

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA ALTERNADA CON VAPOR (WASP) EN
YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO CON MOVILIDAD**

**ALBERTO MARIO PÉREZ VENERA
MARIA CAMILA ARIZA TARAZONA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA ALTERNADA CON VAPOR (WASP) EN
YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO CON MOVILIDAD**

**ALBERTO MARIO PÉREZ VENERA
MARIA CAMILA ARIZA TARAZONA**

**Trabajo de grado para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
Ingeniero de Petróleos, M.Sc**

Codirector

**ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ CASTELBLANCO
Ingeniera de Petróleos, M. Sc**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

AGRADECIMIENTOS

A la distinguida Universidad Industrial de Santander y su Escuela de Ingeniería de Petróleos. A los profesores que la integran, por todas las enseñanzas y conocimientos compartidos a lo largo de estos años.

A nuestro director, profesor Samuel Fernando Muñoz, por la confianza depositada en nosotros y su gran colaboración durante el desarrollo de nuestro proyecto.

A nuestra codirectora, profesora Xiomara Rodriguez, por su paciencia, dedicación y motivación.

A Occidental de Colombia, LLC; especialmente a los ingenieros Aldo Andrés Caliz, Johys Buitrago y Rafael Rolón por brindarnos las herramientas necesarias para el desarrollo de nuestro proyecto.

Al Grupo de Investigación Recobro Mejorado, que mas que un grupo es una familia; por darnos la oportunidad de formarnos como investigadores y aportar a nuestro crecimiento profesional. En especial al ingeniero Fernando, por su paciencia y acompañamiento durante nuestros inicios. A los ingenieros Luis Carlos y Jorge, por su colaboración y asesoría. A todos, mil gracias.

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso.

A mis padres, a quienes debo todo lo que soy; por su amor, paciencia y entrega.

A toda mi familia, en especial a mi abuela, por su apoyo incondicional.

Esto es por ustedes,

A mis amigos que hicieron esto posible.

Alberto

DEDICATORIA

*A Dios, por darme la vida y la fuerza para afrontar cada nuevo reto.
A mi madre, por su infinito amor, y el gran esfuerzo que ha hecho para que yo
pueda lograr todas mis metas. Todo lo que soy es gracias a ti.
A mi padre, por su gran apoyo y útiles consejos. Gracias por acompañarme en
cada paso que doy y creer que puedo lograr todo lo que me proponga.
A mis hermanos, por sacarme tantas sonrisas, por su inmenso cariño y por estar
siempre que los necesité.
A mis amigos, por los buenos momentos vividos y tantas risas.*

Maria Camila

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN.....	14
1. INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y VAPOR (WASP).....	19
1.1. EFECTO DEL VAPOR Y DEL AGUA EN EL PROCESO WASP	21
1.2. VENTAJAS Y LIMITACIONES.....	22
1.3. PARÁMETROS INFLUYENTES EN LA TÉCNICA WASP	23
1.3.1. Parámetros de yacimiento.....	23
1.3.2. Parámetros operacionales	30
1.4. APLICACIONES EXITOSAS DE LA TÉCNICA WASP.....	34
1.4.1. Campo Coalinga (Estados Unidos).....	35
1.4.2. Campo Cymric (Estados Unidos)	36
1.4.3. North Palo Seco – Apex Quarry – Central Los Bajos Bennett Village (Trinidad Y Tobago)	37
2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN DE UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO MOVIL	40
2.1. DIMENSIONES DEL ENMALLADO DEL MODELO BASE	41
2.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO	41

2.2.1.	Propiedades de la matriz rocosa	42
2.2.2.	Propiedades de los fluidos	44
2.2.3.	Curvas de permeabilidad relativa	45
2.2.4.	Configuración de pozos.....	46
2.3.	SIMULACIÓN DE PRODUCCION EN FRIO E INYECCION DE VAPOR	47
2.3.1.	Producción en frío	47
2.1.1.	Estimulación térmica	48
2.1.2.	Inyección continua de vapor.....	51
2.1.3.	Inyección selectiva de vapor	55
3.	SIMULACIÓN DE INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA CON VAPOR ..	58
3.1.	SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS OPERACIONALES	58
3.2.	OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES.....	69
4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	77
4.1.	ESCENARIOS A EVALUAR	78
4.2.	INVERSIÓN INICIAL.....	78
4.3.	INGRESOS	79
4.4.	EGRESOS	80
4.5.	FLUJO DE CAJA	81
4.6.	RESULTADOS DE LA EVALUACION	82

5. CONCLUSIONES	86
6. RECOMENDACIONES	87
BIBLIOGRAFÍA	88
ANEXOS	93

LISTA DE FIGURAS

Pág

Figura 1. Esquema inyección continua de vapor (con ruptura) vs. WASP (ruptura retardada).....	20
Figura 2. Enmallado del modelo conceptual de simulación.	42
Figura 3. Curvas de permeabilidad relativa al aceite y al agua	45
Figura 4. Tasa de producción de aceite para diferentes valores de BHP.....	48
Figura 5. Factor de recobro durante la estimulación térmica.....	50
Figura 6. Relación vapor aceite (SOR) durante la estimulación térmica.	51
Figura 7. Tasa de producción de aceite a diferentes a caudales de inyección.....	52
Figura 8. Factor de Recobro de aceite a diferentes a caudales de inyección.	53
Figura 9. Producción acumulada de aceite a diferentes tasas de inyección.	55
Figura 10. Saturación de vapor antes (izq.) y después (der.) de la inyección selectiva de vapor.	57
Figura 11. Factor de recobro obtenido durante la inyección selectiva de vapor....	57
Figura 12. Comparación factor de recobro para inyección continua de vapor y caso base WASP.....	59
Figura 13. Factor de recobro para distintos años de comienzo de WASP.	60
Figura 14. SOR para distintos años de comienzo de WASP.....	61
Figura 15. Factor de recobro para distintos tiempos de inyección de vapor y agua.	62
Figura 16. SOR para distintos tiempos de inyección de vapor y agua.	62
Figura 17. Sensibilidad del factor de recobro.....	64
Figura 18. Sensibilidad de la producción acumulada de aceite.....	65
Figura 19. Sensibilidad de la relación vapor-aceite (SOR) acumulado.....	66
Figura 20. Sensibilidad del corte de agua.....	66
Figura 21. Factor de recobro para diferentes escenarios de simulación.	67

Figura 22. Producción acumulada de aceite para diferentes escenarios de simulación.	68
Figura 23. Relación vapor-aceite (SOR) para diferentes escenarios de simulación.	68
Figura 24. Factor de recobro optimización WASP.	72
Figura 25. Relación vapor-aceite SOR optimización WASP.	73
Figura 26. Saturación de gas para la inyección continua de vapor y WASP.	74
Figura 27. Saturación de agua para la inyección continua de vapor y WASP.	74
Figura 28. Saturación de aceite para la inyección continua de vapor y WASP.	75
Figura 29. Saturación de aceite para la inyección continua de vapor y WASP.	76
Figura 30. Comparación del perfil de temperatura en inyección continua de vapor y WASP.	76
Figura 31. Flujo de los recursos económicos a través del sistema.	77
Figura 32. Flujo de caja de la técnica WASP y de la inyección continua.	82
Figura 33. Representación gráfica de la tasa interna de retorno.	84

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Rangos de aplicación de propiedades de yacimiento de campos sometidos a WASP	39
Tabla 2. Dimensiones del enmallado.....	41
Tabla 3. Propiedades del modelo heterogéneo.....	43
Tabla 4. Condiciones iniciales del yacimiento.....	43
Tabla 5. Propiedades térmicas de la roca y de los fluidos.....	43
Tabla 6. Propiedades de los fluidos	44
Tabla 7. Parámetros de optimización para estimulación cíclica de vapor	49
Tabla 8. Mejores 5 casos obtenidos para la estimulación térmica.....	50
Tabla 9. Factor de Recobro de aceite a diferentes calidades del vapor.....	53
Tabla 10. Capacidad de flujo de cada arena para el modelo heterogéneo.....	56
Tabla 11. Parámetros para el nuevo caso base.....	60
Tabla 12. Sensibilidad a la duración de los ciclos de inyección de vapor y agua..	61
Tabla 13. Valores base y rangos de variación para el análisis de sensibilidad de la técnica WASP.....	63
Tabla 14. Descripción de variables involucradas en el cálculo del VPN.....	70
Tabla 15. Parámetros de optimización para WASP.....	70
Tabla 16. Mejores 5 casos obtenidos para WASP.....	71
Tabla 17. Precio del barril de petróleo en cada uno de los escenarios.....	78
Tabla 18. Costos de pozo.....	79
Tabla 19. Inversión neta.....	79
Tabla 20. Ingresos del proyecto.....	80
Tabla 21. Costos operativos e impuestos del proyecto.....	80
Tabla 22. Egresos del proyecto.....	81
Tabla 23. Criterios de decisión para la evaluación de factibilidad.....	83

LISTA DE ANEXOS

Pág

Anexo A: Modelo de fluidos del aceite pesado móvil	93
--	----

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA ALTERNADA CON VAPOR (WASP) EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO CON MOVILIDAD.

AUTORES: MARIA CAMILA ARIZA TARAZONA, ALBERTO MARIO PÉREZ VENERA.

PALABRAS CLAVES: crudo pesado, inyección continua de vapor, simulación numérica, agua alternada con vapor, evaluación económica, optimización, análisis de sensibilidad.

El objetivo principal de este trabajo es evaluar tanto técnica como económicamente la implementación de un proceso de inyección de agua alternada con vapor (WASP) en yacimientos de crudo pesado con movilidad mediante simulación numérica. En primer lugar, se presenta una revisión bibliográfica de la técnica haciendo énfasis en los parámetros más influyentes y en las aplicaciones de campo hasta la fecha.

Posteriormente, se describe el modelo conceptual de simulación, iniciando por las dimensiones del enmallado, las propiedades petrofísicas del yacimiento, propiedades PVT, etc. Una vez construido el modelo, se prosigue a simular la producción en frío, seguida de una estimulación térmica, en la cual se optimizan la tasa de inyección de vapor, el tiempo de inyección, de remojo y de producción, y finalmente la inyección continua, donde la calidad, tasa y presión de inyección de vapor son sensibilizadas, antes de implementar la técnica WASP.

Para establecer el caso base WASP, fueron sensibilizados diferentes parámetros entre ellos la fecha de inicio y la relación, en tiempo y volumen, del vapor y el agua inyectada, se realiza un análisis de sensibilidad determinar la influencia de los variables operacionales empleadas, y finalmente se lleva a cabo una optimización de estos parámetros para obtener una aplicación viable.

Una vez obtenido el caso óptimo de la técnica, se procede a realizar una evaluación económica en la que se compara la técnica con la inyección continua de vapor, y se obtiene un comportamiento favorable derivado de la disminución en los requerimientos energéticos, lo cual se refleja en el Valor Presente Neto (VPN) calculado.

· Trabajo de Grado

· Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, M. Sc. Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL-ECONOMIC ASSESSMENT OF THE IMPLEMENTATION OF A WATER-ALTERNATING-STEAM PROCESS (WASP) IN A MOBILE HEAVY OIL RESERVOIRS.

AUTHORS: MARIA CAMILA ARIZA TARAZONA, ALBERTO MARIO PÉREZ VENERA.

KEYWORDS: heavy oil, steamflooding, numerical simulation, water-alternating-steam, economic assessment, optimization, sensibility analysis.

The main propose of this work is to assess technically and economically the implementation of a water-alternating-steam process (WASP) in a mobile heavy oil reservoirs through numerical simulation. First, a literature review is presented focusing on the most influential parameters and field applications to date.

Subsequently, the conceptual simulation model is described, starting with the grid size, the petrophysical properties of the reservoir, PVT properties, etc. Once built the model, it continues to simulate the cold production, followed by a thermal stimulation, in which the steam injection rate, injection time, soaking and production are optimized and finally steam injection, where quality, rate and injection pressure of steam are sensitized before implementing the WASP technique.

To set WASP base case, it was sensitized different parameters including start date and the ratio in time and volume of injected steam and water, a sensitivity analysis to determine the influence of operational variables used is performed, and finally it performed an optimization of these parameters for a viable application.

After obtaining the optimal case of the technique, we proceed to make an economic assessment in which the technique is compared with the steamflooding, and a favorable behavior derived from the decrease in energy requirements was obtained, which is reflected in Net Present Value (NPV).

· Undergraduate Research Project.

· Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School, M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, M. Sc. Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco.

INTRODUCCIÓN

Los crudos pesados comprenden el 50% de los recursos de petróleo conocidos pero representa solo uno de diez barriles producidos¹, dado que requieren mayores inversiones y tecnología frente a los crudos convencionales. Es así como la creciente demanda energética y la volatilidad de los precios del petróleo, sumado al agotamiento de las reservas convencionales, ha enfocado la atención en técnicas más económicas para la recuperación de este tipo de hidrocarburos.

La inyección continua de vapor es un método de recobro térmico que ha sido ampliamente utilizado durante más de 50 años en la recuperación de hidrocarburos pesados. Esta técnica consiste en generar vapor en superficie para ser inyectado en el yacimiento a través de pozos inyectores; cuando el vapor entra en contacto con el petróleo, este le transfiere energía térmica reduciendo su viscosidad. El calor, además, destila los componentes livianos del crudo, los cuales se condensan y forman un banco de petróleo menos viscoso que efectivamente fluye con mayor facilidad hacia los pozos productores.

A pesar del éxito como proceso para la recuperación crudos pesados, existen algunos problemas asociados que limitan la aplicabilidad de la inyección de vapor, como lo son el efecto de override y la canalización del vapor. El primero se presenta debido a la diferencia de densidades entre el vapor inyectado y los fluidos del yacimiento, afectando la formación vertical del frente de inyección y conduciendo a una ruptura prematura del vapor en los pozos productores. La canalización del vapor es influenciado por la presencia de canales de alta permeabilidad en el yacimiento (formaciones heterogéneas), que se constituyen

¹CHEVRON. Heavy Oil: Unlocking the Potencial. 7/10 ed. San Ramon, CA: Global Upstream and Gas, 2010. 1 p.

en vías preferenciales de flujo, donde el vapor se propaga sin afectar gran parte del crudo in situ. Estos eventos indeseables reducen la recuperación final de crudo, ya que limitan tanto técnica como económicamente el proyecto, y adicionalmente ocasionan problemas operacionales como la producción de arena, esfuerzos en las tuberías de fondo, y la producción de fluidos de alta temperatura en los pozos productores.

El proceso de inyección de agua alternada con vapor, WASP, por sus siglas en inglés, es una técnica concebida para contrarrestar los problemas asociados a la inyección de vapor. Consiste en la inyección de baches alternados de vapor y agua por más de un ciclo con el propósito de mejorar el frente de inyección, ya que, debido a su naturaleza, los fluidos inyectados recorren distintas zonas del yacimiento que no han sido contactadas y que presentan cantidades considerables de hidrocarburos.

En este orden de ideas, este trabajo pretende realizar una evaluación del proceso WASP, para definir la viabilidad técnica y económica de su aplicación en un yacimiento de crudo pesado con movilidad buscando contrarrestar los problemas asociados al vapor y reduciendo los costos del proyecto.

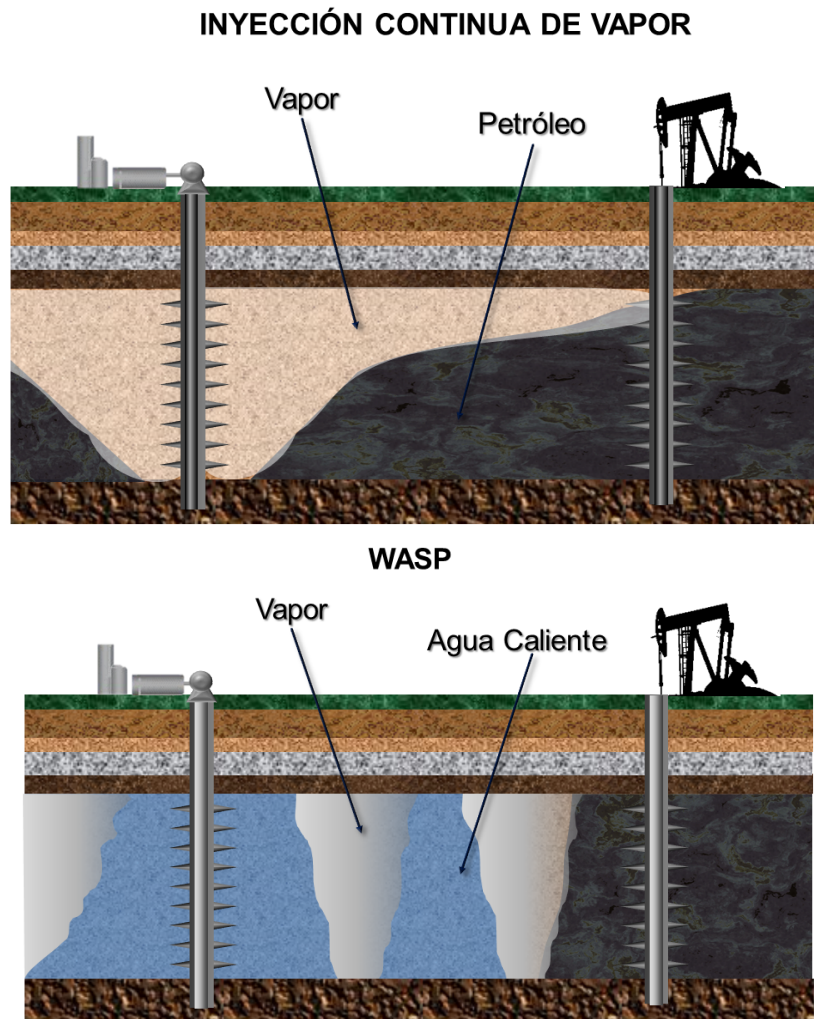
1. INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y VAPOR (WASP)

La inyección de agua alternada con vapor (WASP, por sus siglas en inglés) Es una técnica que busca mitigar el efecto de *override* y canalización de vapor presentes en campos de crudo pesado a los cuales se les ha implementado la inyección continua de vapor. Se trata de un proceso análogo a la inyección alternada de agua y gas (WAG), en el cual dos fluidos con una amplia diferencia de densidades son inyectados alternadamente por más de un ciclo. La principal diferencia entre el WASP y WAG es que la fase gaseosa de la primera es condensable a una temperatura mucho mayor que la fase líquida.

La Figura 1 ilustra esquemáticamente el *override* gravitacional del vapor en la inyección continua de vapor en contraste con la técnica WASP, en donde el vapor tiende a fluir por el tope de la formación dado a su menor densidad respecto a los fluidos de yacimiento, ocasionando la irrupción prematura en los pozos productores y pérdidas energéticas hacia los estratos superiores. La ruptura también puede ser favorecida por la presencia de zonas de alta permeabilidad en el yacimiento por donde el vapor se propagaría rápidamente hacia los productores sin contactar gran parte del crudo remanente. Estos fenómenos generalmente se manifiestan con una disminución en la producción y un incremento en la relación vapor aceite (RVA). El alto RVA indica que una gran cantidad del calor no está siendo retenida lo suficiente en la formación y sus fluidos, y que parte de este fluye a través del yacimiento sin contribuir en la recuperación del crudo. Por su parte, en la técnica WASP aprovecha completamente la energía calórica del agua caliente y el vapor inyectado para optimizar la operación del proyecto. Los fluidos inyectados viajan a lo largo del yacimiento por diferentes zonas y se incrementa

considerablemente la eficiente de barrido vertical. Finalmente, el aceite remanente localizado en el fondo de la formación que no fue barrido durante la inyección de vapor es desplazado reduciendo al saturación de aceite irreducible y mejorando la recuperación de crudo pesado².

Figura 1. Esquema inyección continua de vapor (con ruptura) vs. WASP (ruptura retardada).



Fuente: Modificado de HONG, K. C., et al. Water-alternating-steam process improves project economics at West Coalinga field. *SPE reservoir engineering*, 1992, vol. 7, no 04, p. 407-413.

² DONG, Xiaohu, et al. Flexibility Research of Hot-Water Flooding followed Steam Injection in Heavy Oil Reservoirs. En *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers, 2011.

1.1. EFECTO DEL VAPOR Y DEL AGUA EN EL PROCESO WASP

La inyección de agua y la inyección de vapor son métodos individuales bien establecidos para mejorar la recuperación de crudo. Sin embargo, en yacimientos que han sido sometidos a inyección de vapor, es posible recuperar parte significativa del petróleo remanente mediante la inyección de agua, dado que a diferencia del vapor, el agua tiende a fluir por la parte inferior de la formación, barriendo zonas que no han sido contactadas.

La inyección de agua alternada con vapor (WASP) combina entonces las ventajas que ofrece cada técnica, es decir, una mejor eficiencia microscópica (de desplazamiento) que ofrece el vapor, con una mejor eficiencia macroscópica (volumétrica) dado por el agua.

