

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN UN YACIMIENTO DE
CRUDO MEDIO- CASO COLOMBIANO.**

DANELYS LEONOR BERNAL CORREA

PAOLA ANDREA LEÓN NARANJO

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

2015

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN UN YACIMIENTO DE
CRUDO MEDIO - CASO COLOMBIANO.**

DANELYS LEONOR BERNAL CORREA

PAOLA ANDREA LEON NARANJO

*Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de Ingeniero de
Petróleos*

Director

M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

Codirectores

M.Sc. Aníbal Ordoñez Rodríguez

M.Sc. María Mónica Rincón Cañas

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

2015

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso porque sé que estuvo conmigo en todo este camino, durante el cual siempre tuve confianza en que lograría salir adelante, en que los retos se podían superar y que lograría culminar satisfactoriamente esta gran meta.

A mis padres Danelly Rocio Correa y Jorge Bernal, que los amo con todo mi ser, que son lo más preciado que tengo, por los que cada día doy lo mejor de mí y por los que sé que éste sólo es el principio de muchas más bendiciones que vendrán para nosotros.

A mi hermano Diego Bernal y sobrinos que amo mucho.

A Julián Quintero, por llegar a mi vida y brindarme su inmenso amor, apoyo incondicional y consejos que me han hecho crecer como persona. Eres ese alguien que Dios envió para que me cuidara.

A toda mi familia, que siempre me han acompañado desde la distancia y que desean lo mejor para mí.

A mi Sashita consentida, mi reina, mi perrita, mi Coqui, quien me ha acompañado en los días de estudio, días de desvelo, días alegres y días no tan buenos, pero que siempre con sus ojitos, su energía y en general su compañía me alegra cada instante y me llena la vida con su amor incondicional.

A mis amigos, Fabio Cancino, Anyul Rodríguez, Yineth pinzón por iniciar este camino conmigo, por tantos momentos inolvidables, por ser como mis hermanos, apoyándome y aconsejándome cuando era necesario.

A todos los integrantes del GRM, por creer en mis capacidades y brindarme la oportunidad de seguir afianzando mis conocimientos.

Gracias,

Danelys Leonor Bernal Correa

DEDICATORIA

A Dios, por darme la vida, sabiduría, paciencia y sensatez para afrontar cada etapa. No solo me has permitido alcanzar este logro, sino que también me diste lo más valioso que tengo: mi familia”.

A mis padres, Armando y Magdalena, por su esfuerzo, orientación y trabajo. Cada logro siempre estará enfocado en su felicidad y orgullo. Ni con todo el oro del mundo compensaré lo que han hecho por mí y mis hermanos.

A mis hermanos, Julián y Eliana, por ser ese apoyo incondicional. Son lo más parecido a mí sobre la faz de la tierra.

A mis abuelos y tíos, por ser la parte más dulce y fraterna de mi vida.

A Astrid Carvajal y Aníbal Ordoñez, por ser guía en mi vida. Admiro tanto la persona como el profesional que son.

A los ángeles de mi vida, Karito, Sara y Jp, son una de las razones por las que vale la pena luchar y superarse.

A mis amigos: Diego, Cristian, Merry, Yessi, Cindy, Vanessa, Julián y Dayro, por su respaldo y compañía en todos los momentos compartidos. Han sido muchas anécdotas juntos.

Paola Andrea León Naranjo

AGRADECIMIENTOS

Al profesor Samuel Fernando Muñoz, por su orientación antes, durante y después de la realización del proyecto.

A los ingenieros: Aníbal Ordoñez Rodríguez, María Mónica Rincón, Jorge Mario Palma, Fernando Fajardo y Astrid Xiomara Rodríguez por ser guía y soporte. Hicieron valiosos aportes en el desarrollo del proyecto.

A todos los integrantes del grupo de investigación de Recobro Mejorado, por las sugerencias que realizaron en cada una de las presentaciones de avance del proyecto. Son un espacio donde se promueve el conocimiento y desarrollo de sus integrantes.

A la escuela de ingeniería de petróleos junto con todo el cuerpo de docentes que la componen, por la preparación profesional y personal que inculcan en cada uno de los estudiantes.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	20
1.RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDOS CON VISCOSIDAD Y GRAVEDAD API MEDIA	22
1.1. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	23
1.1.1. Descripción del proceso	24
1.1.2. Zonas características de un proceso de inyección continúa de vapor	25
1.1.3. Mecanismos de recuperación.....	28
1.1.4. Cambios en el crudo medio al aplicar un proceso de inyección continua de vapor	34
1.1.5. Parámetros que influyen sobre la implementación de un proceso de inyección continúa de vapor	36
1.1.6. Screening de aplicación en yacimientos de crudo medio.....	39
1.1.7. Tratamiento y generación del vapor húmedo	39
1.1.8. Principales estudios de simulación numérica del proceso	42
2. DESARROLLO DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN.....	51
2.1. GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS ...	52
2.1.1. Datos necesarios para la construcción de un modelo de simulación.....	52
2.1.2. Tipos de enmallados.....	54
2.2. SELECCIÓN DEL CAMPO COLOMBIANO DE ESTUDIO	55
2.2.1. Generalidades del campo colombiano seleccionado	55
2.2.2. Distribución de propiedades en la arena seleccionada.....	56
2.3. ELABORACIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	58
2.3.1. Definición del enmallado y dimensiones del grid a utilizar	58
2.3.2. Distribución de propiedades petrofísicas y térmicas del modelo.....	60
2.3.3. Caracterización de fluidos.....	63

2.3.4. Interacción Roca-fluido	68
2.3.5. Inicialización del modelo	68
2.3.6. Configuración de pozos y condiciones operacionales	72
2.3.7. Producción primaria del modelo base de simulación	73
2.3.8. Implementación del proceso de inyección continua de vapor	74
2.3.9. Evidencia de los mecanismos de recuperación	76
3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A PARÁMETROS DE DISEÑO Y OPERACIÓN EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	79
3.1. ESCENARIOS PLANTEADOS PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS.....	79
3.1.1. Producción primaria en los escenarios propuestos.....	82
3.1.2. Implementación del proceso de inyección continua de vapor en los escenarios propuestos.....	83
3.2. SENSIBILIDAD DE LA TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR EN EL MODELO BASE	87
4. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LOS ESCENARIOS	90
4.1. CRITERIOS DE EVALUACIÓN	90
4.1.1. Valor presente neto (VPN).....	91
4.1.2. Flujo de caja.....	92
4.1.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)	92
4.1.4. Tiempo de recuperación de la inversión (Payback time)	93
4.2. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	93
4.2.1. Inversión inicial	94
4.2.2. Egresos.....	94
4.2.3. Ingresos	95
4.3. RESULTADOS DEL ANÁLISIS FINANCIERO.....	96
4.4. ANÁLISIS FINANCIERO AL CONSIDERAR CUATRO PATRONES.....	98
4.5. SELECCIÓN DEL MEJOR ESPACIAMIENTO Y TASA DE INYECCIÓN	103
4.6. ANÁLISIS FINANCIERO DEL MEJOR ESCENARIO	103
5. CONCLUSIONES	106

6. RECOMENDACIONES.....108
BIBLIOGRAFIA.....109

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Distribución de las reservas mundiales de petróleo a partir del tipo de crudo.....	23
Figura 2 Esquema de la inyección de vapor en un crudo medio	26
Figura 3 Distribución de la temperatura y saturación de aceite en las distintas regiones	28
Figura 4 Intensidad con que ocurren los mecanismos de recuperación a partir del tipo de aceite que almacene el yacimiento	30
Figura 5 Frente de vapor durante una inyección continua de vapor en: A. Crudo pesado B. Crudo livianos	30
Figura 6 Efecto de la temperatura sobre la viscosidad de crudos con distinta gravedad.....	33
Figura 7 Porcentaje cumulativo de volumen destilado en función Gravedad API	35
Figura 8 Cambios en la gravedad API debido a la inyección continua de vapor ..	35
Figura 9 Aceite recuperado en cada uno de los escenarios propuestos en la prueba.....	44
Figura 10 Resultados al utilizar un patrón invertido de siete puntos	46
Figura 11 Resultados al utilizar un patrón invertido de cinco puntos.	46
Figura 12 Tasas de producción e inyección obtenidas a partir del estudio	47
Figura 13 Tasas de producción de aceite para los tres casos de estudio.....	50
Figura 14 Producción acumulada de aceite para los tres casos estudiados.....	50
Figura 15. Subdivisión de la arena seleccionada.....	56
Figura 16. Vista superficial del modelo base de simulación.....	59
Figura 17 Representación gráfica de la distribución de espesores.....	61
Figura 18 Distribución de la porosidad en el modelo	62
Figura 19 Distribución de la permeabilidad en el modelo	62

Figura 20 Comportamiento del factor volumétrico del aceite para el PVT sintético generado.....	66
Figura 21 Comportamiento de la viscosidad del aceite respecto a la presión para el PVT sintético generado.....	67
Figura 22 Comportamiento de la viscosidad del aceite respecto a la temperatura para el PVT sintético generado.....	67
Figura 23 Curvas de permeabilidad relativa para el sistema gas-liquido	71
Figura 24 Curvas de permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite.....	71
Figura 25 Vista 3D del modelo base de simulación con patrón de 5 puntos y 2,5 acres de espaciamiento	72
Figura 26 Comportamiento de la presión promedio de yacimiento durante la producción primaria a distintas presiones de fondo	73
Figura 27 Comportamiento del factor de recobro durante la producción primaria a distintas presiones de fondo	74
Figura 28 Comportamiento del factor de recobro, tasas de producción de aceite y relación vapor aceite al implementar el proceso de inyección continua de vapor en el modelo base.....	76
Figura 29 Cambios en la densidad del aceite al implementar el proceso térmico	77
Figura 30 Cambios en la viscosidad del aceite al implementar el proceso térmico	78
Figura 31 Vista 3D del modelo 1,2 acres	80
Figura 32 Vista 3D del modelo 5 acres	81
Figura 33 Vista 3D del modelo 7 acres	81
Figura 34 Comportamiento de la presión promedio durante la producción primaria a distintos espaciamientos.....	82
Figura 35 Comportamiento del factor de recobro de aceite durante la producción primaria a distintos espaciamientos	83
Figura 36 Comportamiento del factor de recobro en los distintos escenarios.....	85

Figura 37 Comportamiento de la tasa de producción de aceite en los distintos escenarios.....	85
Figura 38 Comportamiento de la relación vapor-aceite en los distintos escenarios.	86
Figura 39 Comportamiento de la tasa de producción de agua en los distintos escenarios	86
Figura 40 Comportamiento del factor de recobro a distintas tasas de inyección ...	88
Figura 41 Comportamiento de la relación vapor-aceite a distintas tasas de inyección.....	88
Figura 42 Metodología para realizar una evaluación financiera.....	91
Figura 43 Comportamiento del WTI durante los primeros tres meses del 2015. ...	97
Figura 44 Flujo de caja para espaciamiento de 1,2 acres.....	99
Figura 45 Flujo de caja para espaciamiento de 2,5 acres.....	99
Figura 46 Flujo de caja para espaciamiento de 5 acres.....	100
Figura 47 Flujo de caja para espaciamiento de 7 acre.	100
Figura 48 Valor presente para espaciamiento de 1,2 acres.....	101
Figura 49 Valor presente para espaciamiento de 2,5 acres.....	101
Figura 50 Valor presente para espaciamiento de 5 acres.....	102
Figura 51 Valor presente para espaciamiento de 7 acres.....	102
Figura 52 Flujo de caja para el mejor escenario	104
Figura 53 Valor presente neto para el mejor escenario	105

LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Proyectos de inyección continua de vapor en crudos medios.....	27
Tabla 2	Investigaciones en torno al proceso y eficiencia de la destilación del vapor	32
Tabla 3	Screening para procesos de inyección continua de vapor en yacimientos de crudo medio	40
Tabla 4	Condiciones de entrada para el agua a la entrada del regenerador	42
Tabla 5.	Distribución de porosidad, espesor y permeabilidad en las arenas de la zona A3.....	57
Tabla 6.	Espesor de las intercalaciones de arcilla en la zona A3	57
Tabla 7	Espesor de cada layer en el modelo base de simulación	60
Tabla 8	Propiedades del modelo base de simulación.....	61
Tabla 9	Distribución de propiedades petrofísicas y térmicas de cada uno de los layers del modelo.....	63
Tabla 10	Datos ingresados para la generación del PVT sintético.....	64
Tabla 11	Rangos de aplicación para la correlación de Standing	65
Tabla 12	Rangos de aplicación para la correlación de Glaso.	65
Tabla 13	Rangos de aplicación para la correlación de Beggs& Robinson.....	66
Tabla 14	Datos ingresados para la generación de las curvas de permeabilidad relativa para sistema agua-aceite	69
Tabla 15	Datos ingresados para la generación de las curvas de permeabilidad relativa para sistema gas-liquido.....	70
Tabla 16	Condiciones iniciales del modelo base de simulación	70
Tabla 17	Propiedades del vapor al implementar el proceso de recuperación terciaria	75
Tabla 18	Dimensionamiento y volumen original de los espaciamientos propuestos	80

Tabla 19 Fecha de inicio y finalización de la inyección continua de vapor en cada uno de los escenarios propuestos	84
Tabla 20 Tiempos de ruptura y factor de recobro con una relación vapor–aceite límite de 7 en cada uno de los escenarios.....	84
Tabla 21 Factor de recobro y duración de la inyección con una relación vapor–aceite límite de 5 en cada uno de los escenarios	87
Tabla 22 Costos asociados a la inversión inicial.....	94
Tabla 23 Indicadores financieros para el cálculo de egresos	95
Tabla 24 Costo de la generación un millón de BTU.....	96
Tabla 25 Resumen de los resultados en el límite económico	98
Tabla 26 Resumen de los resultados en el límite económico para el mejor escenario	104

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN UN YACIMIENTO DE CRUDO MEDIO- CASO COLOMBIANO*

AUTORES: Danelys Leonor Bernal Correa
Paola Andrea León Naranjo**

PALABRAS CLAVES: Inyección continua de vapor, simulación numérica, crudo medio, destilación.

CONTENIDO: La movilidad de los crudos medios y livianos ha permitido que yacimientos de este tipo se exploten bajo escenarios de producción primaria y desplazamientos inmiscibles como la inyección de agua. Aunque los resultados han sido favorables, la necesidad de energía y los bajos porcentajes de recuperación han generado la posibilidad de implementar técnicas que antes no se consideraban viables en este tipo de yacimientos. La inyección continua de vapor es un proceso de recobro térmico que genera mecanismos de recuperación tales como la expansión de la roca y los fluidos, la reducción de la viscosidad del aceite y la destilación de las fracciones más livianas del mismo, siendo este último el efecto más representativo en yacimientos de crudo medio según citan las fuentes bibliográficas consultadas. Teniendo en cuenta la temprana etapa de investigación y la poca aplicabilidad de la técnica, se realizó un estudio basado en simulación numérica que argumentara la viabilidad técnica del proceso. Para esto se construyeron cuatro modelos de simulación con diferentes tamaños de patrón, que de forma simplificada representaran ciertas propiedades de un campo colombiano de crudo medio. Un análisis de sensibilidad a la tasa de inyección también fue realizado. La selección del mejor escenario de explotación se hizo con base en el factor de recobro, la relación vapor-aceite, el tiempo de ruptura y criterios financieros como el valor presente neto y la tasa interna de retorno.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc., M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirectores: M. Sc., Aníbal Ordoñez Rodríguez, M. Sc., María Mónica Rincón Cañas.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF THE IMPLEMENTATION OF A PROCESS OF STEAMFLOODING IN A MEDIUM OIL RESERVOIR - COLOMBIAN CASE*

AUTHORS: Danelys Leonor Bernal Correa
Paola Andrea León Naranjo**

KEYWORDS: Steamflooding, numerical simulation, medium oil, destilation.

CONTENT: The mobility of medium and light oils has allowed that reservoirs are exploited under scenarios of primary production and immiscible displacement as waterflooding. Although the results have been favorable, the need for energy and low recovery rates have generated the possibility of implementing techniques not previously considered viable in such reservoirs. is a process of heat recovery which generates recovery mechanisms such as the expansion of the rock and fluids, reducing oil viscosity and distillation of the lightest of the same fractions, the latter being the most representative effect on deposits medium-rare as cited by the consulted literature. Given the early stage of research and limited applicability of the technique, a study based on numerical simulation to argue the technical feasibility of the process was performed. For this four simulation models with different sizes of pattern, represented in a simplified manner certain properties of a Colombian oil field means were built. A sensitivity analysis injection rate was also performed. Selecting the best operating scenario was based on the recovery factor, the steam-oil ratio, time of rupture and financial criteria as the net present value and internal rate of return.

* Bachelor thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc., M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirectores: M. Sc., Aníbal Ordoñez Rodríguez, M. Sc., María Mónica Rincón Cañas.

INTRODUCCION

La aplicación de procesos de recobro térmico se ha consolidado como una de las alternativas más viables para la extracción de crudos pesados y extra pesados. La reducción considerable de la viscosidad del crudo permite que este se desplace con mayor facilidad hacia los pozos productores del campo en desarrollo. Sin embargo, investigaciones registradas afirman que el área de aplicación de métodos térmicos como la inyección continua de vapor, logra extenderse a yacimientos de crudo medio y liviano donde se generan mecanismos de recuperación que en crudos pesados no tienen mayor relevancia. Los efectos de destilación sobre las fracciones livianas del crudo y la reducción en menor escala de la viscosidad se convierten en los efectos más representativos, reflejados en un ligero aumento de la gravedad API y la formación de un banco de petróleo. Aunque se registran algunas pruebas de laboratorio y pilotos a nivel de campo, poca aplicabilidad e investigación se ha realizado en torno a la inyección continua de vapor en ese tipo de yacimientos. Altos costos de inversión inicial y generación de energía han sido las principales limitantes sobre la aplicación del proceso.

El presente proyecto fue enfocado en encontrar armonía entre los parámetros técnicos y financieros que acarrea implementar un proceso de inyección de continua de vapor en un yacimiento de crudo medio, a través de simulación numérica de yacimientos. Construyendo cuatro modelos de simulación a diferentes espaciamientos entre pozos, se procedió a realizar un ajuste previo de la producción primaria para posteriormente implementar la etapa de inyección. Un análisis de sensibilidad a la tasa de inyección de vapor también fue realizado. La selección del mejor escenario (espaciamento-tasa de inyección) estuvo basada en el factor de recobro, la relación vapor-aceite, el tiempo de inyección, el valor

presente neto, la tasa interna de retorno y el “payback time”. Finalmente, un espaciamiento de 2,5 acres y una tasa de inyección de 500 bbls/día conforman el mejor escenario. El primer capítulo contiene la descripción del proceso térmico, las principales aplicaciones en campo y estudios de simulación numérica. Los capítulos dos y tres presentan la construcción de los modelos de simulación, los planes de explotación y los análisis de sensibilidad. A manera de cierre se presenta los resultados del análisis financiero.

1. RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDOS CON VISCOSIDAD Y GRAVEDAD API MEDIA

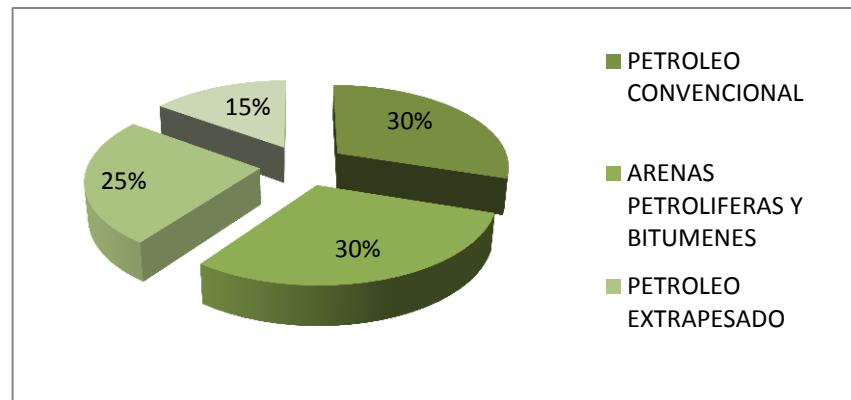
Buscando suplir la demanda energética mundial, la industria petrolera se enfoca en encontrar nuevas reservas y/o maximizar el factor de recobro de los yacimientos actuales. Hacer posible la producción de crudos pesados y extra-pesados, y recuperar la mayor cantidad posible de crudos medios y livianos, son retos que mediante la aparición de técnicas de recobro mejorado poco a poco han sido alcanzados. La clasificación de los distintos crudos extraídos de un yacimiento se ha hecho a partir de parámetros generales como su densidad, gravedad específica, y composición. A raíz de esto surgieron los conocidos grados API, unidad estandarizada por el Instituto Americano del Petróleo, que en conjunto con la viscosidad permite catalogar un crudo como extra pesado, pesado, medio o liviano. Esta clasificación permite tener una estimación de la calidad del hidrocarburo extraído e indirectamente analizar el blanco comercial que este representará al momento de exponerlo al mercado. Partiendo del anterior preámbulo, el enfoque de la investigación está dirigido a crudos con gravedad API entre 22,3 y 33,1⁰, conocidos como crudos medios o medianos.¹

En general, este tipo de crudos se caracterizan por tener una composición intermedia de parafinas, naftenos y aromáticos, es decir sin predominancia de ninguno de ellos. De la misma manera, la viscosidad característica de estos fluidos no limita ampliamente su movilidad, en promedio esta propiedad se encuentra en un rango de 10 a 500 cP. Estadísticas publicadas en 2012 aseguran que entre

¹ Web de instituto Mexicano del petróleo. Disponible en: <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>

crudos medios y livianos se comprende aproximadamente el 30% de las reservas de crudo a nivel mundial (Figura No.1).²

Figura 1 Distribución de las reservas mundiales de petróleo a partir del tipo de crudo.



Fuente: Tomado y modificado de SAAVEDRA, Néstor. Reto de las industria de los hidrocarburos del país, Enercol 2012.

La producción de este tipo de yacimientos se ha desarrollado por flujo natural durante etapas tempranas y medias del ciclo de vida del yacimiento. Posteriormente se suelen implementar técnicas de recuperación secundaria como la inyección de agua, con el ánimo de ejercer un empuje y desplazamiento inmisible sobre el frente de aceite. Aunque los resultados han sido favorables, investigaciones recientes postulan la inyección continua de vapor como una mejor opción para maximizar los volúmenes de crudo medio recuperados.

1.1. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

La inyección continua de vapor es un proceso de recuperación térmico, en el cual se inyecta de manera continua vapor húmedo (mezcla de agua y vapor a la

² SAAVEDRA, Néstor. Reto de las industria de los hidrocarburos del país, Enercol 2012.

temperatura de saturación) a la formación de interés mediante uno o más pozos inyectoros, con el propósito de aumentar los porcentajes de producción. La primera aparición de esta técnica data en 1930, cuando se inyectó vapor por 235 días en una formación arenosa de 18 pies de espesor a una profundidad de 380 pies, en la parcela de Wilson y Swain, cerca de Woodson, Texas, EE.UU. