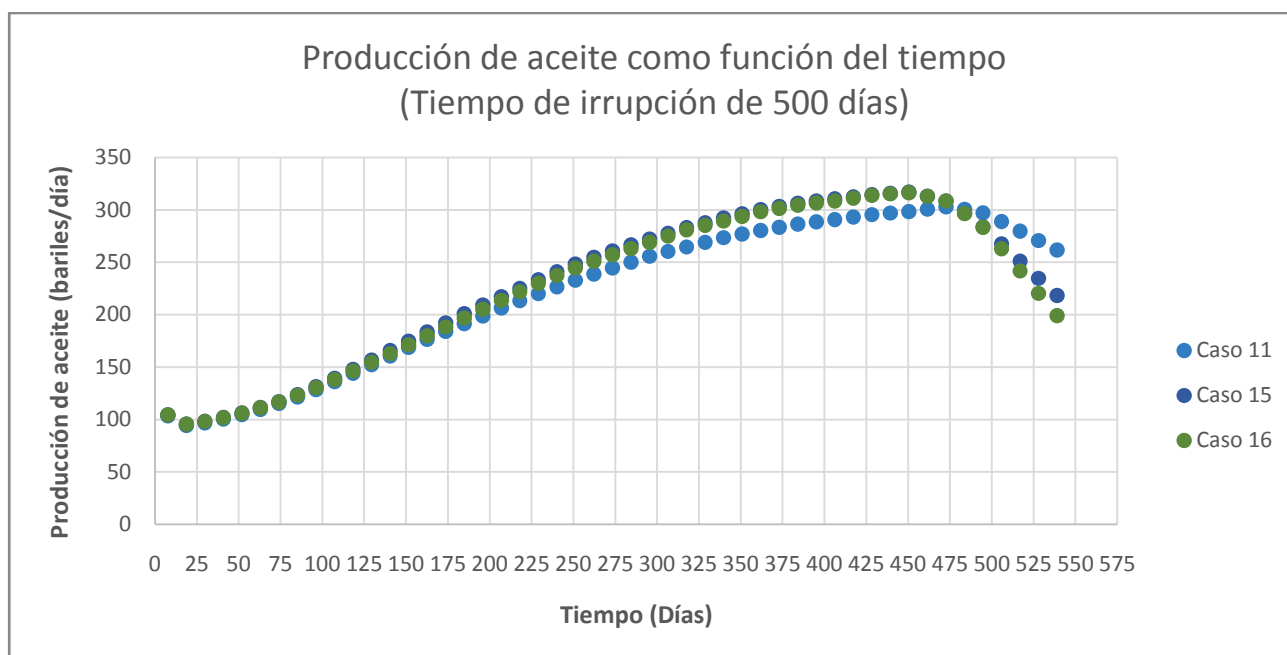


Figura 24. Producción de aceite como función del tiempo (tiempo de irrupción aproximado 500 días)

Discusión de resultados

Los resultados del corte de agua como función del tiempo (*Figuras 16, 17 y 18*) para cada uno de los casos evidencian tendencias entre 6 tiempos aproximados de irrupción de 25, 75, 100, 150, 250 y 500 días. La *Tabla 7* relaciona cada tiempo de irrupción con las propiedades más representativas en las que coincidieron los casos, las cuales influyen sobre la ocurrencia de este fenómeno. En esta distribución de propiedades, para cada tiempo de ruptura, cabe resaltar que en aquellos casos con valores altos de permeabilidad, bajos valores de saturación de aceite y espesor se obtienen los tiempos más cortos de irrupción.

Tabla 7. Parámetros de yacimiento para cada tiempo de irrupción y casos que presentan estas condiciones

Tiempo aproximado de irrupción (Días)	Propiedades	Casos
25	↑K, ↓So, ↓h	17, 18, 21 y 22
75	↑K, So, h	19, 20, 23, 24, 26, 29 y 30
100	↑K, ↑So, h	25 y 31
150	K, So, h	1, 2, 27 y 28
250	↓K, ↓So, ↑h	3, 4, 7 y 8
500	↓K, ↑So, ↑h	11, 15 y 16

Dónde: ↑ indica valores altos dentro de los rangos de variación; ↓ indica valores bajos dentro de los rangos de variación. Propiedad de una fila sin símbolo de tendencia (↑ o ↓) indica que existen tanto valores altos como bajos de ésta dentro de los casos que tienden al mismo tiempo de irrupción.

A medida que se varía la tendencia de estos parámetros se aumenta el tiempo de irrupción, hasta los casos en que ocurría a los 500 días, donde se presentaba lo inverso en cuanto a combinación de parámetros, resumidos principalmente en bajos valores de permeabilidad y altos valores de saturación de aceite.

El efecto de la permeabilidad es inversamente proporcional al tiempo de irrupción, donde valores altos de este parámetro producen una ruptura más temprana y los valores bajos dificultan el flujo del vapor a través de la formación, incrementando así el tiempo en que se da la irrupción.

Los altos valores de saturación de aceite afectan de manera directa el tiempo de irrupción, pues al existir mayor cantidad de fluido para calentar, y como consecuencia de su viscosidad, se disminuye la movilidad efectiva del vapor, lo que ocasiona mayor dificultad en su paso a través de la formación y da como resultado tiempos tardíos de irrupción. De acuerdo con la *Tabla 7*, cuando los espesores son de gran magnitud (dentro del rango de aplicación) se afecta directamente el tiempo en que ocurrirá la ruptura del vapor.

Cabe resaltar que los resultados descriptos corresponden al caso de aplicación particular, donde, como se describió en la sección de análisis de sensibilidad, existen parámetros no modificables, debido a que son propios del yacimiento, como la viscosidad, la presión y propiedades térmicas de la roca. Otra variable de control es el espaciado del patrón. La variación de estos parámetros representaría otro caso diferente de aplicación.

Finalmente, en las *Figuras 19, 20, 21, 22, 23 y 24* se muestra la variación en el comportamiento de la producción de aceite para tiempos que se aproximan al de irrupción, comprobando que este instante afecta representativamente el proceso. En la cercanía del tiempo de ruptura los resultados de la producción de aceite alcanzan tanto la tasa máxima de producción como su posterior decaimiento.

CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad, la permeabilidad de la formación se constituye en el parámetro que puede variar más representativo en la determinación del tiempo de ruptura para el caso de aplicación presentado.

Los resultados obtenidos soportan la teoría, donde altas permeabilidades facilitan el flujo del vapor a través de la formación, las bajas saturaciones de aceite disminuyen la cantidad de fluido por calentar mejorando la movilidad del vapor y finalmente arenas de bajo espesor (dentro del rango de aplicación) permiten un desplazamiento uniforme del vapor a través de la formación, proporcionando una mejora en su desplazamiento en el medio poroso.

El comportamiento de la producción de aceite durante un proceso de inyección continua de vapor mantiene una estrecha relación con el tiempo de ruptura (irrupción). Se evidencia, de acuerdo con el estudio presentado, que este evento cambia radicalmente la tendencia de los resultados de producción relacionados con la tasa máxima de producción y el posterior decaimiento de ésta.

BIBLIOGRAFÍA

Alvarado, D., Banzer, C., “Recuperación térmica del petróleo”. Venezuela, Caracas. 2002.

Ayala, A. y Monsalve, L., “Evaluación técnica de un proceso de inyección continua de CO₂ miscible mediante simulación numérica”. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, 2014. 1-130 p.

Blevins, T., Billingsley, R., *The Ten-Pattern Steamflood, Kern River Field*, California, American Institute of Mining, 1975.

Gómez, L., “Recuperación mejorada de hidrocarburos, inyección cíclica y continua de vapor”. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 1989.

Farouq, A., “Practical Heavy Oil Recovery”. Chapter 7. Steamflooding. 2006.

Jones, J., “Steam Drive Model for Hand-Held Programmable Calculators”. Journal of Petroleum Technology 33. 1583-1598. 1981.

Keliu Wu, Xianfang Li, Yujia Zhai, “The Model for Predicting Steam Breakthrough Timing during Steam Drive Development of Heavy Oil Reservoirs”. China University of Petroleum, Beijing, China. En SPE Heavy Oil Conference and Exhibition held in Kuwait City, Dec, 2011.

Mercado, D., “Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado”. Universidad Industrial de Santander, tesis de maestría. 2008.

Montgomery, Douglas C., Diseño y análisis de experimentos. Grupo Editorial Iberoamérica. 2002.

Oliveros, L., “Evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas”, Universidad Industrial de Santander, Tesis de maestría, 2013.

Qiang Zheng, Huiqing Liu, Fang Li, Jie Zhang, Changjiu Wang, “Quantitative Identification of Steam Breakthrough Channel after Steam Flooding in Heavy Oil Reservoirs”. China University of Petroleum, Beijing, China. En SPE Heavy Oil Conference Canada, Alberta, Canada, Jun, 2012.

Thermal Simulation Model Tutorial Using STARS. Computer Modeling Group (CMG). 2014.

Survey: Miscible CO₂ now eclipses steam in US EOR production, 2014, Oil & Gas Journal.

Taber, J.J., Martin, F.D., Seright, R.S., “EOR Screening criteria revisited- part 2: applications and impact of oil prices”. SPE Paper 39234-PA, 1997.

Williams, L., Williams, S., y Mridul, K., Effects Of Discontinuous Shales On Multi-zone Steamflood Performance In The Kern River Field, SPE, New Orleans, Louisiana, 1998.

CV AUTORES

Luis Carlos Monsalve Parra
Ingeniero de Petróleos – Universidad Industrial de Santander (UIS), Colombia
Estudiante de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos - UIS

Cargo actual:
Profesional Grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM) - UIS
Líder línea de Inyección de Vapor – GRM

Samuel Fernando Muñoz Navarro
Magíster en Ingeniería de Petróleos - Colorado School of Mines (USA)
Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos – Universidad Industrial de Santander (UIS), Colombia
Ingeniero de Petróleos – UIS

Trayectoria:
Jefe de Producción y Yacimientos, Campo Andalucía Sur - Petrocol
Ingeniero de Perforación de Pozos - Texaco
Asesor técnico ingeniería de Yacimientos - Petrocol

Cargo actual:
Profesor titular laureado - UIS
Director Grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM) - UIS
Coordinador Programa de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos – UIS

Andrés Felipe Ortiz Meneses
Ingeniero de Petróleos – Universidad Industrial de Santander (UIS) – Colombia
Estudiante de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos - UIS

Trayectoria:
Ingeniero en Simulación de Yacimientos – Petrosoft (México)

Cargo actual:
Profesional Grupo de Investigación Modelamiento de Procesos hidrocarburos – UIS
Profesor cátedra - UIS
Profesional proyecto de Tomografía - UIS