Efecto del vapor

Al igual que en la inyección continua, durante un proceso WASP, el vapor tiende a ocupar los espacios estructuralmente más altos del yacimiento debido a la diferencia de densidad con los fluidos originales, logrando la segregación gravitacional del aceite que se encuentra en el tope de la formación. Este desplazamiento es producto de los mecanismos que tienen lugar por la transferencia de calor al crudo entre los que se encuentra la reducción de viscosidad del crudo, mecanismo dominante en crudos de alta viscosidad; la destilación de las fracciones liviana del crudo, la reducción de las fuerzas interfaciales y el cambio de la permeabilidad al agua y al aceite. Sin embargo, características del yacimiento como la heterogeneidad, el buzamiento y el espesor, pueden acrecentar los efectos negativos del override y la canalización del vapor generando problemas operacionales en los pozos productores y afectando la viabilidad económica del proyecto.

Efecto del agua caliente

El agua inyectada se encarga de desplazar inmisciblemente el aceite remanente de la inyección del vapor, al tiempo que mejora sus condiciones de movilidad por acción del calor que entrega a expensas de su calor sensible, dando lugar a los diferentes mecanismos de producción que permite una mayor recuperación de crudo. Entre estos se encuentran la movilidad mejorada del aceite resultante de la reducción en la viscosidad a causa del incremento de la temperatura, así como la reducción de la saturación de aceite residual, la expansión térmica del aceite y la presencia de fuerzas viscosas que mueven el crudo después del frente de desplazamiento inicial.

1.2. VENTAJAS Y LIMITACIONES

Los mecanismos de desplazamiento del agua caliente junto a la acción del vapor permiten a la técnica:

- ✓ Mejorar del perfil de inyección reduciendo el *override* del vapor;
- ✓ Incrementar las ganancias netas (producción total menos gastos asociados a la generación de vapor) como resultado del ahorro de combustible para generadores durante los ciclos de inyección de agua, pero se debe tener en cuenta los gastos para calentar el agua hasta la temperatura deseada en el proyecto;
- ✓ Mejorar la eficiencia térmica del proceso, debido al mayor aprovechamiento del calor inyectado y a la reducción de los requerimientos energéticos;
- ✓ Prolongar la vida económica del proyecto;

Algunas de las limitantes de la técnica WASP son:

- × El factor de recobro no es incrementado considerablemente;

- × Existe transferencia de calor entre el vapor y el agua inyectada según el tamaño y duración de los baches, lo cual puede afectar la eficiencia térmica del proceso.

1.3. PARÁMETROS INFLUYENTES EN LA TÉCNICA WASP

Para desarrollar un proyecto de inyección de agua alternada con vapor, es necesario tener en cuenta las propiedades del sistema roca-fluido con el fin de establecer si el yacimiento bajo estudio es o no un buen candidato. De igual manera, es importante considerar los parámetros operacionales involucrados en este proceso, tales como la presión y tasa de inyección de vapor y agua, frecuencia de los ciclos, tamaño de los baches, entre otros, ya que estos ayudarán a evaluar técnicamente el proceso y determinarán la economía del mismo.

La evaluación del efecto de cada uno de estos parámetros sobre la técnica WASP se realizó con respecto a la relación aceite incremental – agua/vapor inyectado, el cual indica los barriles de vapor o agua caliente expresados en barriles equivalentes de agua fría (CWE) que se deben inyectar para recuperar un barril de crudo en superficie. El estudio de este variable estudio, es también de gran importancia, al momento de analizar la viabilidad económica del proyecto.

1.3.1. Parámetros de Yacimiento. A continuación se explicarán los parámetros de yacimiento que se deben tener en cuenta a la hora de aplicar la técnica WASP.

Tipo de roca

Se prefiere el yacimiento sea una arenisca, ya que este tipo de roca presenta una mayor permeabilidad en comparación con las rocas carbonatadas como las calizas y las dolomitas, permitiendo una mayor tasa de inyección de vapor y agua. Adicionalmente, las areniscas poseen una menor capacidad calorífica que los otros tipos de roca, por lo cual se transfiere menor cantidad de calor a la matriz y mayor a los fluidos, en comparación con los otros tipos de roca.

Espesor

Estudios realizados por Gomaa³, demuestran la dependencia entre la segregación del vapor y el espesor de la formación, en donde concluye que espesores muy pequeños ocasionan grandes pérdidas de calor.

Por consiguiente, si el espesor de la zona productora es muy delgado (menor a 20 pies), se genera considerables pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes y por otra parte, si el espesor de la formación de interés es muy grueso (mayor a 30 pies), el efecto gravitacional de override será más que notorio.

Profundidad

Los yacimientos de crudo pesado a profundidades someras son buenos candidatos para procesos térmicos como la técnica WASP, ya que al ser menor el recorrido de los fluidos calientes inyectados hacia la formación de interés, menores serán las pérdidas energéticas.

³GOMAA, E. E. *Simplified method for predicting oil recovery by steamflood*. American Inst. of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, New York, 1976.

Si el yacimiento tiene una profundidad mayor a 3000 pies se necesitan técnicas especiales de aislamiento de pozo, para lograr que la calidad del vapor y la temperatura del agua, se mantengan en un rango aceptable, lo que eleva los costos del proyecto⁴.

Presión

La presión del yacimiento juega un papel muy importante en un proceso de recobro, debido a que junto con la presión de fractura, determinan los rangos de la presión de inyección del vapor y del agua. A medida que aumenta presión de yacimiento, se incrementa la presión de operación y la energía requerida para evaporar el agua.

De igual manera, es importante mantener la controlar y monitorear las condiciones de saturación del agua inyectada para evitar fenómenos de condensación que disminuyan la eficiencia del proceso que afectarían la producción de crudo.

Porosidad

Para que un yacimiento sea considerado como un candidato a la técnica WASP, debe tener un mínimo de porosidad del 20%; ya que si la porosidad es muy baja el volumen de aceite contenido en el espacio poroso disponible es también pequeño⁵. Además, el calor inyectado se utilizaría para calentar la matriz de la roca en lugar de los fluidos presentes en el espacio poroso.

⁴ MCKETTA JR, John J. Encyclopedia of Chemical Processing and Design: Volume 1-Abrasives to Acrylonitrile. CRC press, 1976. 136 p.

⁵ CHU, Chieh. State-of-the-art review of steam flood field projects. Getty Oil Company, 1983.

Saturación de aceite

Para que un proyecto de inyección de agua alternada con vapor sea viable, el producto de la porosidad por la saturación de aceite debe ser mayor de 0.13 o 1000 bbl/acre-pie⁶. Esto implica que si la porosidad es del 20% la saturación de aceite debe ser del 65%; si la porosidad es del 30%, la saturación de aceite debe ser de 43%. Estas combinaciones implican que existe petróleo suficiente para que se justifique la implementación de la técnica.

Viscosidad

Siempre ha existido cierta preocupación sobre la aplicabilidad de la técnica para crudos muy viscosos, y la importancia de este parámetro en la eficiencia del proceso. En un estudio realizado para el campo Kern River⁷, se encontró que el proceso era viable para un pequeño rango de viscosidades. Se llegó a esta conclusión debido a que en un rango de 1000 a 10000 cP para un espesor de 50 pies la reducción del factor de recobro fue de 75% al 35%, ya que a valores altos se dificulta la inyección del vapor, del agua y se afecta el desempeño del proceso en general. Esto es una indicación de la influencia de la viscosidad, y por ende de la relación de movilidades, en el recobro de aceite.

De acuerdo con lo anterior, el requerimiento de viscosidad para aplicación de la técnica es de valores inferiores a 1500 cP. En caso del que el yacimiento no presente dicha viscosidad se puede realizar un calentamiento previo de la formación implementando una estimulación con vapor, pero se debe tener en cuenta que esto no logrará que todo el aceite de la formación llegue a la viscosidad deseada.

⁶ Ibid.

⁷ RESTINE, J. L., et al. On the Effect of Viscosity and Sand Thickness on Kern River Field, Single-Zone, Steamflood Performance. En *SPE International Thermal Operations Symposium*. Society of Petroleum Engineers, 1991.

Tipo de crudo

Como ya se ha mencionado antes, la técnica de inyección continua de vapor y por lo tanto también WASP, fueron concebidas para ser aplicadas a crudos pesados y extrapesados. No obstante, se ha demostrado que la estos procesos también pueden tener éxito en crudos livianos.

Permeabilidad

La permeabilidad debe ser suficientemente alta para permitir la rápida inyección del vapor y el agua y una alta tasa de flujo de crudo hacia el pozo productor. Las formaciones con permeabilidades mayores a 100 mD son aceptables, aunque valores mayores a 300 mD son los deseables.

Buzamiento

EL buzamiento es un parámetro de gran relevancia, ya que influye en la localización de los pozos y puede afectar positiva o negativamente la producción de aceite. Estudios han demostrado que para yacimientos con buzamiento, una alta viscosidad del crudo puede tener efectos perjudiciales para la producción de aceite, y por ellos se prefiere una configuración de empuje lineal con filas de inyectores y productores a lo largo de la dirección del buzamiento con los inyectores ubicados buzamiento abajo, ya que este tipo de configuración utiliza mejor el efecto de override, en especial para yacimientos con fluidos muy viscosos⁸.

⁸ KUMAR, Mridul, et al. Optimizing Steamflood Performance in Dipping Reservoirs. En *SPE Western Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers, 1992.

Presencia de una capa de gas

Se considera que una capa de gas no es conveniente para este proceso, porque actúa como una zona ladrona, robándole energía al frente de vapor evitando que este se forme completamente.

Presencia de un acuífero

Es indeseable, en especial en crudos muy viscosos, donde la energía del vapor sería tomada preferencialmente por el acuífero y no tendría efecto de reducción de viscosidad del aceite. La adversidad de este efecto dependerá del espesor de la capa de agua. Una capa inferior de agua, de pequeño espesor, actuaría como ladrona de calor; por otro lado, una arena delgada podría ser ventajosamente empleada para calentar la arena superior. La inyección continua de vapor en el Campo Slocum estudiada por Hall y Bowman⁹ es un caso ejemplo: La arena con aceite ($S_o=65\%$) estaba sobre una arena con agua ($S_o=3\%$). Tanto los pozos productores como inyectoros fueron completados unos pies dentro de la arena con agua, y se encontró que inicialmente el vapor fluía a través de la arena con agua, sin embargo, eventualmente la zona de aceite que se encontraba por encima era calentada lo suficiente, llevando a una recuperación del 36% del petróleo in situ.

Heterogeneidades

Las heterogeneidades del yacimiento causan que el vapor siga una trayectoria desconocida. Por ello, se debe tener en cuenta el efecto, que ocasionan los diversos tipos de heterogeneidad que se pueden presentar en el yacimiento.

⁹ HALL, A. L., et al. Operation and performance of the Slocum thermal recovery project. *Journal of Petroleum Technology*, 1973, vol. 25, no 04, p. 402-408.

- Intercalaciones de arcilla: La buena calidad de la formación productora, es decir, areniscas con bajo contenido de arcilla, convierte a los yacimientos en buenos candidatos para la aplicación de la técnica WASP. Esto se debe a las diferentes consecuencias generadas por la presencia de arcilla, las cuales son: (1) Incremento de las pérdidas de calor, dado que las formaciones arcillosas, al poseer una alta capacidad calorífica, se calientan y se constituyen en zonas ladronas de calor. (2) Pueden ejercer influencia en la velocidad de ascenso del vapor, lo cual afecta el tiempo de ruptura del vapor en los pozos productores.

- Arcillas como la montmorillonita, se hinchan como resultado de la absorción del agua inyectada, por lo tanto se puede generar taponamiento de las gargantas de poro afectando el desplazamiento del vapor y del agua, y como consecuencia, del aceite también.

- Poca continuidad lateral del yacimiento: La falta de continuidad lateral del yacimiento es un fenómeno que puede ser originado por variaciones direccionales de permeabilidad, por la estructura misma del yacimiento o por la presencia de barreras de no flujo como las fallas. Dicho fenómeno, si no es tenido en cuenta, puede ser el responsable de problemas de comunicación entre el pozo inyector y el pozo productor, causando resultados negativos en el desarrollo del proceso, ya que habrá una mayor dificultad para desplazar el aceite hacia los pozos productores.

- Estratos de alta permeabilidad y/o fracturas: Estas zonas se constituyen en vías preferenciales de flujo para el vapor y el agua, causando su canalización e irrupción anticipada en los pozos productores contribuyendo poco en la recuperación de crudo.

1.3.2. Parámetros Operacionales. Los parámetros operacionales son aquellas condiciones establecidas a partir de las características del yacimiento, con el fin de producir hidrocarburos a unas tasas deseables. Dentro de estos parámetros se encuentran:

- Tasas y presiones de inyección
- Calidad del vapor
- Tamaño de los baches de agua y vapor
- Relación agua/vapor inyectada
- Frecuencia de los ciclos
- Espaciamiento entre pozos.

Tasas y presiones de inyección

En yacimientos de bajo buzamiento, las altas tasas de inyección pueden ayudar a contrarrestar el efecto negativo de la segregación gravitacional sobre la eficiencia de barrido vertical. En yacimientos inclinados y/o naturalmente facturados, es recomendable inyectar a tasas bajas por las siguientes razones: (1) favorecen la segregación gravitacional e impiden la inestabilidad viscosa del frente de invasión, (2) favorecen la imbibición del agua en la matriz y su segregación gravitacional en las fracturas.

De acuerdo a experiencias de campo desarrollados alrededor del mundo, es recomendable iniciar la inyección con presiones iguales o superiores al 140% de la presión promedio del yacimiento¹⁰, con el fin de asegurar que el yacimiento reciba las cantidades de vapor y agua que se tienen proyectadas inyectar.

¹⁰ HONG, K. C., et al. Water-alternating-steam process improves project economics at West Coalinga field. *SPE reservoir engineering*, 1992, vol. 7, no 04, p. 407-413.

Calidad del vapor

Como es de esperarse, una mayor calidad del vapor resulta en una mayor eficiencia del proceso. Sin embargo, el efecto de la calidad del vapor puede ser complejo, ya que en ocasiones se puede recuperar la misma cantidad de aceite a una baja calidad que con una del 100%, pero inyectando una menor cantidad de vapor. Se cree que esto puede ocurrir por dos factores: (1) los efectos combinados del volumen y viscosidad del vapor y (2) la canalización del vapor. El vapor de alta calidad tiene un mayor volumen de vapor saturado pero una baja viscosidad en comparación a un vapor de baja calidad; en consecuencia, ocurren efectos encontrados y resultan en un rango óptimo de calidad del vapor, que puede ser mucho menor al 100%. Por otro lado, también se ha encontrado en algunos casos que el banco de aceite desplazado y la temperatura del frente de vapor alcanzan el pozo productor más uniformemente para una calidad baja. Esto se explica debido a que para calidades mayores, se alcanza una ruptura más temprana; por su parte, calidades menores darán lugar a una ruptura del agua caliente al fondo del yacimiento sin afectar en gran medida al aceite¹¹.

Tamaño de los baches de vapor y agua

El tamaño de los baches de agua y vapor determina la cantidad de fluido que va a ingresar al yacimiento en cada uno de los ciclos. Generalmente el tamaño de los baches de la fase gaseosa varía entre 1 y 20% de volumen poroso de yacimiento de acuerdo al diseño inicial del proyecto¹². Baches de mayor tamaño, representan altos cortes de agua y vapor en los pozos productores, lo cual incrementa los costos de producción de aceite.

¹¹ GOMAA, Ezzat E., et al. Correlations for predicting oil recovery by steamflood. 1980

¹² CHRISTENSEN, Jes Reimer, et al. Review of WAG field experience. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2001, vol. 4, no 02, p. 97-106

Relación agua/vapor inyectado

Otro parámetro de gran influencia sobre la técnica WASP es la relación agua/vapor inyectado, la cual puede ser analizada desde dos puntos de vista diferentes. El primero de ellos, se refiere en términos de tiempo a la relación entre la duración de un bache de agua y un bache vapor. Un ejemplo, es el campo West Coalinga (California), donde se utiliza una relación de 1, es decir, que los baches de agua y vapor tienen la misma duración. El segundo de ellos se refiere en términos de cantidad a la relación entre el volumen de agua y el volumen de vapor inyectado equivalente a volúmenes porosos de yacimiento en baches de igual duración a tasas de inyección diferentes. Se recomienda que esta relación sea mayor a 1, con el fin de contrarrestar la condensación de la zona de vapor. Sin embargo, las relaciones mayores a 2 aumentan los cortes de agua y los costos de producción de un barril de crudo.

Duración de ciclos WASP

La duración de un ciclo WASP se refiere al tiempo empleado para completar la inyección de un bache de vapor y de agua. En la inyección WASP, normalmente se manejan ciclos de un año o menos, de acuerdo al diseño del proyecto. La duración de los ciclos depende de las tasas de inyección utilizadas y puede variar dentro del mismo proyecto de acuerdo a la respuesta del yacimiento a los ciclos de inyección iniciales.

Por su parte, el número de ciclos está restringido por la cantidad de volúmenes porosos que pueden ser inyectados al yacimiento antes de alcanzar el límite económico, es decir, al momento en que el valor neto del aceite desplazado sea igual al costo del calor inyectado.

Espaciamiento entre pozos

Dado que un proceso de inyección WASP se aplica luego de haberse llevado a cabo un proceso de inyección continua de vapor, este último determina la configuración de pozos para la técnica. Se recomiendan patrones pequeños (menores de 5 acres¹³) con el propósito de lograr mayor eficiencia de barrido vertical y areal y por consiguiente mayores factores de recobro. El valor utilizado dependerá de la viscosidad del crudo y de la presencia de barreras de no flujo.

Además del control y monitoreo de los parámetros operacionales, la determinación del tiempo óptimo para la aplicación de la técnica WASP ha sido un problema para muchos operadores. Si la inyección de vapor es convertida a WASP prematuramente en la vida del proyecto, el yacimiento no estará lo suficientemente calentado para producir el máximo crudo recuperable bajo la acción del vapor. Mientras que si la conversión tiene lugar muy tarde, una gran cantidad de vapor será desperdiciada.

Por tanto, se ha identificado una serie de indicaciones para convertir un proyecto de inyección continua de vapor en WASP y determinar la temperatura óptima y la tasa de inyección de agua. Entre ellas se encuentra; la relación vapor aceite mensual, la tasa de producción de crudo, la producción neta de fluidos (agua, aceite), la producción acumulada, el calor neto inyectado por unidad de volumen de yacimiento, relación agua aceite producido, la presión promedio del yacimiento y el calor almacenado. La estrategia para la inyección óptima de agua posterior al vapor es usar el agua producida sin calentarla e inyectarla a tres veces la tasa de inyección de vapor antes de la conversión. Estas altas tasas se requieren para prevenir el colapso de la zona de vapor. Después de seis meses, la tasa puede ser disminuida a la tasa de inyección de vapor pre-conversión.

¹³ FAROUQ ALI, S. M., et al. Practical heavy oil recovery. *University of Alberta*, 1997.

1.4. APLICACIONES EXITOSAS DE LA TÉCNICA WASP

La primera prueba publicada de WASP fue en el Campo West Coalinga, California, USA por Chevron¹⁴. La inyección continua de vapor comenzó en 1973, mostrando señales de madurez 11 años más tarde, donde se obtenían altos SOR y altas temperaturas en las líneas de flujo. El primer piloto fue realizado en abril de 1988 obteniendo los siguientes resultados:

- Control de problemas de canalización.
- Mejoramiento del barrido vertical.
- Productividad mejorada y menor consumo de combustible para generación de vapor.

Asimismo, se probó otro piloto en el Campo Cymric en julio de 1992. Aquí los estudios de perfiles estáticos de temperatura en los pozos productores y de observación indicaban una extensa canalización del vapor en las arenas Amnicola¹⁵. Después de implementar WASP, los datos de temperatura mostraron que esta técnica era efectiva para yacimientos con buzamiento hacia abajo, ya que mantenía la presión y aumentaba así la eficiencia térmica. Así, WASP transformó un área no económica en una rentable reduciendo los costos de operación e incrementando la producción de aceite.

La primera conversión de inyección continua de vapor en Trinidad fue en el campo North Fyzabad, el cual había alcanzado un corte de agua de 90% y un SOR de 10 previo a la conversión en 1996. El *lifting cost* se redujo significativamente entre 1996 y 1998 debido a que el petróleo neto había aumentado y hubo ahorros significativos en gas natural para la generación de combustible. Se estima que

¹⁴ HONG, op. cit.

¹⁵ BAUTISTA, L. S., et al. Water-Alternating-Steam Process (WASP) Alleviates Dwindip Steam Migration in Cymric Field. 1994.

durante este periodo se recuperaron 35000 barriles más de aceite por inyección de agua que si se hubiera continuado la inyección continua de vapor.

Basados en el relativo éxito del piloto en Fyzabad, y la incertidumbre de los precios internacionales del petróleo para la época, se decidió en noviembre de 1998 investigar otros campos que estuvieran implementando inyección continua de vapor y se encontraran en una etapa madura para ser convertidos a inyección de agua. Los campos recomendados para WASP fueron North Palo Seco, Central Los Bajos, Apex-Quarry y Bennet Village, los cuales están situados en áreas cercanas en el suroccidente de la Isla de Trinidad. La formación en la que se lleva a cabo la inyección continua de vapor es Morne L'enfer (LMLE) en las arenas D, E y F.

A continuación son descritas cada una de las aplicaciones mencionadas anteriormente y en base a estas los rangos de aplicación propuestos para la técnica WASP (Tabla 1).

1.4.1. Campo Coalinga (Estados Unidos). El proceso de agua alternada con vapor (WASP) se utilizó en la sección 13D del campo Coalinga (California) desde 1988. Originalmente se implementó para controlar la ruptura prematura en los pozos productores, sin embargo ha mejorado las ganancias netas en patrones con y sin ruptura.

Un análisis de producción después de dos ciclos WASP en un patrón, indicó que en las arenas E y G la producción disminuyó 35 bopd durante la inyección de agua. Sin embargo esto fue compensado por la producción de las arenas inferiores debido a que las bombas fueron bajadas, manteniéndose la producción esencialmente plana durante este ciclo. En el ciclo posterior (de vapor), la producción de las arenas alcanzo un máximo de 295 bopd.

Las ganancias netas de crudo promediaron 355bopd durante los primeros seis meses de 1988 y 418 bopd en el primer ciclo de WASP, el cual termino a comienzos de 1989, siendo las ganancias netas totales atribuidas al primer ciclo de WASP de 15400 barriles¹⁶.

Además del incremento de la producción y de las ganancias netas del proyecto, la implementación de la técnica contribuyó en el colapso del *chest* de vapor y en la reducción de la canalización del vapor. De igual forma la operación exitosa de la técnica en este campo, permitirá su expansión a otros proyectos con problemas similares como Cymric y Midway-Sunset.

1.4.2. Campo Cymric (Estados Unidos). Aproximadamente 10 meses después del inicio de la inyección continua de vapor en el campo Cymric, se identificó una migración directa del vapor hacia los pozos productores en el área donde el buzamiento era negativo. A pesar de tener un buzamiento entre 15° y 45°, las fuerzas viscosas parecían dominar a las gravitacionales debido a la proximidad entre los pozos inyectores y productores y a la estratificación vertical. En respuesta a las indicaciones de una posible ruptura prematura del vapor, se subieron las bombas para reducir el influjo del vapor y las altas temperaturas asociadas a este. A pesar que el aumento en la presión de fondo redujo los problemas operacionales relacionados con la ruptura del vapor, la producción de aceite se vio restringida y no se mostraron señales de haber mejorado los problemas de barrido vertical y areal¹⁷.

Al igual que en diversos campos donde se ha implementado la inyección de vapor, la ruptura del vapor en el campo Cymric afectaba gravemente la economía debido a la rápida declinación de la presión y de la producción de aceite, sumados a los

¹⁶ HONG, K. C., et al. Water-alternating-steam process improves project economics at West Coalinga field. *SPE reservoir engineering*, 1992, vol. 7, no 04, p. 407-413.

¹⁷ BAUTISTA, op. cit.

problemas operacionales ocasionados por las altas temperaturas del vapor. Después de analizar distintas alternativas, los estudios de simulación identificaron la técnica WASP como la estrategia más económica para controlar la ruptura del vapor y aumentar la producción de aceite. Gracias a esto, se implementó la técnica en el patrón 3 – 9W.

Los resultados de este piloto fueron satisfactorios ya que la técnica WASP controló efectivamente la ruptura del vapor en un buzamiento negativo. Adicionalmente, la inyección de agua disminuyó la temperatura del yacimiento manteniendo la presión, lo que se tradujo en costos de operación menores y una economía exitosa.

1.4.3. North Palo Seco – Apex Quarry – Central Los Bajos – Bennett Village (Trinidad y Tobago). En el campo North Palo Seco, la inyección de vapor comenzó en mayo de 1975 con dos patrones de siete puntos invertidos, y en los años siguientes se agregaron nuevos patrones, llegando a un total 26 activos, cubriendo un área de 278 acres. En junio de 1999, nueve patrones fueron escogidos para WASP, manteniendo los otros en inyección continua de vapor. Estos fueron escogidos basándose en altos cortes de agua (>75%) y alta cantidad de vapor inyectado acumulado (>1 millón de barriles de vapor).

El campo Apex Quarry está localizado a 5 millas al este de North Palo Seco, al norte de la Falla Los Bajos. La inyección continua de vapor comenzó en junio de 1981 con cuatro patrones, y para 1990 ya eran 29. Sin embargo, la inyección se vio obstaculizada por diversas erupciones en superficie, disminuyendo en gran cantidad los patrones activos. Años después, la canalización del vapor y la digitación viscosa en la mayoría de los patrones causaron que el barrido areal no fuera radial y cortes de agua superiores al 80%. A pesar que en 1995 se redujo la tasa de inyección de vapor en el campo de 6000 barriles de vapor/día a 3000, los

patrones activos de inyección continua de vapor fueron convertidos a WASP por la declinación en la tasa de producción de aceite.

El Campo Central Los Bajos está delimitado al sur por el campo North Palo Seco. La inyección continua de vapor comenzó en 1977. Había 20 patrones cubriendo un área de 280 acres. No obstante, la inyección de vapor en la parte oriental fue discontinuada por altos cortes de agua y breakouts en superficie. Se recomendaron ocho patrones para conversión a WASP, incluyendo algunos en donde la inyección fue discontinuada.

Por último, la inyección continua de vapor en el campo Bennet Village comenzó en 1985 con seis patrones cubriendo un área de 150 acres. Desde 1994 la inyección continua de vapor ha tenido bajas tasas de producción de aceite y se ha cerrado temporalmente por breakouts en superficie. Razón por la cual tres patrones fueron recomendados para la aplicación de WASP en febrero de 1999 mientras que los otros tres cesaron la inyección.

Con la aplicación de WASP, una tasa de declinación del 12% por año durante 1997, cambio en 1998 a una tasa incremental del 10% por año. La mejor respuesta fue obtenida por el proceso en Bennet Village el cual mostró un incremento gradual de 306 bopd en Febrero de 1999 a 418 bopd en marzo de 2000. Adicionalmente, hubo una reducción en el costo de los trabajos de workover ya que hubo menos cambios en las bombas de fondo de pozo y líneas dañadas.

Tabla 1. Rangos de aplicación de propiedades de yacimiento de campos sometidos a WASP

Propiedad	West Coalinga	Cymric	North Palo Seco	Bennett Village	Apex Quarry	Central Los Bajos	Rangos de Aplicación
Espaciamiento, acres	5.4	3			3.5 - 5		3 – 5.4
Profundidad, ft	1200 - 1700	1000	1400	1200	2200	1400	1000 - 2200
Gravedad, °API	14	12.6	16	22	19	16	12.6 - 19
Espesor neto, ft	60	44	180	175	150	175	60 - 180
Permeabilidad, mD	2000	150 - 1000			315		2000 - 150
Porosidad, %	35	35 - 39	26	26	28	26	26 - 39

2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN DE UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO MOVIL

El primer paso para evaluar el proceso WASP mediante simulación numérica es la creación del modelo base de simulación que represente las características del yacimiento bajo estudio. Por lo tanto, se requiere de información básica del mismo como su descripción física, los mecanismos de producción que actúan en él, propiedades petrofísicas de las formaciones de interés, análisis PVT de los fluidos, entre otros. Cabe resaltar que los resultados que se obtengan de la simulación, dependerán de la calidad y grado de incertidumbre de los datos que se hayan utilizado durante el modelamiento.

Para el desarrollo del objetivo de este trabajo, se creó un modelo conceptual de simulación, con el cual se busca evaluar el desempeño de la inyección de agua alternada con vapor (WASP) posterior a un proceso de inyección continua de vapor en un yacimiento heterogéneo en el que se utilizaron propiedades suministradas por la empresa operadora del campo en estudio.

En este capítulo se realizará inicialmente una descripción de las características del emallado, de la matriz rocosa y de los fluidos que la saturan, las propiedades de la interacción roca – fluido y la distribución de pozos sobre el modelo de simulación. Finalmente se discutirán los resultados obtenidos del desarrollo de los procesos térmicos, los cuales fueron modelados en la herramienta STARS (Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) de la compañía CMG.

2.1. DIMENSIONES DEL ENMALLADO DEL MODELO BASE

Previo a la etapa de simulación, es necesario definir el tamaño y tipo de enmallado del modelo conceptual planteado. Para este trabajo, se planteó un enmallado de área total 9 acres y de tipo cartesiano debido a que los fenómenos que se desean modelar ocurren fuera de las inmediaciones de los pozos donde el flujo es lineal (Figura 2).

De igual forma, es importante establecer el grado de discretización del modelo, es decir, su partición en celdas, dado a que tiene una gran influencia en la exactitud de los resultados obtenidos. Por esta razón, el modelo base fue dividido en 44376 celdas, cuyas dimensiones son presentadas en la Tabla 2.

Tabla 2. Dimensiones del enmallado.

Dimensiones del enmallado	
Tipo	Cartesiano
Dimensiones	I 43 x 14.58 ft
	J 43 x 14.58ft
	K 24 x 20.625ft
No. de celdas	44376
Área, acres	9

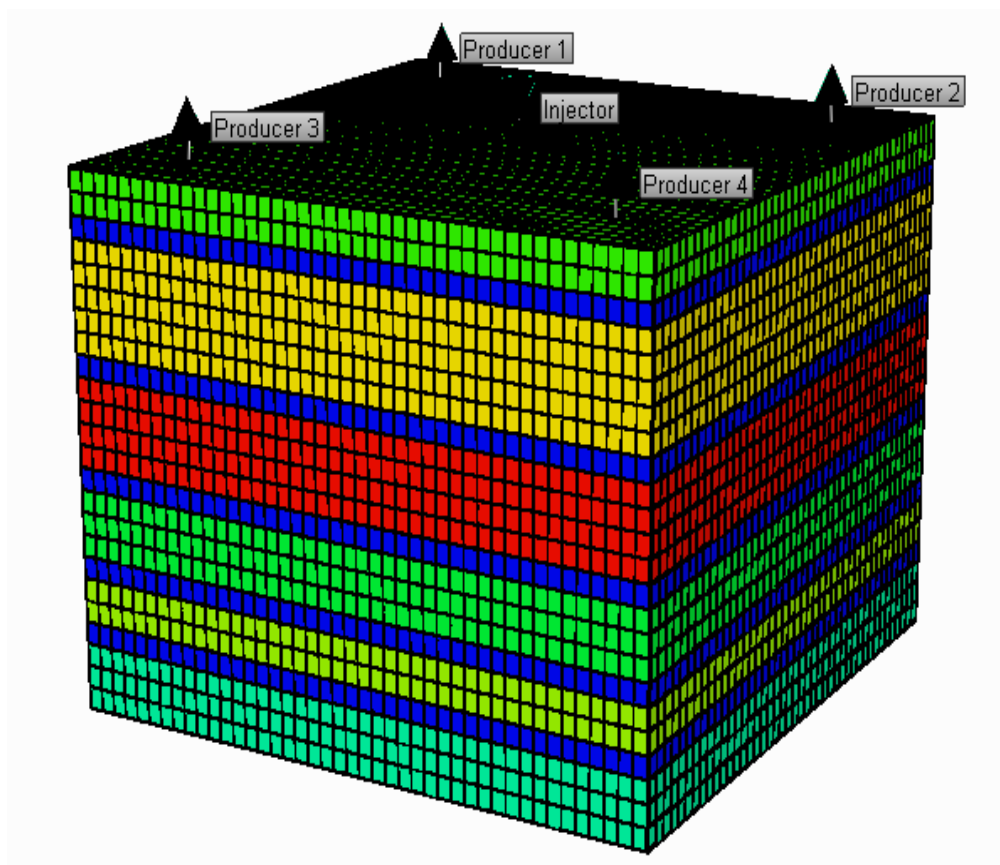
2.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO

La importancia de la caracterización petrofísica radica en que estas propiedades influyen en la distribución de los fluidos en la formación, la capacidad de almacenamiento y de flujo de los fluidos a través del medio poroso. De igual forma, a través de la caracterización petrofísica se identifican los diferentes tipos

de litologías que conforman el yacimiento, lo cual es un aspecto clave para la identificación de zonas de interés y el planteamiento de esquemas de producción.

2.2.1. Propiedades de la matriz rocosa. La matriz rocosa del modelo base está basado en las características geológicas de la zona A de las rocas del grupo Chuspas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Estas características fueron agrupadas en 6 arenas con porosidades, permeabilidades y espesores diferentes como se muestra en la Tabla 3. Las condiciones iniciales del yacimiento con las cuales se determinaron los volúmenes iniciales *in situ* y se definieron algunos parámetros operacionales son presentadas en la Tabla 4.

Figura 2. Enmallado del modelo conceptual de simulación.



Fuente: Builder, Computer Modelling Group Ltd.

Tabla 3. Propiedades del modelo heterogéneo.

Arena	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Espesor (ft)
1	22	474	41.25
2	21	632	103.125
3	23	878	82.5
4	21	397	61.875
5	22	579	41.25
6	20	322	61.875

Tabla 4. Condiciones iniciales del yacimiento

Propiedades del Yacimiento	
Profundidad Tope, ft	1500
Espesor bruto, ft	495
Espesor neto, ft	392
Temperatura, °F	110
Saturación Aceite, %	70
Kv/Kh	0.3

Asimismo, es necesario especificar los tipos de rocas que forman el modelo utilizando sus propiedades térmicas (Tabla 5), dado que cada una responde de forma distinta frente a los fenómenos térmicos que se presentan. Esta diferenciación aproxima el comportamiento del modelo a las condiciones reales del yacimiento ya que se estaría considerando las pérdidas de energía existentes hacia las formaciones adyacentes

Tabla 5. Propiedades térmicas de la roca y de los fluidos

Propiedades Térmicas de la Roca	
A R E N A	
Conductividad térmica, BTU/ft · dia · °F	24
Capacidad calorífica, BTU/ft ³ · °F	35
	<i>Cont.</i>

A R C I L L A	
Conductividad térmica, BTU/ft · dia · °F	40
Capacidad calorífica, BTU/ft ³ · °F	40
F L U I D O S	
Conductividad térmica aceite BTU/ft · día · °F	1.8
Conductividad térmica agua, BTU/ft · dia · °F	12.6
Conductividad térmica gas, BTU/ft · dia · °F	0.25

2.2.2. Propiedades de los fluidos. La representatividad de los datos recolectados y la calidad de las pruebas experimentales realizadas para la caracterización de los fluidos del yacimiento permitirán predecir con mayor certeza el comportamiento de los mismos en el medio poroso y en la superficie durante la producción. Por esta razón fue utilizado un modelo de fluido generado a partir de datos reales de campo suministrado por la empresa operadora.

Se trata de un crudo pesado, lo cual lo hace un buen candidato para la implementación de procesos térmicos, dado a la alta dependencia de la viscosidad con la temperatura y además presenta movilidad a condiciones de yacimiento. Las características de los fluidos son resumidas en la Tabla 6 y en el Anexo A.

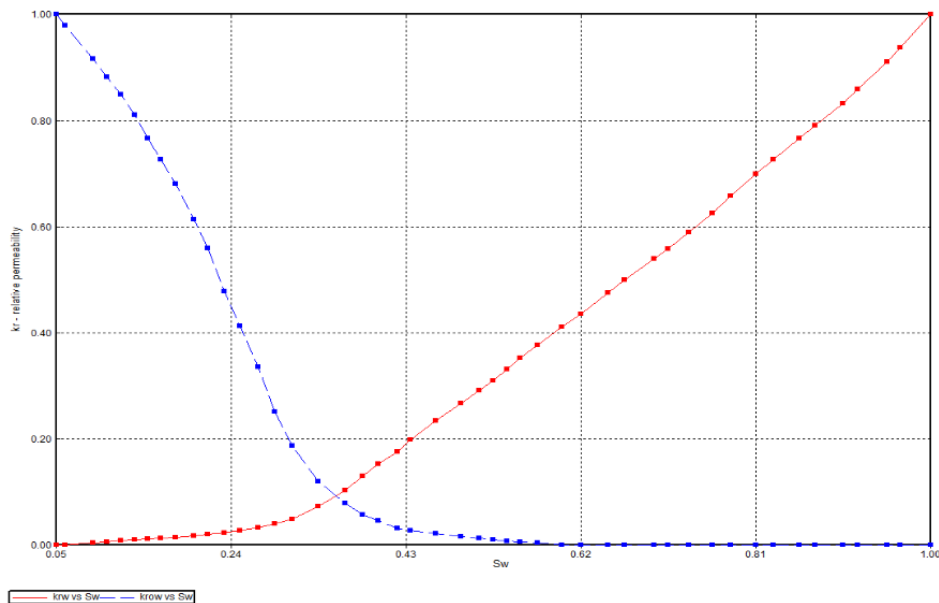
Tabla 6. Propiedades de los fluidos

Propiedades de los Fluidos	
Presión inicial @ 1500 ft, psi	704.1
Viscosidad, cP @ 110°F	2099.4
Gravedad API	13
Peso molecular aceite, lb/lbmol	393.41
Presión de burbuja, psi	704.1
Relación gas aceite, SCF/STB	0.4012
Gravedad específica gas	0.697

2.2.3. Curvas de permeabilidad relativa. Los datos de permeabilidad relativa (relación entre la permeabilidad efectiva y absoluta) son típicamente mostrados en forma de curvas, las cuales muestran el desplazamiento de los fluidos del medio poroso mientras varía la saturación; determinar esta propiedad es complejo, dado a la alta variabilidad de la permeabilidad con la escala y la dirección, y por su dependencia de la cantidad y el tamaño de los poros (presión capilar) en el yacimiento.

La Figura 3 muestra los datos obtenidos de pruebas de desplazamiento en diferentes muestras de núcleos del yacimiento en estudio. De estas curvas se puede inferir que la permeabilidad relativa del aceite decrece rápidamente con la disminución de su saturación, mientras que la del agua crece rápidamente; esto nos indica que la movilidad del crudo es muy limitada y que habrá producción de agua desde los inicios de su extracción.

Figura 3. Curvas de permeabilidad relativa al aceite y al agua



Fuente: Builder, Computer Modelling Group Ltd.

2.2.4. Configuración de pozos. La distribución de los pozos es otro factor crítico tanto en el desempeño como en la economía de cualquier proyecto de recobro mejorado. El patrón de inyección cinco puntos invertido es con frecuencia el más utilizado en proyectos de inyección continua de vapor, dado que puede ser convertido a un patrón invertido de siete y nueve puntos. Cualquiera que sea el seleccionado debe proporcionar una buena eficiencia de barrido y mayores tasas en los pozos productores.

Por otra parte, para la selección del espaciamiento entre pozos debe considerarse características del yacimiento como la profundidad, la permeabilidad, la porosidad, así como el costo de perforación de nuevos pozos. Según algunos autores, menores espaciamientos se traducen en mayores factores de recobro, sin embargo, esto es materia de discusión, ya que aunque esto puede ser cierto también representa mayores costos de inversión debido a que se requiere mayor cantidad de pozos. Generalmente, en los proyectos de inyección de vapor se tiene espaciamientos de 3 a 6 acres en campo y de 2 a 2.5 acres para pilotos.

Por consiguiente, para el modelo planteado se utilizó un patrón de cinco puntos invertido de 5.3 acres, ya que la técnica WASP conserva la distribución de pozos utilizada durante de inyección de vapor, lo cual genera además un ahorro en costos de perforación de nuevos pozos, que podrían ser necesarios de implementarse otras técnicas.

2.3. SIMULACIÓN DE PRODUCCION EN FRIO E INYECCION DE VAPOR

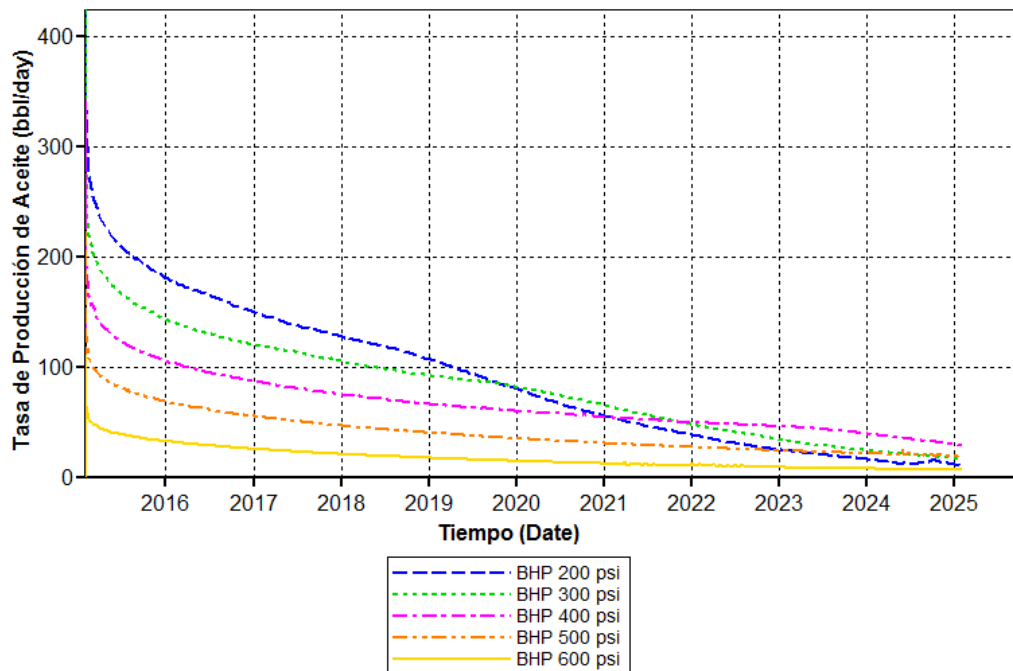
2.3.1. Producción en frío. El campo en estudio presenta varios mecanismos de empuje que contribuyen a la producción en frío del yacimiento. El más influyente de estos es la expansión de roca debido a la compresibilidad de la formación y de sus fluidos. Por tratarse de crudo pesado (13°API), el bajo el contenido del gas en solución no permite afirmar este mecanismo como predominante. A pesar de la presencia de un acuífero en la zona oriental del yacimiento, la baja transmisibilidad y pobre continuidad en algunas formaciones productoras, hacen que los efectos del empuje por agua sean prácticamente nulos o despreciables. Finalmente, la existencia de bajo buzamiento (4 a 6°), elimina la posibilidad del empuje por segregación gravitacional. Sin embargo, esto favorece la implantación de la inyección continua de vapor, ya que permitirá tener mayor control del frente de avance.

Sensibilidad de la presión de fondo

Para determinar el modelo base de simulación durante la producción primaria, fue sensibilizado la presión fondo fluyendo (BHP) de los pozos productores como única restricción operacional o constraint. El propósito de esta sensibilización es encontrar una presión de fondo con la que se obtenga tasas de producción razonables y una lenta depleción del yacimiento, para lo cual fue analizado el comportamiento de la producción instantánea, la presión promedio y el factor de recobro alcanzado en un periodo de 10 años.

Los resultados obtenidos (Figura 4) evidenciaron que a menores presiones de fondo, se obtienen mayores factores de recobro, ya que habría una mayor caída presión en la cara del pozo, lo cual permite un mayor paso de fluidos a los pozos productores. Sin embargo, no es aconsejable utilizar presiones de fondo demasiado bajas, ya que esto agotaría la energía del yacimiento rápidamente y puede causar problemas operacionales en los pozos.

Figura 4. Tasa de producción de aceite para diferentes valores de BHP.



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

Teniendo en cuenta lo descrito anteriormente, fue seleccionada la BHP de 400 psi como la presión de fondo fluyente óptima para los pozos productores, ya que es la presión a la cual se mantiene constante la tasa de producción de aceite sin ocasionar la rápida depleción del yacimiento.

2.1.1. Estimulación térmica. Antes de iniciar un proceso de inyección continua de vapor es aconsejable realizar una inyección cíclica con el fin de estimular térmicamente el yacimiento y acondicionarlo para la inyección continua de vapor, sin embargo, para ello se debe determinar las condiciones operacionales óptimas del proceso buscando disminuir la viscosidad del aceite que rodea los pozos productores y mejorar la inyectividad.

Optimización

Para obtener el mejor caso para la aplicación de la estimulación cíclica de vapor se realizó una optimización de los parámetros más influyentes en este proceso por medio de la herramienta CMOST de la compañía CMG. Los parámetros y sus valores son mostrados en la Tabla 7.

Tabla 7. Parámetros de optimización para estimulación cíclica de vapor

Tasa inyección (bwpd/pozo)	Tiempo de inyección (días)	Tiempo de remojo (días)	Tiempo de producción (días)
2000	6	3	180
2500	8	5	300
2800	10	-	-

El parámetro determinante para escoger el mejor caso de aplicación de la estimulación fue la producción acumulada de aceite. En la Tabla 8 son presentados los cinco mejores casos arrojados por el simulador, los cuales indican que el tiempo de inyección óptimo son 10 días. Esto obedece a que un mayor tiempo de inyección supone una mayor área contactada por el vapor, generando una mayor disminución en la viscosidad y facilitando así la producción. Igualmente, un menor tiempo de producción favorece más la recuperación de aceite ya que entre mayor sea este tiempo, la temperatura del yacimiento desciende por lo que la producción a su vez decae, es por esto que los casos con un tiempo de producción de 180 días resultaron más favorables que los de 300 días.

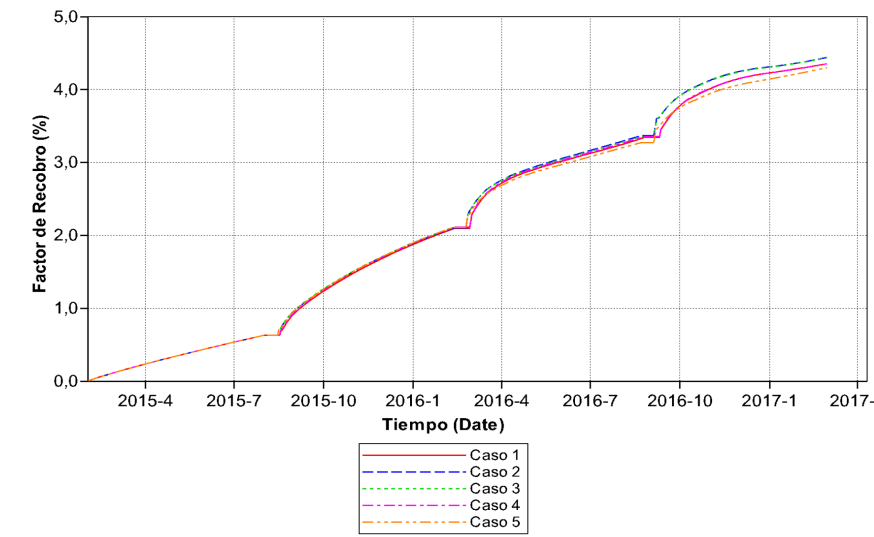
Por su parte, en los mejores casos se obtuvo diferentes tasas de inyección por pozo y tiempo de remojo, por lo que se realizó un análisis adicional para determinar cuál de estos es el mejor caso a aplicar. La Figura 5 muestra que los casos que recuperan más aceite durante la estimulación cíclica son los dos primeros, los cuales inyectan vapor a una tasa de 2800 y 2500 bwpd/pozo

respectivamente. De igual forma, en la Figura 6, se puede observar que a pesar de ser los que presentan una mayor relación vapor aceite (SOR), este valor no difiere mucho de los demás casos. Es por esto que se escoge el caso 2 como el más eficiente en la recuperación de aceite, ya que logra casi la misma recuperación que el caso 1 pero con una tasa considerablemente menor, y con un valor de SOR bajo.

Tabla 8. Mejores 5 casos obtenidos para la estimulación térmica.

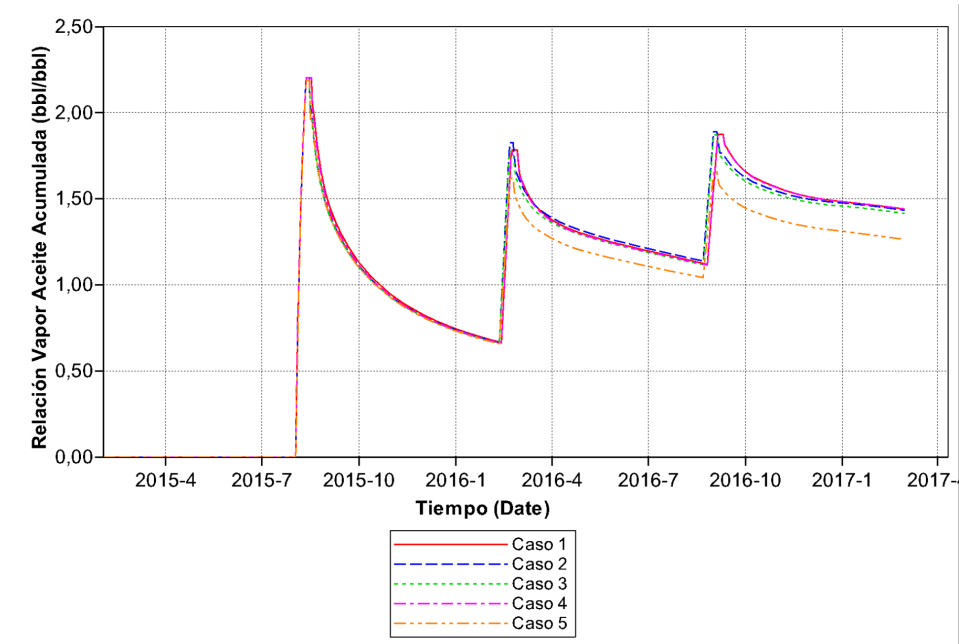
Caso	Producción acumulada de aceite (bbl)	Tasa de inyección (bwpd/pozo)	Tiempo de inyección (días)	Tiempo de remojo (días)	Tiempo de producción (días)
1	175.501	2800	10	5	180
2	175.304	2500	10	3	180
3	172.140	2800	10	3	180
4	172.088	2500	10	5	180
5	169.990	2000	10	3	180

Figura 5. Factor de recobro durante la estimulación térmica



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

Figura 6. Relación vapor aceite (SOR) durante la estimulación térmica.



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

2.1.2. Inyección continua de vapor. Luego de reducir la viscosidad del crudo circundante a los pozos productores y mejorar la inyectividad del yacimiento mediante la estimulación térmica, se llevará a cabo la implementación de la inyección continua de vapor. Para esto fue necesaria la sensibilidad de parámetros operacionales como la tasa de inyección, la presión de inyección y la calidad del vapor con el fin de comparar y seleccionar aquellos que mejor recrearán las condiciones actuales del campo en estudio.

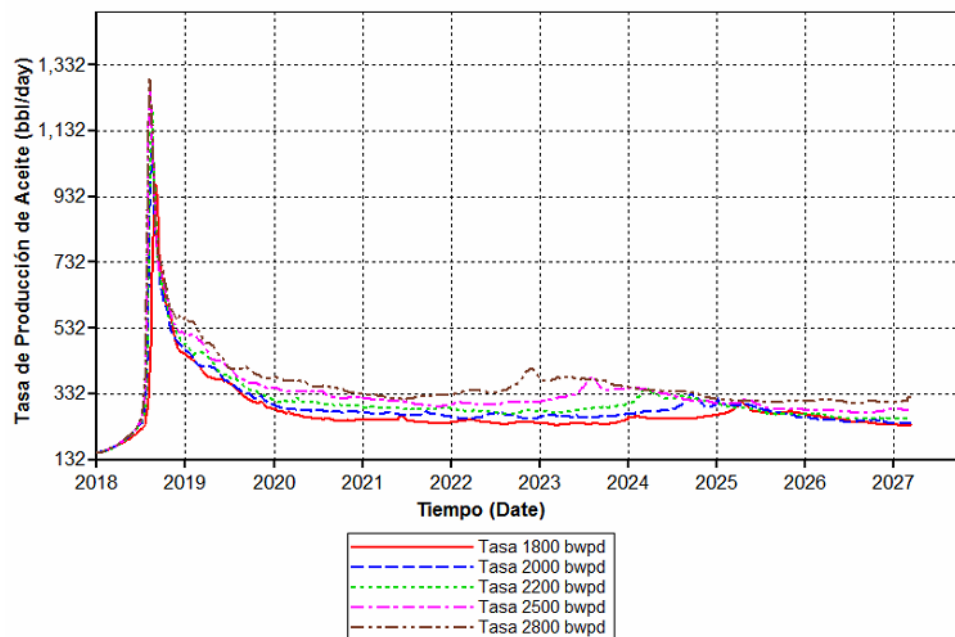
Tasa de inyección

De acuerdo al comportamiento de la producción instantánea (Figura 7), fue seleccionada la tasa de inyección de 2200 bwpd para el modelo de simulación planteado, dado a que se presenta una mayor estabilización de la producción

luego de alcanzarse la ruptura del vapor en la arena de mayor permeabilidad, lo cual se manifiesta con un primer pico en marzo de 2018. Con dicho caudal se obtiene un factor de recobro aproximado de 32 % luego de 9 años de inyección continua y una producción instantánea promedio de 270 bopd; además, por ser una tasa menor que la utilizada en la inyección cíclica, se reducen los requerimientos energéticos del proyecto. Adicionalmente, se observó la captación de la totalidad del volumen de vapor inyectado al yacimiento como resultado del mejoramiento de la capacidad de inyección de la formación por parte de la estimulación térmica.

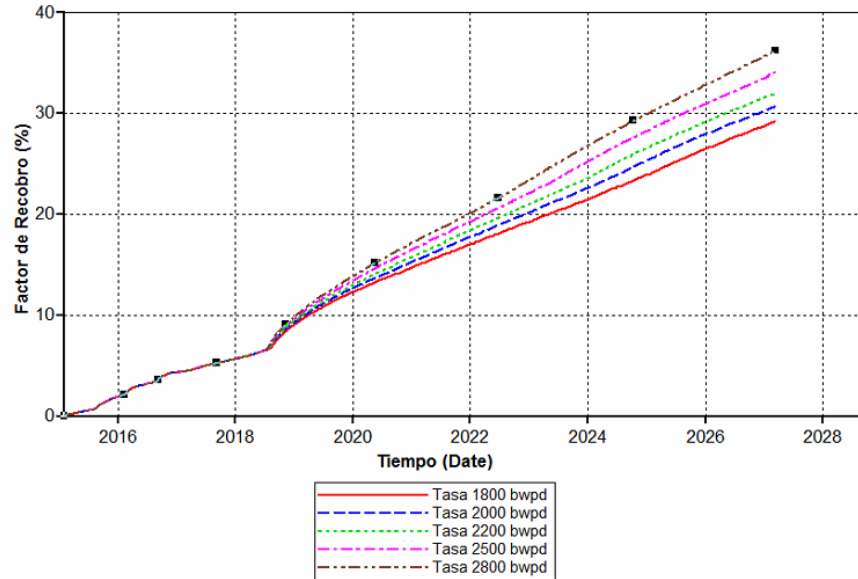
En la Figura 8 se puede observar que al no estabilizarse el factor de recobro se puede utilizar mayores tasas de inyección que se traducirían en un aumento considerable de la producción, sin embargo, es necesario determinar el límite económico del proyecto, lo cual será detallado más adelante, ya que no es viable seguir inyectando vapor si no es factible desde el punto de vista económico.

Figura 7. Tasa de producción de aceite a diferentes caudales de inyección.



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

Figura 8. Factor de Recobro de aceite a diferentes a caudales de inyección.



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

Calidad del vapor

Una vez seleccionada la tasa de inyección del modelo, se continuará con la sensibilidad de la calidad del vapor en la cara de la formación, partiendo de valores cercanos al utilizado durante la inyección cíclica ($x = 0.6$). Los valores comparados y los factores de recobro obtenidos se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Factor de Recobro de aceite a diferentes a calidades del vapor.

Calidad del Vapor	Factor de Recobro (%)
0.55	31.2
0.60	32
0.65	32.7
0.70	33.5

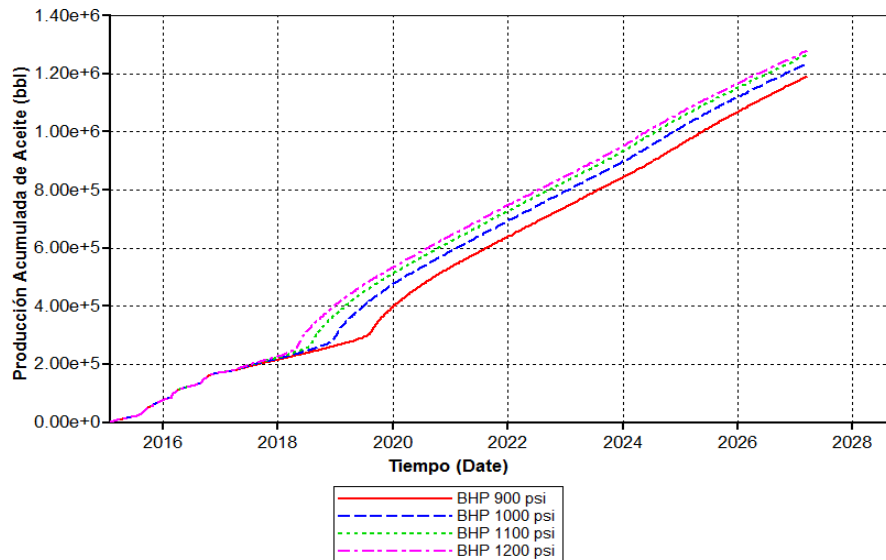
Realizando el análisis de resultados obtenidos, se evidencia que con los diferentes valores de calidad en fondo de pozo no se observan cambios significativos en cuanto al factor recobro. Debido a lo anterior se mantuvo una calidad de 0.6, ya que es un valor típico obtenido en el campo de estudio para la inyección cíclica y no implicaría gastos adicionales para la inyección continua.

Presión de inyección

Finalmente, se determinará la presión de inyección y junto con ella la temperatura de inyección para poder mantener las condiciones de saturación del vapor, la presión se sensibilizará a partir de valores próximos a 1100 psi, la cual es la presión utilizada durante la estimulación térmica.

Los resultados, mostrados en la Figura 9, indican que a medida que se incrementa la presión de operación, las curvas de producción acumulada son cada vez más cercanas entre sí, por tanto, usar presiones mayores no significara aumentos considerables del factor de recobro. Por consiguiente, se decidió mantener la misma presión de operación, con la cual se logra la mayor producción acumulada sin generar fracturas en la formación y adicionalmente no se incrementa los requerimientos operacionales del proyecto.

Figura 9. Producción acumulada de aceite a diferentes tasas de inyección.



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd

2.1.3. Inyección selectiva de vapor. Luego de establecer los parámetros operacionales para el proceso de inyección continua, se identificó que las arenas inferiores (3, 4 y 6) no eran lo suficientemente calentadas por el vapor, como puede observarse en la Figura 10, a pesar de utilizarse una alta presión de inyección, lo cual se evidencia con temperaturas cercanas a la inicial, alrededor de 190 °F, y tasas de producción menores.

La inyección selectiva de vapor ha sido utilizada como una alternativa para el mejoramiento de la distribución vertical de vapor en yacimientos estratificados con presencia de zonas ladronas de calor y altas espesores que agravan el efecto de cabalgamiento del vapor. El objetivo de esta técnica es aislar las zonas indeseables, a través de empaques térmicos y proveer a cada capa, de forma separada, el caudal de inyección apropiado y de esta forma asegurar el contacto con las zonas no barridas de la formación.

Para calcular dichas tasas óptimas fue necesario calcular la captación de flujo de cada arena, la cual es función de la permeabilidad y espesor. El producto de estas dos propiedades es utilizado también en otros cálculos de ingeniería de yacimientos, tales como la predicción del desempeño futuro, el potencial de recuperación secundaria y terciaria y el éxito potencial de los procedimientos de estimulación de pozo¹⁸. La Tabla 10 indica la tasas de vapor calculadas para cada arena según su capacidad de flujo para el modelo, la cuales suman un valor de 2200 bpd que fue la tasa de inyección global seleccionada previamente.

Tabla 10. Capacidad de flujo de cada arena para el modelo heterogéneo.

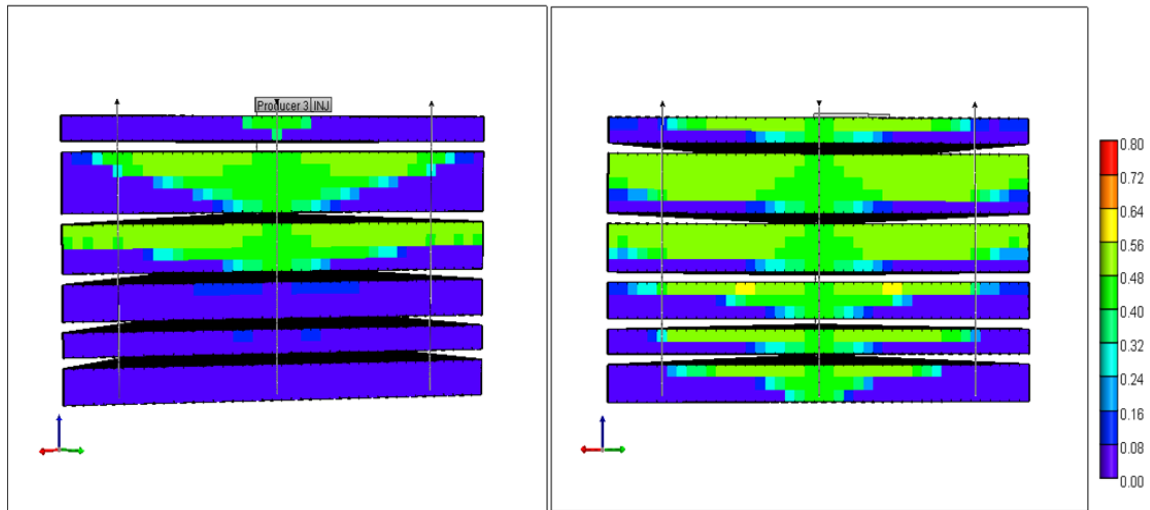
Arena	Capacidad de Flujo (%)	Caudal, bspd
1	8.7	191
2	28.9	636
3	32.1	706
4	10.9	240
5	10.6	233
6	8.8	194
		2200

La Figura 10 muestra la saturación de la fase gaseosa en el modelo base antes y después de la implementación de la inyección selectiva después de 9 años de inyección de vapor, evidenciando que con esta metodología efectivamente se logró calentar las arenas inferiores alcanzándose temperaturas y saturaciones de gas superiores a 450°F y 40% respectivamente. Respecto al factor de recobro, se obtuvieron valores típicos para la inyección continua de 67% después de 20 años de iniciado el proyecto y se puede observar la tendencia de la curva a estabilizarse (Figura 11), lo cual indica que el proceso de inyección inicia una etapa madura donde el vapor ya no está contribuyendo significativamente en la recuperación de mayores cantidades de aceite. Esta tendencia acompañada del aumento de la

¹⁸ *Oilfield Glossary. Permeability Thickness. Schlumberger. [Consultado 15 de septiembre de 2015] Disponible en <http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/p/permeability_thickness.aspx >*

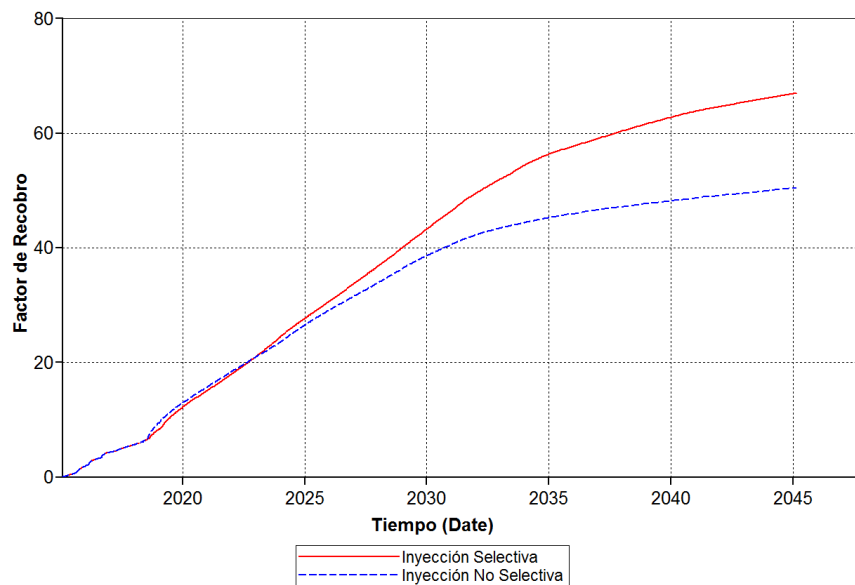
relación vapor aceite, puede significar un rápido alcance del límite económico del proyecto, haciéndose necesaria la implementación de la técnica WASP.

Figura 10. Saturación de vapor antes (izq.) y después (der.) de la inyección selectiva de vapor.



Fuente: Result 3D, Computer Modelling Group Ltd.

Figura 11. Factor de recobro obtenido durante la inyección selectiva de vapor



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

3. SIMULACIÓN DE INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA CON VAPOR

A pesar del éxito que se obtiene con la inyección continua de vapor, inevitablemente llegará un punto donde ésta deje de ser rentable, debido a que con el tiempo los problemas de canalización y *override* se hacen más notorios, viéndose reflejados en bajas tasas de producción de aceite e incrementos en el SOR. Para este caso de estudio, estos efectos se hicieron más notorios a partir del año 2031, donde la tasa de producción de aceite comenzó a caer gradualmente de 392 bopd a 78 bopd para 2045, obteniendo así un aumento de 5.8 en 2031 a 8.4 en 2045. Es por esto que se estudiará el proceso de inyección de agua alternada con vapor (WASP) como un método para hacer más económico un proyecto de inyección continua de vapor.

3.1. SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS OPERACIONALES

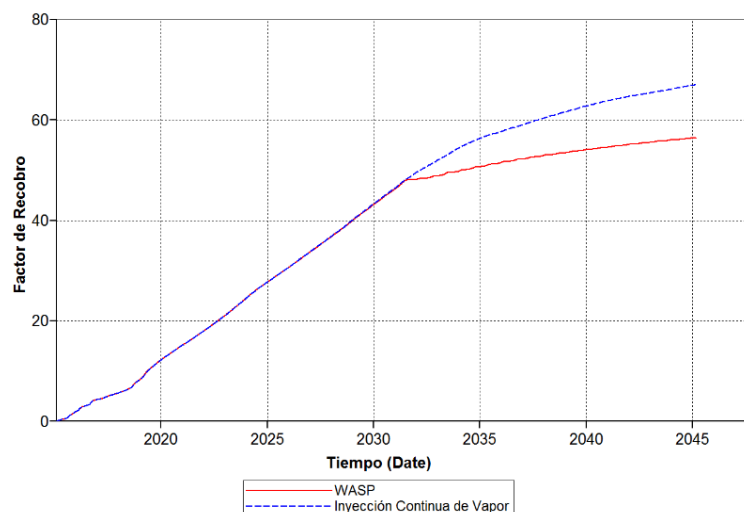
Una vez se ha elegido un esquema viable para la implementación del proceso de inyección continua de vapor, el siguiente paso es determinar en qué momento se comenzará la inyección alternada de agua y vapor, así como los parámetros operacionales que tendrán una mayor influencia en el proceso. Para ello, se debe escoger un caso base a partir de cual se hará la sensibilidad a los diversos parámetros.

En la formulación del caso base, el año se determinó en primera instancia observando el comportamiento de la tasa de producción de aceite diaria y la relación vapor-aceite (SOR) acumulado, de donde se pudo observar que la declinación de la tasa de producción de aceite y el aumento del SOR comienzan para el año 2031, por lo que se definió este año como el comienzo de la técnica WASP. Por otra parte, para la asignación de los valores de los parámetros operacionales se tomó como referencia el proceso llevado a cabo en el campo

West Coalinga¹⁹, ya que de este proyecto se contaba la mayor cantidad de información sobre el valor de los parámetros operacionales para su implementación. Dado que se tenía una tasa de inyección de vapor en la inyección continua de 2200 bwpd, se escogió una tasa de inyección de agua de 4400 bwpd para obtener una relación agua-vapor inyectado de 2. Al igual que en West Coalinga, la duración de los ciclos de vapor y agua se dejó de 120 días cada uno. La presión de inyección se determinó tomando como base un gradiente de fractura de la formación de 0.73, obteniendo un valor de 870 psi, y finalmente se fijó una temperatura de inyección de agua de 200 °F con la cual se inyectara agua caliente que no estuviera en el límite de saturación.

No obstante, este caso no dio buenos resultados ya que en la parte del ciclo donde se inyectaba agua, había una considerable declinación de la producción, y por consiguiente el factor de recobro final obtenido era mucho menor que el que se obtuvo en la inyección continua de vapor (Figura 12).

Figura 12. Comparación factor de recobro para inyección continua de vapor y caso base WASP.



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

¹⁹ HONG, op. cit.

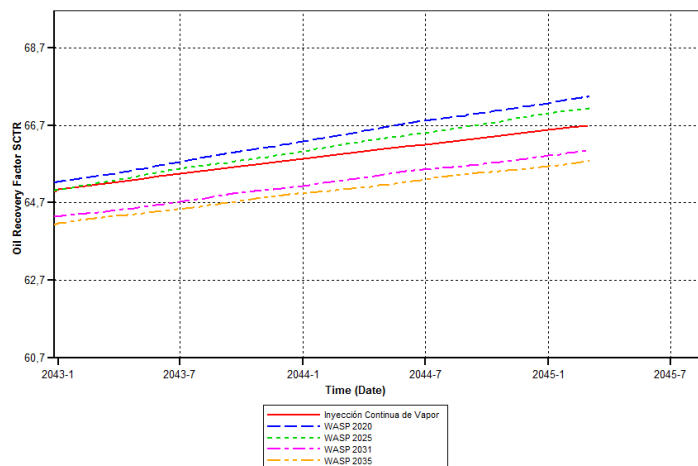
Por esta razón se planteó un nuevo caso base mostrado en la Tabla 11, y se sensibilizó el año en que comenzaba WASP, teniendo como opciones los años 2020, 2025, 2031 y 2035.

Tabla 11. Parámetros para el nuevo caso base.

Parámetro	Valor
Tasa inyección de vapor, bwpd	2200
Tasa de inyección de agua, bwpd	1100
Temperatura de agua, °F	200
Duración inyección de vapor, meses	8
Duración inyección de agua, meses	1
Relación agua/vapor inyectado	0.5

Los resultados de este caso base son mostrados en la Figuras 13 y 14. A partir de ellas se puede concluir que el año óptimo para el comienzo de WASP es el año 2020, ya que este presenta un mayor factor de recobro y un menor SOR. Esto se puede explicar partiendo del hecho de que entre más tiempo pase, ya habrá ruptura en los distintos estratos, por lo que la inyección de agua no logrará una eficiente estabilización del frente.

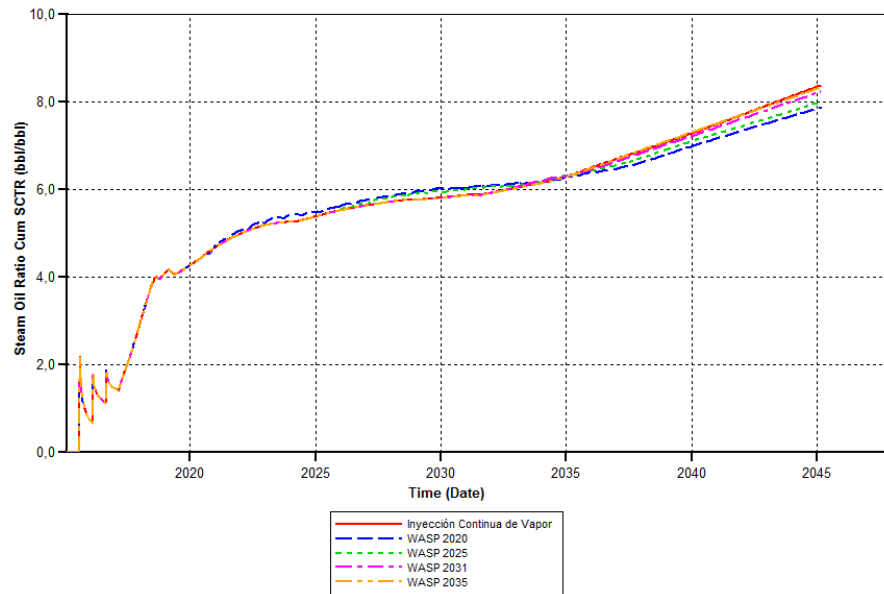
Figura 13. Factor de recobro para distintos años de comienzo de WASP.



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

A continuación, se procede a sensibilizar la duración de los ciclos, planteando diferentes casos mostrados en la Tabla 12. Los resultados son mostrados en las Figuras 15 y 16. Aunque las diferencias no son muy grandes, de ellos el que presenta mayor factor de recobro con un SOR bajo es el caso 4, por lo que este es escogido para el caso base del análisis de sensibilidad.

Figura 14. SOR para distintos años de comienzo de WASP.

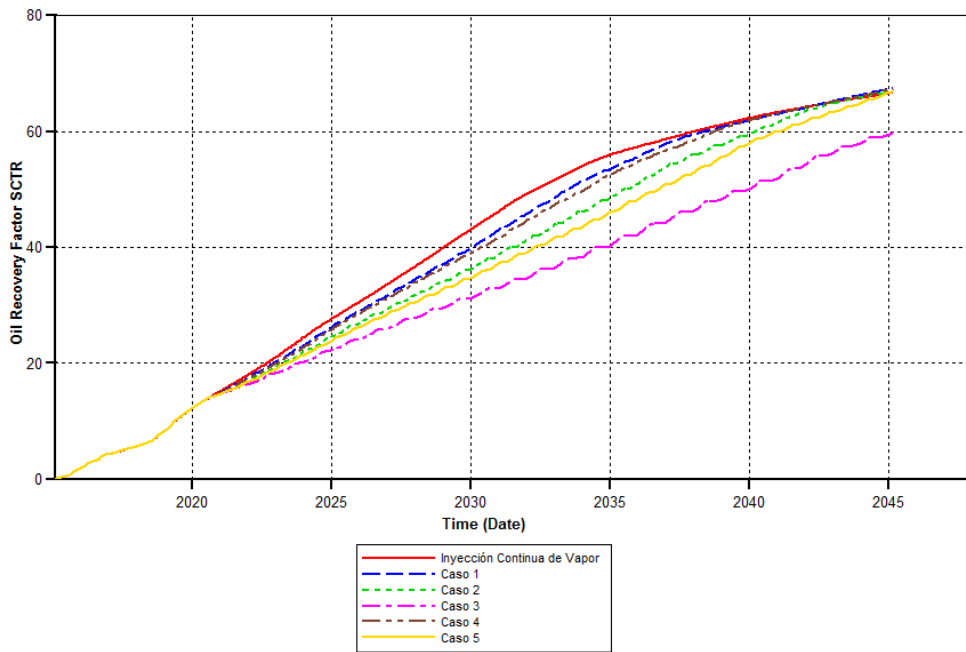


Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

Tabla 12. Sensibilidad a la duración de los ciclos de inyección de vapor y agua.

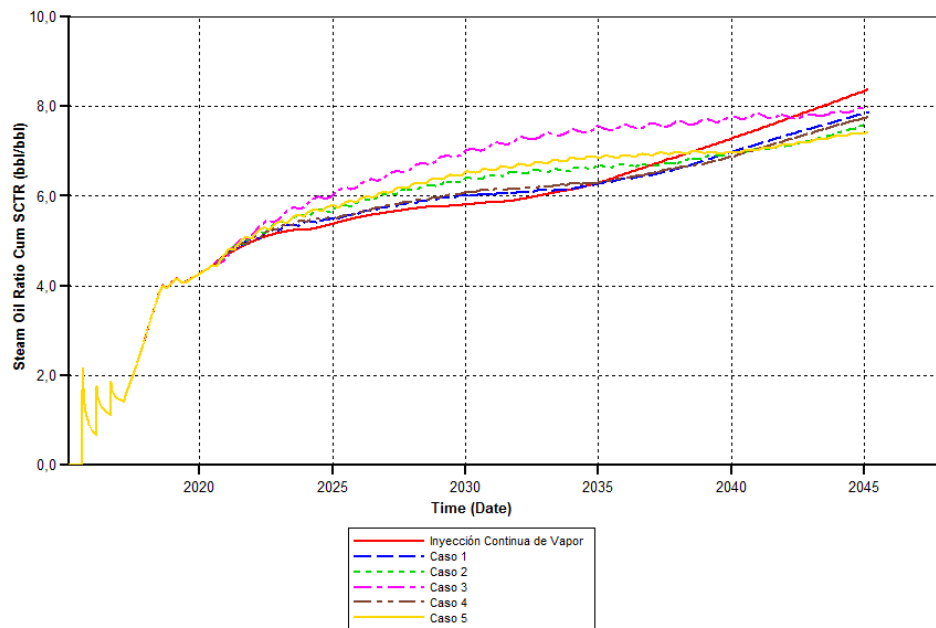
Caso	Tiempo Inyección de Vapor (meses)	Tiempo Inyección de Agua (meses)
1	8	1
2	8	2
3	8	4
4	6	1
5	6	2

Figura 15. Factor de recobro para distintos tiempos de inyección de vapor y agua.



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

Figura 16. SOR para distintos tiempos de inyección de vapor y agua.



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

El siguiente paso es identificar los parámetros operacionales que tienen una mayor influencia en el proceso WASP, haciendo uso de la herramienta CMOST de la compañía CMG, la cual crea diferentes escenarios de aplicación basándose en los valores proporcionados por el usuario para cada parámetro. La Tabla 13 muestra los valores base y los rangos de variación de cada parámetro a sensibilizar. Cabe resaltar que en estos análisis se buscó que los ciclos de inyección alternada de agua y vapor llegará hasta el final de la vida del proyecto, y para garantizar esto, se le asignó al simulador que hiciera un máximo de 70 ciclos aunque en realidad para el final del proyecto se llevan a cabo menos, este es otro parámetro que se sensibilizó igualmente.

Las funciones objetivo son aquellas a las que se les analizan la influencia que tiene cada parámetro a variar. Para este estudio se escogieron el factor de recobro, la producción acumulada de aceite, el SOR acumulado y el corte de agua.

Tabla 13. Valores base y rangos de variación para el análisis de sensibilidad de la técnica WASP.

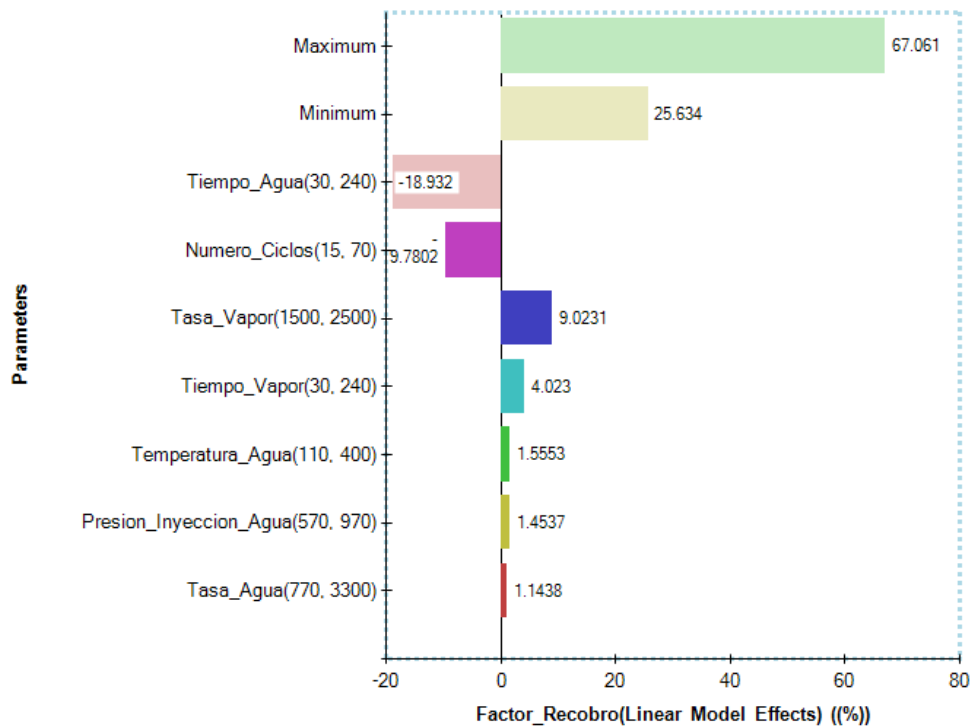
Parámetro	Valor Base	Rango de Variación
Tasa de inyección de vapor, bwpd	2200	1500-2500
Tasa de inyección de agua, bwpd	1100	770-3300
Presión de inyección de agua, psi	870	570-970
Tiempo de inyección del vapor, días	180	30-240
Tiempo de inyección de agua, días	30	30-240
Temperatura del agua, °F	200	110-400
Número de ciclos	70	15-70

La Figura 17 muestra el diagrama de tornado obtenido a partir del análisis de sensibilidad para el factor de recobro, por el cual se demuestra que los parámetros que más lo afectan son el tiempo de inyección de agua, el número de ciclos, la tasa de inyección de vapor y en menor medida el tiempo de inyección de vapor.

De esta figura se puede concluir que los parámetros que lo influyen negativamente son el tiempo del agua y el número de ciclos, debido a que un mayor tiempo de inyección de agua provoca una mayor declinación en la temperatura del yacimiento, aumentando la viscosidad del aceite del yacimiento dificultando su desplazamiento hacia los pozos productores. También se puede inferir que si no se hacen ciclos de agua y vapor hasta el final sino que si se hacen por cierto tiempo y luego se sigue inyectando vapor continuamente se podrá recuperar más aceite.

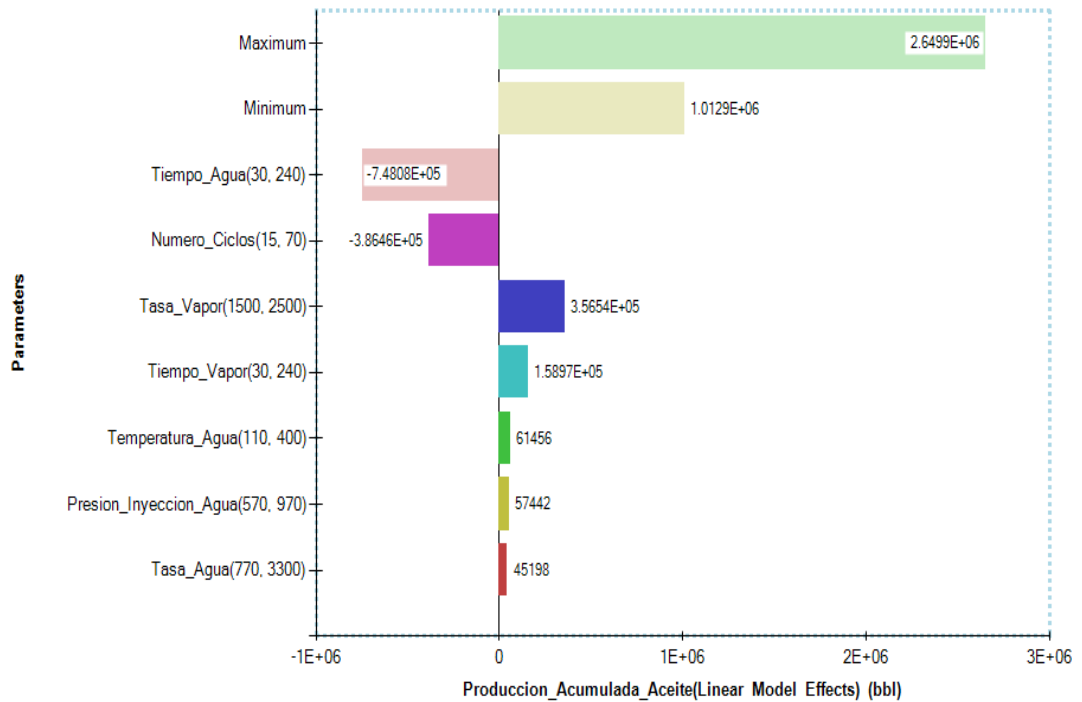
Dada la estrecha relación que hay entre el factor de recobro y la producción acumulada de aceite, estas mismas conclusiones que arrojó la sensibilidad para el factor de recobro son también aplicables para la sensibilidad de la producción acumulada de aceite como de muestra en la Figura 18.

Figura 17. Sensibilidad del factor de recobro.



Fuente: CMOST Studio, Computer Modelling Group Ltd.

Figura 18. Sensibilidad de la producción acumulada de aceite.

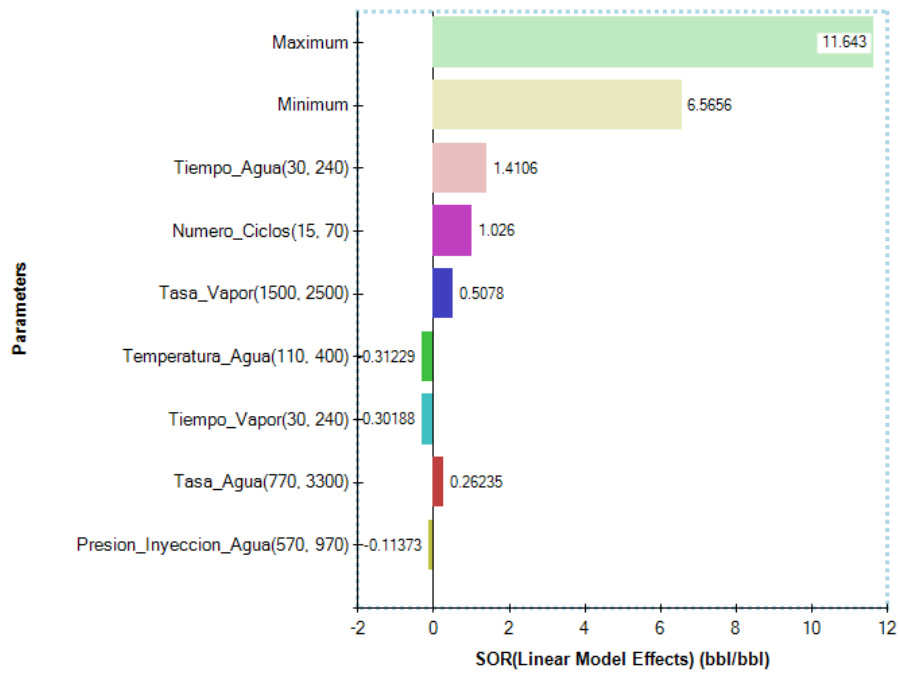


Fuente: CMOST Studio, Computer Modelling Group Ltd.

La Figura 19 permite establecer que los parámetros más relevantes para el SOR acumulado son: el tiempo de inyección de agua, el número de ciclos de WASP y la tasa de inyección de vapor, donde todos contribuyen a un aumento en el SOR. Esto se debe a que un mayor tiempo de inyección de agua y un mayor número de ciclos genera una menor recuperación de aceite y una alta tasa de inyección de vapor no siempre supone una mayor recuperación de aceite y en cambio, genera un gasto de energía que se traduce en un aumento del SOR.

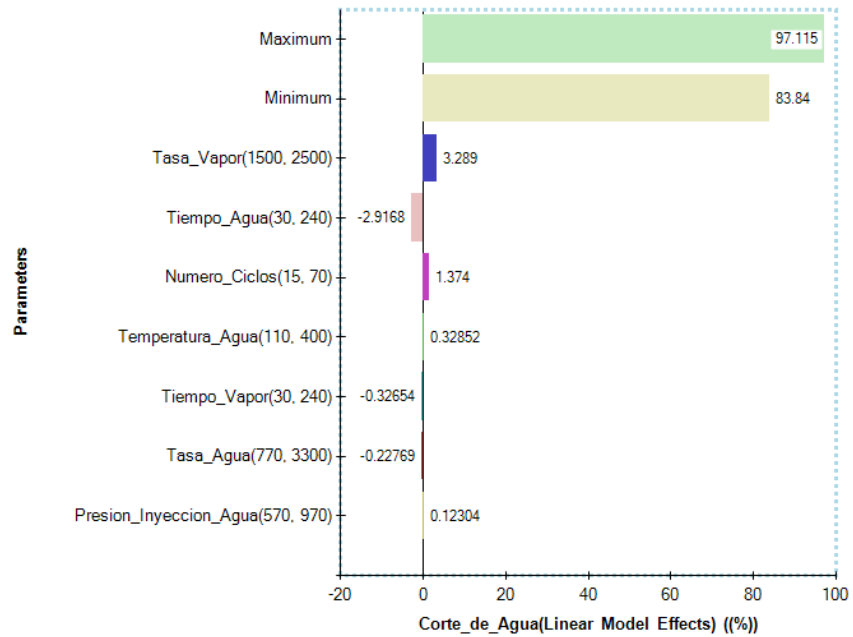
Finalmente, la última función objetivo a analizar es el corte de agua. De la Figura 20 se puede concluir que ninguno de los parámetros operacionales estudiados afecta en gran medida el corte de agua.

Figura 19. Sensibilidad de la relación vapor-aceite (SOR) acumulado.



Fuente: CMOST Studio, Computer Modelling Group Ltd.

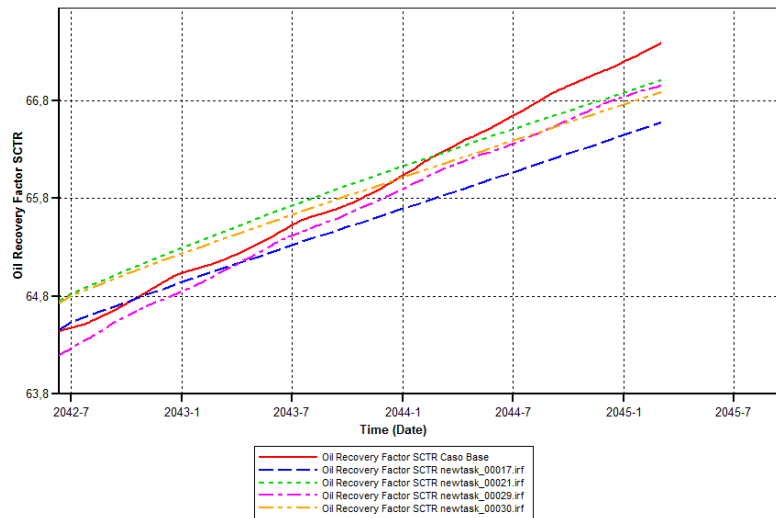
Figura 20. Sensibilidad del corte de agua.



Fuente: CMOST Studio, Computer Modelling Group Ltd.

De la Figura 21 se puede observar que el caso base es el que alcanza un mayor factor de recobro, en comparación con los mejores casos arrojados por el simulador, y por consiguiente, alcanza una mayor producción acumulada de aceite (Figura 22), con valores de 67.44% y 2.66 MMbbl, respectivamente. Esto es debido a que los valores de los parámetros tomados para la sensibilidad se alejaban mucho de los valores del caso base y generaban escenarios que no lograban igualar la recuperación de aceite alcanzada por el mismo.

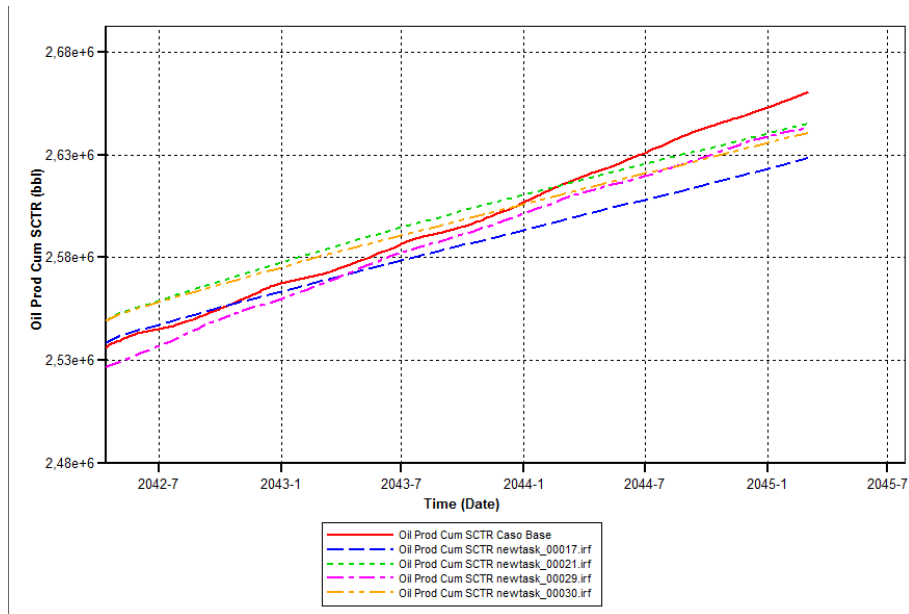
Figura 21. Factor de recobro para diferentes escenarios de simulación.



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

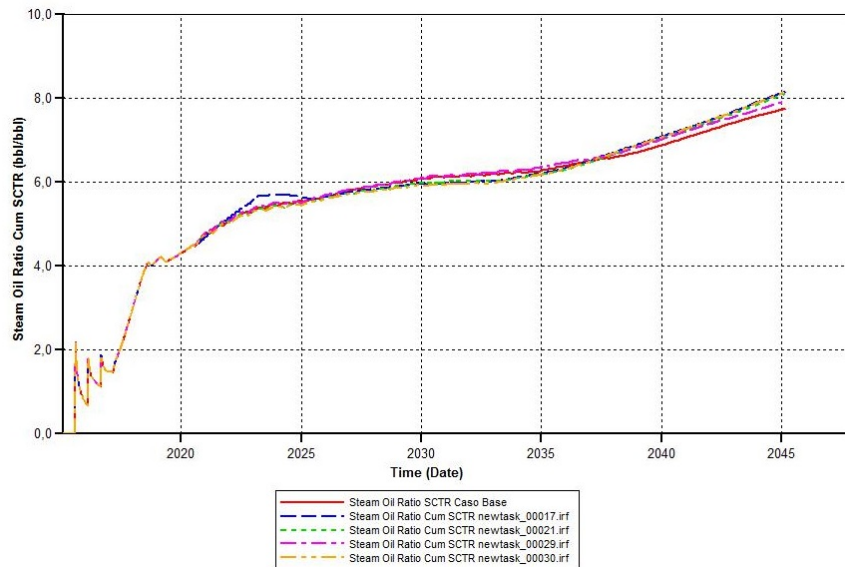
Por último, el comportamiento de la relación vapor-aceite (SOR) acumulada puede ser observada en la Figura 23, la cual muestra que el caso base muestra un SOR favorable teniendo en cuenta los altos valores que alcanzan otros escenarios de simulación. Aunque hubo casos que obtuvieron menores SOR que el caso base, ya que usan tasas de inyección de vapor bajas, sin embargo, muchos de ellos no obtienen factores de recobro favorables, por lo que bajos SOR no siempre indican que el proyecto sea económicamente más viable.

Figura 22. Producción acumulada de aceite para diferentes escenarios de simulación.



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

Figura 23. Relación vapor-aceite (SOR) para diferentes escenarios de simulación.



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

Para finalizar, se pudo observar que el caso base tiene un buen comportamiento en cuanto a la recuperación de aceite y el SOR acumulado. De este análisis de sensibilidad se concluye que los parámetros operacionales que son más relevantes a la hora de llevar a cabo un proceso WASP son el tiempo de inyección de agua, el número de ciclos, la tasa de vapor y el tiempo de inyección de vapor. A continuación se realizará una optimización para determinar los valores que deben tomar estos parámetros para hacer el proceso eficiente tanto técnica como económicamente.

3.2. OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES

Una vez realizado el análisis de sensibilidad que permitió obtener las variables operacionales que más afectan el proceso WASP, el siguiente paso es determinar el valor óptimo que deben tomar para que el proyecto sea económicamente viable.

Para ello se llevará a cabo una optimización con la herramienta CMOST de la compañía CMG. De acuerdo con el análisis de sensibilidad, las variables que se tendrán en cuenta son el tiempo de inyección de agua, el número de ciclos, la tasa de vapor y el tiempo de inyección de vapor. El caso base será el mismo tomado para el análisis de sensibilidad ya que dio buenos resultados en cuanto a recuperación de aceite y SOR acumulado.

Dado que se quiere encontrar un conjunto de variables que mejoren la economía del proceso, la función objetivo en este caso será el Valor Presente Neto (VPN) que estará dada en miles de dólares, la cual es una cantidad en pesos actuales equivalente a todos los ingresos y egresos presentes y futuros del proyecto.

Para el cálculo del VPN en este estudio de optimización se consideraron dos variables: el valor del petróleo producido y el costo del tratamiento del agua para generar el vapor, las cuales se pueden visualizar en la Tabla 14.

Tabla 14. Descripción de variables involucradas en el cálculo del VPN.

Variable	Unidad Base	Valor Unidad	Factor de Conversión a M\$	Tasa de Descuento
Precio petróleo producido	STB/d	40 \$	0.001	10%
Costo tratamiento de agua	STB/d	5 \$	0.001	10%

La Tabla 15 muestra los valores dados a los parámetros de optimización. Estos valores fueron determinados a partir de las tendencias observadas en el análisis de sensibilidad. Dado que el análisis de sensibilidad mostró que altos tiempos de inyección no son favorables para la recuperación de aceite, los valores escogidos no superan los 3 meses de inyección de agua. Por otra parte, el número de ciclos se definió desde 15 hasta el final del proyecto en 2045 ya que en el análisis de sensibilidad se evidenció que pocos ciclos podrían ayudar a aumentar el factor de recobro. Asimismo, se demostró que bajas tasas de inyección de vapor tampoco son favorables ya que no permiten recuperar la misma cantidad de aceite que en la inyección continua de vapor, por lo que se escogieron tasas que oscilaban entre 2000 y 2500. Finalmente, a pesar de no ser un parámetro tan relevante para el proceso, se optimizó el tiempo de inyección de vapor buscando obtener un valor bajo para mejorar la economía del proyecto.

Tabla 15. Parámetros de optimización para WASP.

Tiempo de inyección de agua (días)	Número de ciclos	Tasa de inyección de vapor (bwpd)	Tiempo de inyección de vapor (días)
30	15	2000	120
60	25	2200	180
90	70	2500	-

En la Tabla 16 se muestran los 5 casos que obtuvieron un mayor VPN. A partir de ella podemos concluir que para obtener un proyecto más económico el tiempo de

inyección de agua debe ser mínimo, esto es debido a que durante el tiempo que se inyecta agua la tasa de producción decae debido a la baja temperatura de esta comparada con el vapor saturado, sin embargo, al terminar un ciclo de agua y comenzar la inyección de vapor, esta suele ser mucho mayor que la obtenida en la inyección continua de vapor; en congruencia con esto, un alto tiempo de inyección de vapor permite recuperar más aceite, por lo que en la mayoría de los casos se obtuvo un tiempo de inyección de vapor de 180 días. Por otra parte, una alta tasa de inyección de vapor supone mayores requerimientos energéticos, por lo que el simulador arrojó que la tasa de inyección de vapor debía ser de 2000 bwpd. Finalmente, la optimización dejó evidenciado que a pesar de que el análisis de sensibilidad mostró que un mayor número de ciclos tiende a disminuir el factor de recobro, es preferible realizar los ciclos hasta el final del proyecto para hacerlo más viable económicamente. Cabe resaltar que aunque los valores de VPN no varían mucho en los casos mostrados, a la hora de llevar un proyecto como estos a escala de campo, las variaciones sí podrían llegar a ser muy significativas

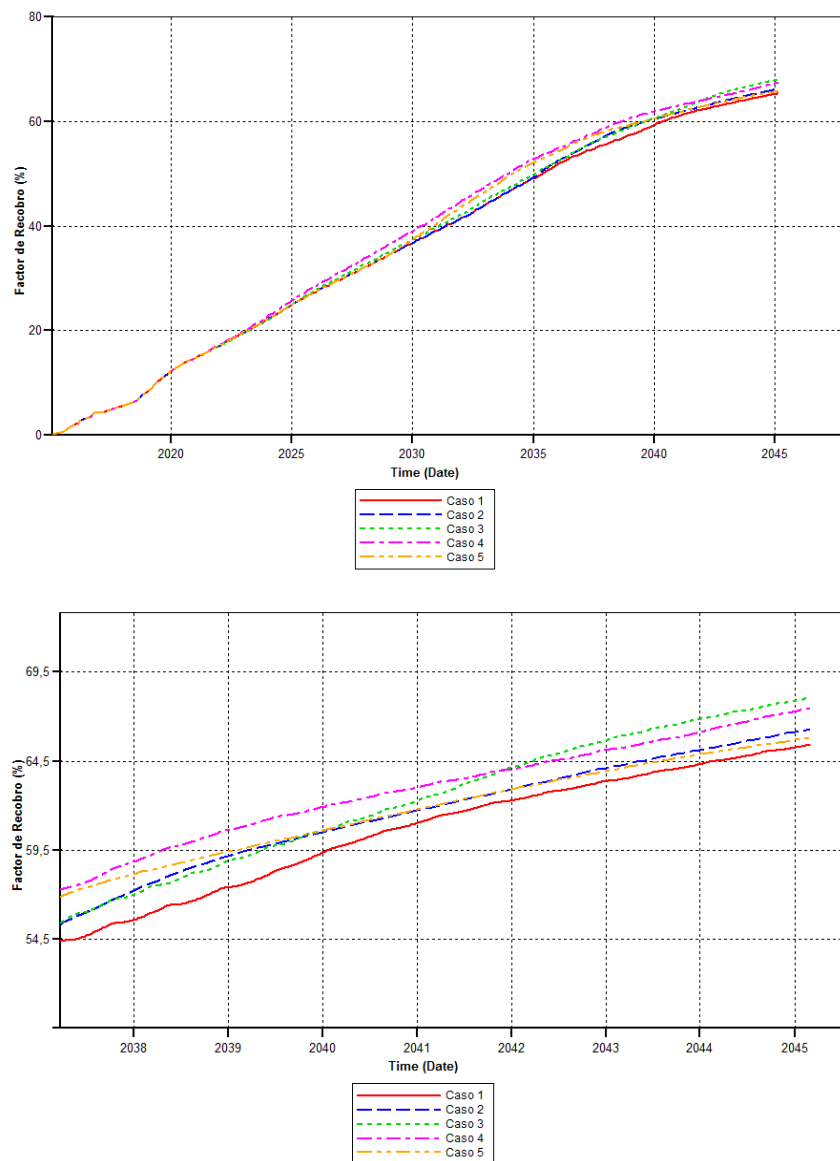
Tabla 16. Mejores 5 casos obtenidos para WASP.

Caso	VPN (M\$)	Tiempo de inyección de agua (días)	Número de ciclos	Tasa de inyección de vapor (bwpd)	Tiempo de inyección de vapor (días)
1	9621.5	30	70	2000	180
2	9491.8	30	25	2000	180
3	9490.1	30	70	2500	120
4	9452.9	30	70	2200	180
5	9436.4	30	15	2000	180

Las Figuras 24 y 25 permiten observar el comportamiento para el factor de recobro y el SOR en cada uno de los casos presentados en la Tabla 18. La Figura 24 muestra que a pesar de ser el más económico, el caso 1 es el que recupera menor cantidad de aceite, llegando a un factor de recobro de 65.4%, mientras que el caso 3 alcanza a recuperar un 68%; esto se debe a que una mayor tasa de inyección de

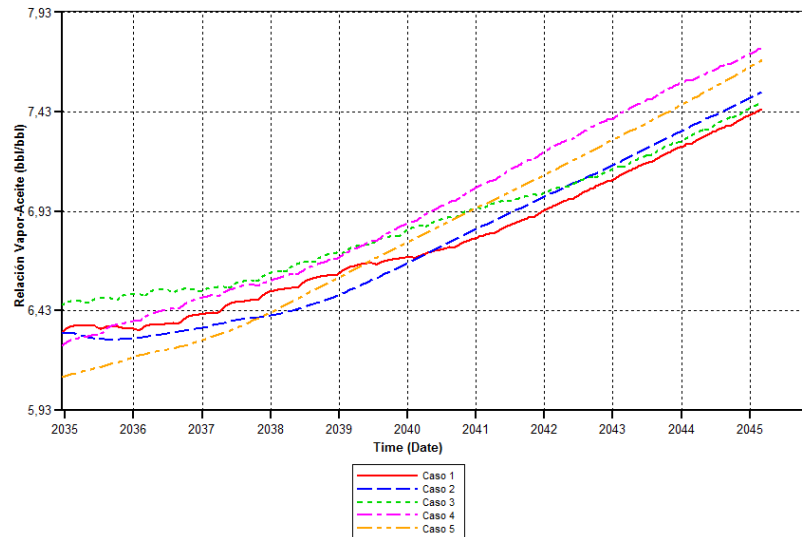
vapor permite una mayor extracción de crudo pero esto no necesariamente es más viable para el proyecto. Lo anterior se puede confirmar con el comportamiento del SOR mostrado en la Figura 25, en el cual el caso 1 tiene el valor más bajo, evidenciando que esta combinación de variables permite obtener el aceite a un menor costo, comparado con los demás casos; lo cual permite concluir que el caso 1 representa la forma más viable de aplicar un proceso WASP.

Figura 24. Factor de recobro optimización WASP.



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

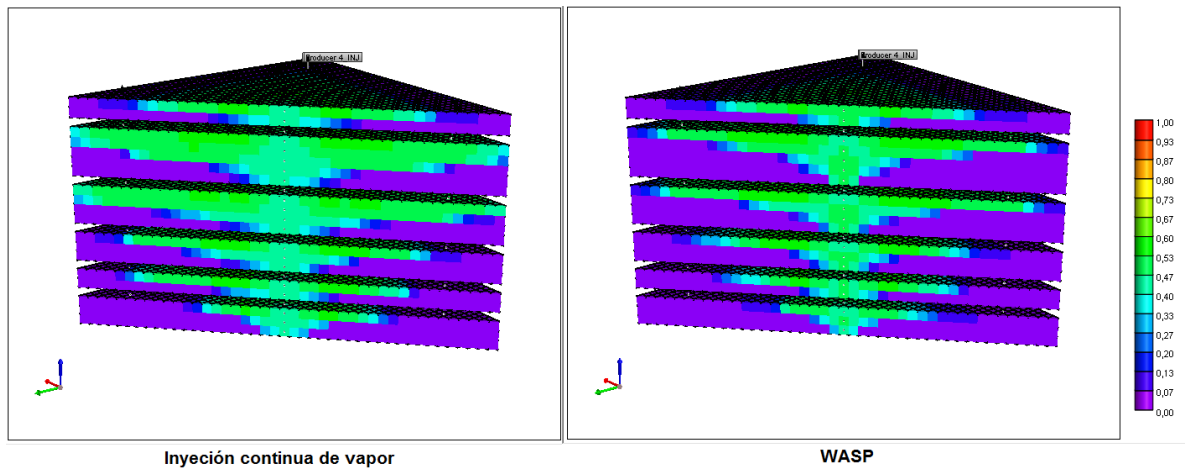
Figura 25. Relación vapor-aceite SOR optimización WASP.



Fuente: Result Graph, Computer Modelling Group Ltd.

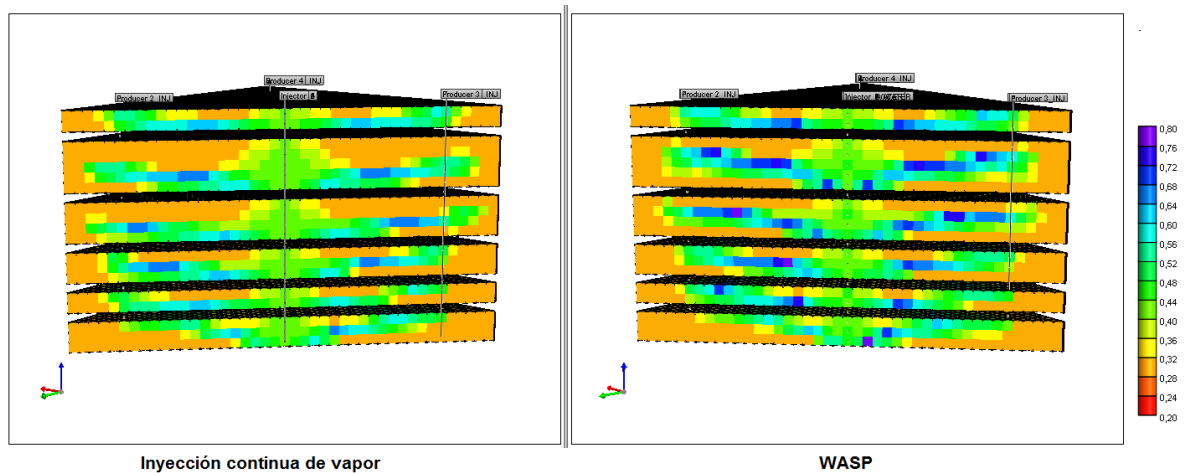
Dado que el principal objetivo de WASP es la estabilización del frente de inyección, la Figura 26 permite visualizar la saturación de agua en el modelo, y la Figura 27 la saturación de gas, haciendo una comparación con la inyección continua de vapor, para un mismo tiempo. La Figura 26 muestra que la saturación de gas es mayor para un proceso de inyección continua de vapor, y en ambos casos este tiende a dirigirse por la parte superior del estrato. Por otra parte, la Figura 27 muestra que en la técnica WASP, el agua contacta una mayor parte del estrato, ya que hay una mejor distribución de esta que en la inyección continua de vapor.

Figura 26. Saturación de gas para la inyección continua de vapor y WASP.



Fuente: Results 3D, Computer Modelling Group Ltd.

Figura 27. Saturación de agua para la inyección continua de vapor y WASP.

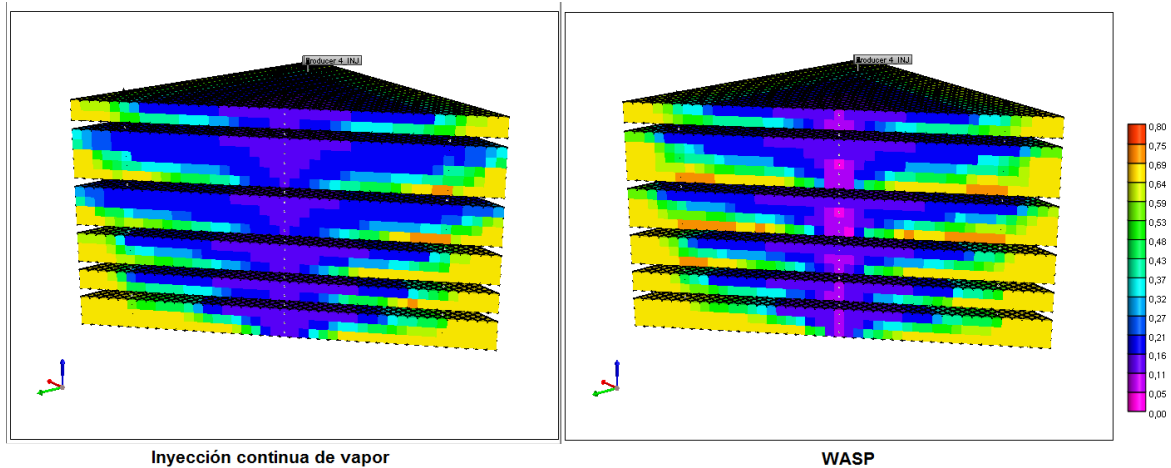


Fuente: Results 3D, Computer Modelling Group Ltd.

Otro factor que permite determinar qué tan uniforme es el frente de inyección es la saturación de aceite, como se muestra en la Figura 28. A pesar que la inyección continua de vapor permite la extracción de aceite en una gran parte del yacimiento, la técnica WASP obtiene saturaciones de aceite cercanas a 0 en los alrededores del pozo inyector. Esto permite confirmar que el agua efectivamente

barrio la parte inferior del estrato, por lo cual se puede inferir que en este sector disminuyó el efecto de *override*.

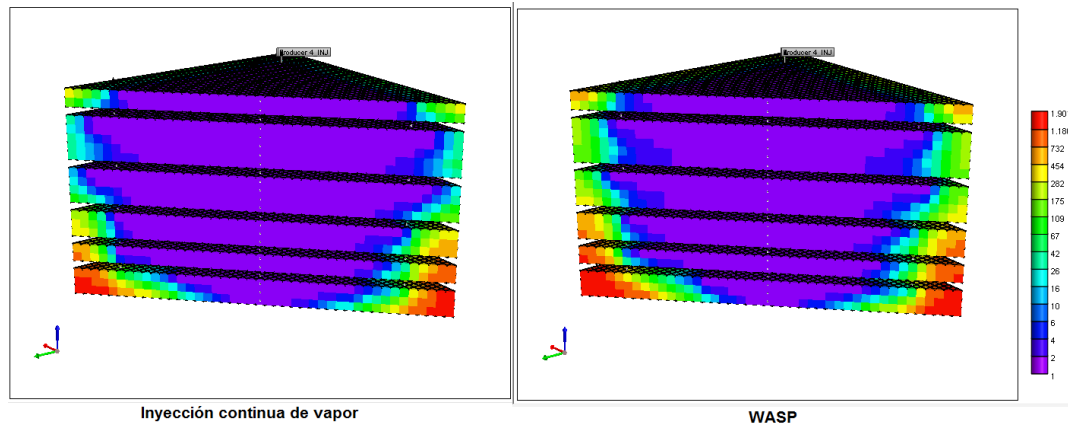
Figura 28. Saturación de aceite para la inyección continua de vapor y WASP.



Fuente: Results 3D, Computer Modelling Group Ltd.

Debido a que el agua se inyecta a una temperatura mucho menor que el vapor, el aceite podría enfriarse, aumentando su viscosidad y limitando su flujo hacia los pozos productores. La Figura 29 muestra la viscosidad del aceite para la inyección continua de vapor y para la técnica WASP. A partir de ella se puede concluir que WASP tiende a aumentar la viscosidad del aceite, pero este aumento no es muy significativo comparando con los valores obtenidos para la inyección continua de vapor.

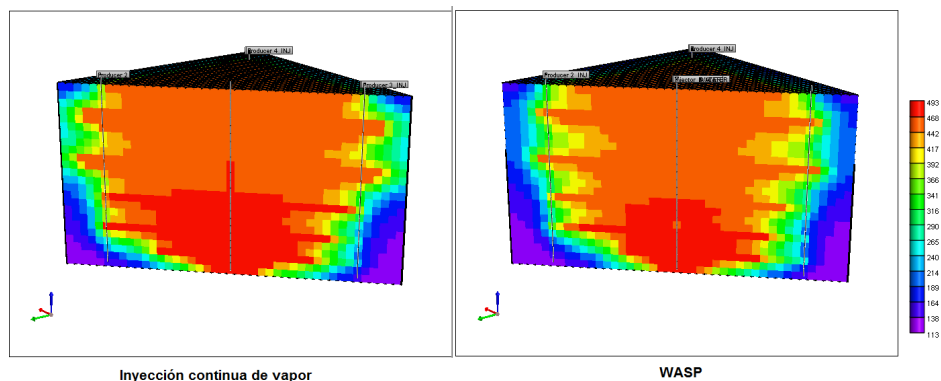
Figura 29. Saturación de aceite para la inyección continua de vapor y WASP.



Fuente: Results 3D, Computer Modelling Group Ltd.

Adicionalmente, otro efecto favorable asociado a la implementación de la técnica WASP es la reducción de la temperatura en las cercanías de los pozos productores, ya que las altas temperaturas pueden provocar diversos problemas operacionales relacionados con arenamiento, formación de emulsiones y daños en la tubería. Esta reducción se puede observar en la Figura 30, en la cual se presenta una comparación del perfil de temperaturas en un corte transversal del yacimiento que pasa por el pozo inyector y dos de los pozos productores; de la que se puede concluir que la temperatura promedio en los pozos productores de WASP tiende a ser un 25% menor que en los de inyección continua de vapor.

Figura 30. Comparación del perfil de temperatura en inyección continua de vapor y WASP.



Fuente: Results 3D, Computer Modelling Group Ltd

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para la evaluación económica de un proyecto de inversión, como lo es la implementación de un proceso de recobro mejorado, es importante visualizar la actividad a realizar como un sistema, cuyas “entradas” son los gastos en los que se incurre para que la inversión se lleve a cabo y cuyas “salidas” son los resultados beneficiosos de dicha inversión.

La valoración de estos gastos y beneficios económicos se hará sobre los efectos directos que esta genere en los flujos monetarios. Es decir, que toda la valoración se hará en valores monetarios de mercado y por ello los beneficios para el proyecto se cuantificarán a través de los ingresos (que son las “salidas” del sistema) y los gastos en los que se incurre se valorarán a través de los egresos (que son “entradas” del sistema) como se ilustra en la Figura 31.

En este orden de ideas, el criterio de decisión para considerar como económicamente factible la implementación de la técnica WASP en un yacimiento de crudo pesado móvil, será que los ingresos, considerando su posición en el tiempo, sean capaces, en primer lugar, de cubrir los egresos y en segundo, de dar un excedente adecuado a las condiciones de riesgo del proyecto.

Figura 31. Flujo de los recursos económicos a través del sistema.



Fuente: VARELA, Rodrigo. Evaluación Económica de Proyectos de inversión. *Grupo Editorial Iberoamérica-Sexta Edición, Bogotá, 1997.*

4.1. ESCENARIOS A EVALUAR

La incertidumbre sobre el futuro de los precios del petróleo es un hecho que opaca predicciones para la economía global y la evaluación confiable de proyectos de inversión, por esta razón se han planteado tres escenarios para la evaluación económica de la técnica WASP que consisten en valores del precio del crudo bajo un criterio optimista y realista (Tabla 17), los cuales son comúnmente utilizados en el proceso de toma de decisiones bajo incertidumbre.

Tabla 17. Precio del barril de petróleo en cada uno de los escenarios.

Optimista	Realista
US\$88	US\$25

4.2. INVERSIÓN INICIAL

La inversión hace referencia a la asignación de recursos para el desarrollo de un proyecto. Debido a la finalidad con la que se realiza, la inversión inicial de este proyecto se conoce como inversión de modernización según la clasificación de Varela (1997)²⁰. Este tipo de inversiones está orientada a una mejora tecnológica, al incremento de la eficiencia de un proceso, la disminución del consumo eléctrico, entre otras. Para su cálculo, se consideraron los costos de perforación de cinco pozos verticales (Tabla 18), la compra de un generador estático de 50 MMBTU/h, la construcción de líneas de distribución y de obras civiles, y las modificaciones de las facilidades para su conversión a WASP (Tabla 19).

²⁰ VARELA, Rodrigo. Evaluación Económica de Proyectos de inversión. *Grupo Editorial Iberoamérica-Sexta Edición, Bogotá, 1997.*

Tabla 18. Costos de pozo.

Descripción	Cant.	Precio Unit. (US\$)	Total (US\$)
Locación	1	54.792	54.792
Alquiler de equipo de perforación, día	10	8.992	89.920
Combustible y lubricantes, día	9	878	7.902
Fluido de perforación y aditivos	1	13.206	13.206
Registros	1	46.363	46.363
Cementación	1	89.915	89.915
Casing	1	92.163	92.163
Brocas	1	25.289	25.289
Cañoneo, ft	392	983	385.336
Sarta de producción, ft	1995	9	17.995
Sarta selectiva de inyección	1995	16	31.920
Cabeza de inyección	1	28.099	28.099
Equipo de fondo de pozo	1	43.834	43.834
Sistema de levantamiento	1	109.584	109.584
Accesorios	1	28.098	28.098

Tabla 19. Inversión neta.

Descripción	Costo, US\$
Pozos	5.066.661
Generador de vapor	900.000
Modificaciones de las facilidades a WASP	12.000
Líneas de distribución	3.050
Obras civiles	70.000
TOTAL	6.051.711

4.3. INGRESOS

Se entiende por ingresos al flujo de recursos que recibe la compañía operadora por la venta de los fluidos producidos. En la Tabla 20 se presenta el flujo de ingresos calculado a partir de la producción anual arrojada por la simulación numérica en los diferentes escenarios de evaluación.

Tabla 20. Ingresos del proyecto

Año	WASP		INYECCIÓN CONTINUA	
	Ingresos, US\$ <i>Optimista</i>	Ingresos, US\$ <i>Realista</i>	Ingresos, US\$ <i>Optimista</i>	Ingresos, US\$ <i>Realista</i>
2015	6.528.882	1.854.796	6.528.882	1.854.796
2016	8.220.427	2.335.349	8.220.427	2.335.349
2017	4.349.447	1.235.638	4.351.199	1.236.136

4.4. EGRESOS

Las erogaciones en un proceso de inyección de vapor consisten principalmente en los costos operativos de generación y los impuestos a la industria petrolera. Los costos de generación incluyen los costos de tratamiento del agua de inyección, el consumo de gas natural, el consumo eléctrico y el costo de mantenimiento del generador. Respecto a los impuestos, la industria petrolera está afectada por dos: las regalías, establecidas en la Ley 756 de 2002 según la producción del campo; y el impuesto sobre la renta, la cual representa el 35% de la utilidad gravable del proyecto. En las tablas 21 y 22 están descritas los costos de operativos y los flujos egresos del proyecto respectivamente.

Tabla 21. Costos operativos e impuestos del proyecto.

Costos Operativos	
Tratamiento agua de inyección, US\$/bwi	1.18
Gas natural y transporte, US\$/MSCF	6
Electricidad, US\$/kWh	0.0435
Mantenimiento, US\$	60.517
Mano de obra, US\$	121.201
Impuestos	
Impuesto sobre la renta, %	35
Regalías, %	8

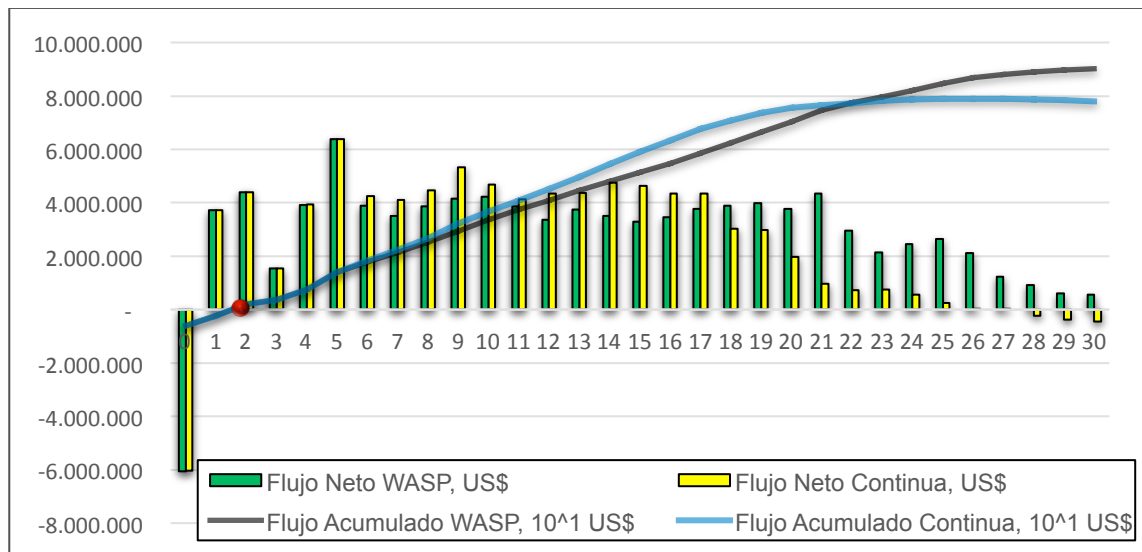
Tabla 22. Egresos del proyecto.

Año	WASP	INYECCIÓN CONTINUA
	Egresos, US\$	Egresos, US\$
2015	389.075	389.075
2016	893.340	893.340
2017	1.731.550	1.731.479
2018	2.732.926	2.730.568
2019	2.855.424	2.854.951
2020	2.242.521	2.902.325

4.5. FLUJO DE CAJA

El estudio de los flujos de caja constituye la base para el cálculo de los criterios de decisión que serán utilizados en la evaluación de la viabilidad de este proyecto. Para su cálculo se utilizó la inversión neta y los flujos de ingresos y egresos hallados previamente en cada uno de los periodos de análisis. Además se consideró la depreciación de los activos fijos tangibles utilizados en la actividad productora de renta (equipo de generación, tuberías, pozos, etc.), utilizando el método más común, el sistema de línea recta, en el cual se aplica una tasa fija a la inversión inicial. La Figura 32, muestra una comparación entre los flujos de caja netos y el flujo acumulado para la técnica WASP y para la inyección continua de vapor, de la cual se puede inferir, en primer lugar, que ambas técnicas intersectan el eje de abscisas en el mismo punto (punto rojo), lo que indica que el plazo para recuperar la inversión inicial es similar en los dos procesos, lo cual será explicado con mayor detalle más adelante; y en segundo lugar, la inyección continua de vapor presenta flujos de caja negativos a partir del periodo 28, indicando la existencia de problemas de liquidez durante esos periodos. Esta situación se presenta cuando los egresos exceden los ingresos y comúnmente es solucionada con el aporte de nuevos recursos financieros.

Figura 32. Flujo de caja de la técnica WASP y de la inyección continua.



4.6. RESULTADOS DE LA EVALUACION

Antes de discutir los resultados del proyecto, es importante recalcar que el objetivo de esta evaluación es determinar la rentabilidad de la técnica WASP a partir de diferentes criterios decisorios que pueden estar basados, bien sea en la rentabilidad misma, en el dinero o en el tiempo, por esta razón este tipo de evaluación se denominada evaluación de factibilidad.

Numerosos criterios decisorios han sido desarrollados a lo largo de los años, cada uno con sus ventajas y desventajas y aplicados y evaluados en muchas situaciones. Uno de ellos es el plazo de recuperación de la inversión o *payback*. Este método indica el tiempo que se requiere para que los flujos de caja netos de un proyecto recuperen la inversión inicial. Como se mencionó anteriormente, los procesos evaluados presentan plazos de recuperación 1,48 años, lo cual indica que la inversión se estaría recurando con la producción en frio y con la producción de los dos primeros ciclos de estimulación térmica. Desde el punto de vista de los inversionistas, esto es favorable ya estarían recuperando sus aportes financieros

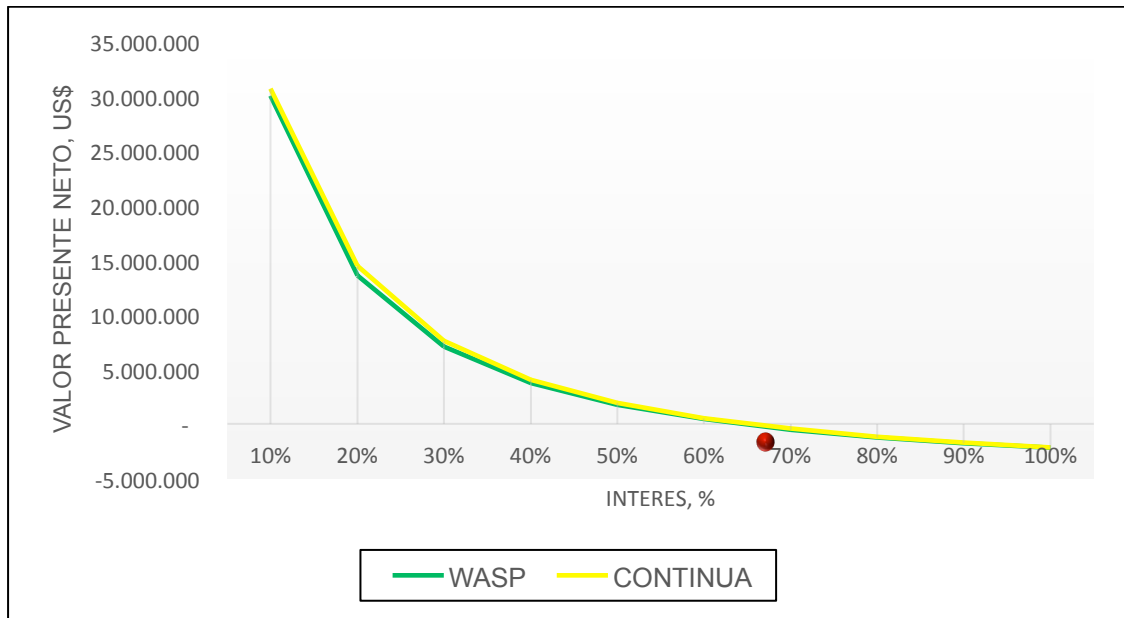
en un periodo de tiempo relativamente corto respecto a la duración de proyecto (30 años). Sin embargo una de las principales desventajas de este indicador es que ignora la vida económica del proyecto, puesto que no incluye en absoluto los flujos de cajas neto después del periodo de pago, sesga los proyectos a largo plazo que pueden ser más rentables que los proyectos a corto plazo; e ignora el valor del dinero en el tiempo cuando no se aplica una tasa de descuento o costo de capital. Por lo tanto, no es criterio suficiente para definir la factibilidad económica del proyecto.

Tabla 23. Criterios de decisión para la evaluación de factibilidad.

CRITERIOS DE DECISIÓN				
	Payback	TIR, %	VPN, US\$ <i>Optimista</i>	VPN, US\$ <i>Realista</i>
WASP	1,48	64	41.291.372	-2.608.328
Inyección Continua	1,48	65	40.849.397	-6.318.044

La tasa interna de retorno (TIR), también conocida como índice de rentabilidad o factibilidad, es el criterio porcentual más usado debido a que considera el valor del dinero en tiempo, da una medida real de la rentabilidad anual obtenida sobre la inversión no amortizada y puede compararse con la tasa mínima de aceptación de rendimiento, tasa de oportunidad, tasa de descuento o costo de capital. En la evaluación de proyectos de inversión, generalmente la TIR es comparada con la tasa de oportunidad, la cual representa las expectativas mínimas de ganancia del inversor respecto al proyecto. En la industria de los hidrocarburos, dicha tasa suele encontrarse entre 11 y 12%. Si la tasa interna de retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto es favorable pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinviertan los flujos de caja netos; de lo contrario, el proyecto no es viable pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido.

Figura 33. Representación gráfica de la tasa interna de retorno.



Como lo muestra la Tabla 23, la tasa interna de retorno de ambos procesos evaluados es superior a una tasa de oportunidad de 12%. Esto indica que genera a los inversionistas un retorno anual igual a dicho porcentaje sobre el capital no amortizado (o utilidad bruta), y que cubre completamente las inversiones netas propias del proyecto, razón por la cual el valor presente neto a esta tasa es de cero, como se observa en la Figura 33. Sin embargo, este indicador no permite por sí solo determinar cuál es la inversión óptima frente a varias alternativas, requiriéndose de un criterio de análisis incremental como lo es el valor presente neto.

El valor presente neto (VPN) es el criterio más utilizado en la literatura técnica y a nivel empresarial debido a su fácil decisión, puesto que siempre que sea mayor o igual a cero el proyecto es factible. Al igual que la tasa interna de retorno, el VPN se caracteriza por considerar el valor del dinero en el tiempo a través de una tasa de descuento. Dicha tasa correspondió a la variación del Índice de Precios al

Consumidor (IPC) en el año 2015 según el DANE²¹ y representaría la descapitalización de la inversión cuando se lleva a presente.

En la Tabla 23 se puede observar que el valor presente neto en el periodo cero de la técnica WASP es mayor que la inyección continua en ambos escenarios (optimista y realista), lo cual indica que la técnica es factible como optima, puesto es en adición a recuperar todas las inversiones realizadas, a pagar todos los costos, a dar una rentabilidad del 64% cada año sobre el capital no amortizado, deja una “utilidad económica” que supera en US\$441.975 la del proceso de inyección continua de vapor. Adicionalmente, la técnica WASP demostró ser viable con precios del petróleo de hasta US\$28,8, mientras que la inyección continua de vapor, solo es viable a precios por encima de US\$33,5.

²¹ DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA. Índice de precios al consumidor. Boletín técnico de la Dirección de Difusión, Mercadeo y Cultura Estadística. Bogotá D.C.: DANE; 2016. 1p.

5. CONCLUSIONES

- La técnica de inyección de agua alternada con vapor (WASP) logró estabilizar el frente de inyección e incrementar la eficiencia térmica del proceso debido a la disminución del override del vapor y a la disminución la relación vapor aceite respectivamente.
- El análisis de sensibilidad realizado para los parámetros operacionales de WASP, permitió identificar que el tiempo de inyección del bache de agua y el número de ciclos afectan negativamente la recuperación de aceite; mientras que la tasa de inyección del bache de vapor contribuye a una mayor recuperación.
- El proceso de optimización del caso base WASP arrojó que para que la técnica fuera más rentable eran necesario menores tiempo de inyección de agua, una baja tasa de inyección de vapor y que se realizara un gran número de ciclos.
- El criterio valor presente neto demostró la viabilidad económica de la implementación de la técnica WASP cubre completamente los costos en los que se inquieren, ofrece una rentabilidad del 64% cada año sobre el capital no amortizado y deja una utilidad económica que supera en US\$441.975 al proceso de inyección continua de vapor.
- El estudio del flujo de caja permitió determinar que la principal limitante de la inyección continua de vapor es el tiempo. Esta técnica presentó un buen comportamiento durante los primeros 15 años del proyecto, cuando no todas las arenas alcanzaban la irrupción. En contraste a los últimos periodos de análisis donde se presentaban flujos de caja negativos que reflejaban problemas de liquidez.

6. RECOMENDACIONES

- Evaluar, por medio de un software o herramienta especializada, el impacto que pueda tener la técnica WASP en los problemas operacionales inherentes a la inyección continua de vapor.
- Aplicar el principio de administración de energía en la implementación de la técnica WASP luego de un proceso de inyección continua de vapor.
- Realizar un estudio de análisis de sensibilidad y optimización al modelo homogéneo, para observar qué tanto variaría un caso óptimo para este modelo comparado con el del heterogéneo.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALBOUDWAREJ, Hussein, et al. Rheology of heavy-oil emulsions. *SPE Production & Operations*, 2007, vol. 22, no 03, p. 285-293.
2. ALI, S. M., et al. Current status of steam injection as a heavy oil recovery method. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1974, vol. 13, no 01.
3. ALI, S. M., et al. Current Steamflood Field Experience. En *SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 1978.
4. ALI, S. M. *Steam injection theories: a unified approach*. 1982.
5. ALIKHLALOV, Kamil, et al. Conversion of cyclic steam injection to continuous steam injection. En *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2011.
6. BAUTISTA, L. S., et al. Water-Alternating-Steam Process (WASP) Alleviates Downdip Steam Migration in Cymric Field. En *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers, 1994.
7. BELTRAN, Jesús. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección continua de vapor Mediante analogías. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2005.
8. CHU, Chieh. *State-of-the-art review of steam flood field projects*. Getty Oil Company, 1983.

9. CRABTREE, M., ESLINGER, D., FLETCHER, P., JOHNSON, A., and others.: "La lucha contra las incrustaciones-Remoción y Prevención". *Oilfield Review*, otoño de 1999. p. 30.
10. DEHGHANI, Kaveh, et al. Evaluation of the steam-injection process in light-oil reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2001, vol. 4, no 05, p. 395-405.
11. DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA. Índice de precios al consumidor. Boletín técnico de la Dirección de Difusión, Mercadeo y Cultura Estadística. Bogotá D.C.: DANE; 2016. 1p.
12. DOSCHER, T. M., et al. Analysis of five field tests of steamdrive additives. En *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 1983.
13. FLÓREZ, Favio, LÓPEZ, Sergio. Estudio comparativo de los métodos convencionales de recobro aplicados en yacimientos que presentan altas relaciones de movilidad. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2006.
14. GEFFEN, Ted M. Oil production to expect from known technology.[Tertiary recovery]. *Oil Gas J.:(United States)*, 1973, vol. 71, no 19.
15. GOMAA, Ezzat E., et al. Correlations for predicting oil recovery by steamflood. *Journal of Petroleum Technology*, 1980, vol. 32, no 2, p. 325-332.

16. GOMAA, E. E. *Simplified method for predicting oil recovery by steamflood*. American Inst. of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, New York, 1976
17. HIRASKI, George J., et al. The steam-foam process. *Journal of Petroleum Technology*, 1989, vol. 41, no 05, p. 449-456
18. HONG, K. C., et al. Water-alternating-steam process improves project economics at West Coalinga field. *SPE reservoir engineering*, 1992, vol. 7, no 04, p. 407-413.
19. HONG, K. C.; COOK, G. W. Successful deployment of thermal simulation technology to field office. *SPE Computer Applications*, 1996, vol. 8, no 1.
20. HONG, K.C.: "Recent Advances in Steamflood Technology". SPE 54078. 1999.
21. IYOHO, A. W. Selecting enhanced oil recovery processes. *World Oil;(United States)*, 1978, vol. 187, no 6.
22. KUMAR, Mridul, et al. Optimizing Steamflood Performance in Dipping Reservoirs. En *SPE Western Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers, 1992.
23. LAMOUREUX-VAR, Violaine, et al. H₂S artificial formation as a result of steam injection for EOR: a compositional kinetic approach. En *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. Society of Petroleum Engineers, 2005.

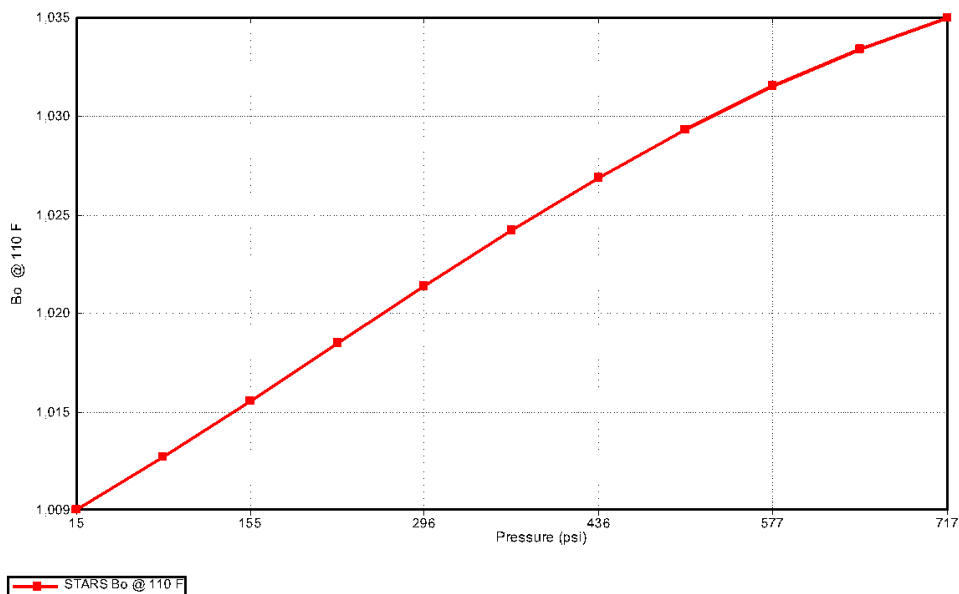
24. LEWIN & ASSOCS INC. The Potentials and Economics of Enhanced Oil Recovery. Federal Energy Admin. Report B76/221. April 1976.
25. MAHARAJ, G., et al. Thermal well casing failure analysis. En *SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers, 1996.
26. MATEUS, Y. Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado. Bucaramanga, 2011, 134p. Trabajo de investigación (Ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
27. RAMLAL, V.; SINGH, K. Sono. Success of Water-Alternating-Steam-Process for Heavy Oil Recovery at Petrotrin. 2000
28. RESTINE, J. L., et al. On the Effect of Viscosity and Sand Thickness on Kern River Field, Single-Zone, Steamflood Performance. En *SPE International Thermal Operations Symposium*. Society of Petroleum Engineers, 1991.
29. REY, S., VELASCO, JOHNNIE. Aplicación software para la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor. Bucaramanga, 2007, 157p. Trabajo de investigación (Ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
30. ROA, Deisy González, et al. Problemas operacionales frecuentes durante procesos de inyección cíclica de vapor. *REVISTA FUENTES*, 2010, vol. 5, no 2.

31. SMITH, H. Vernon; ARNOLD, Kenneth E. Crude oil emulsions. *Petroleum engineering handbook. 3rd ed. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1992, p. 19.1-19.34.*
32. TABBER, J.J., MARTIN, F.D. and SERIGHT, R.S.: "EOR Screening Criteria Revisited_Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects". SPE 35385. 1997.
33. UNDERDOWN, David R., et al. Evaluation of Sand-Control Completions in the Duri Steamflood Sumatra Indonesia. *SPE Drilling & Completion, 2009, vol. 24, no 01, p. 137-143.*
34. VARELA, Rodrigo. Evaluación Económica de Proyectos de inversión. *Grupo Editorial Iberoamérica-Sexta Edición, Bogotá, 1997.*
35. WU, Ching H., et al. A critical review of steamflood mechanisms. En *SPE California Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers, 1977.*

ANEXOS

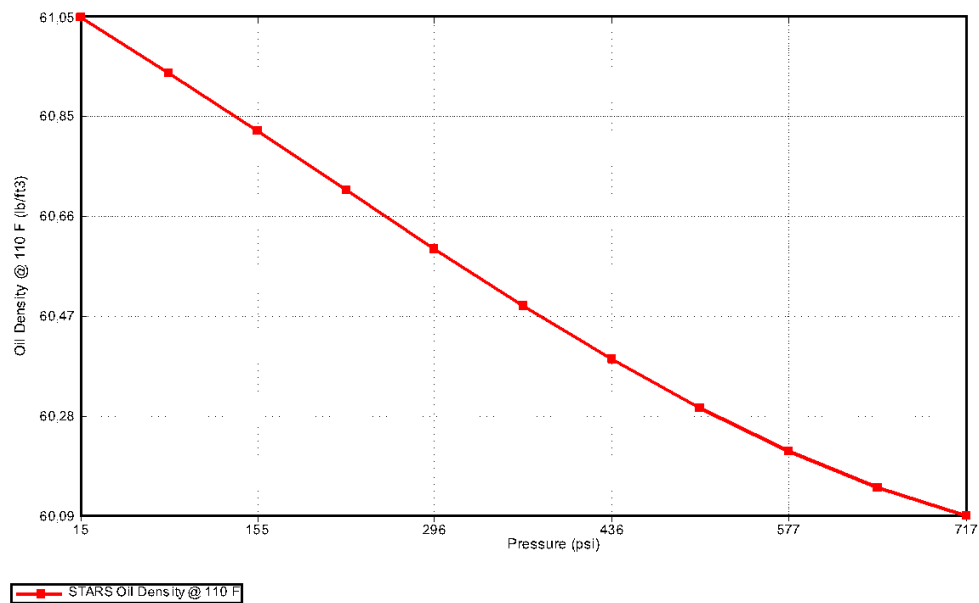
ANEXO A: MODELO DE FLUIDOS DEL ACEITE PESADO MÓVIL

ANEXO A-1. Factor volumétrico de formación del aceite.



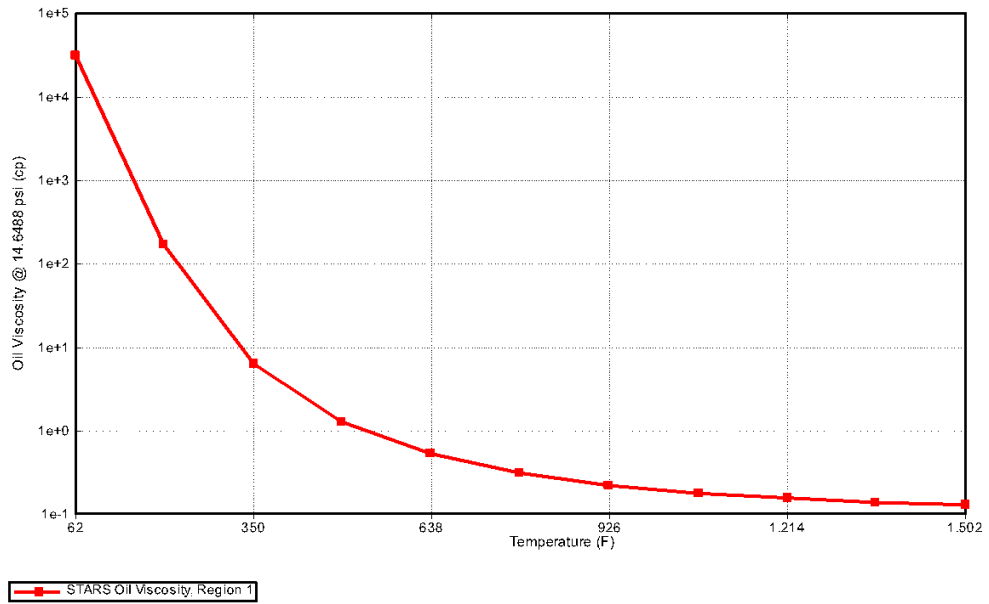
Fuente: Builder, Computer Modelling Group Ltd.

ANEXO A-2. Densidad del aceite.



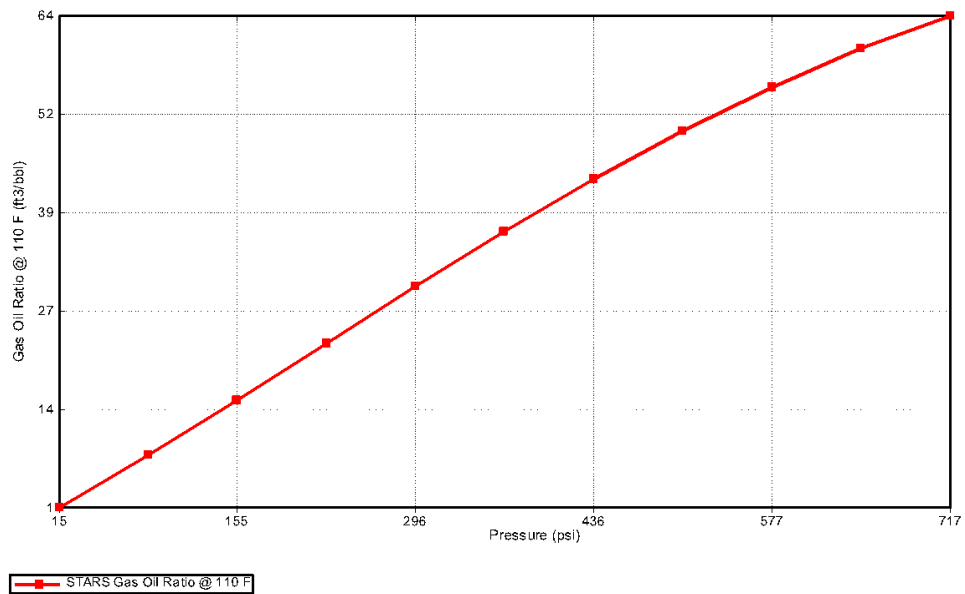
Fuente: Builder, Computer Modelling Group Ltd.

ANEXO A-3. Viscosidad del aceite versus la temperatura.



Fuente: Builder, Computer Modelling Group Ltd.

ANEXO A-4. Relación gas aceite.



Fuente: Builder, Computer Modelling Group Ltd.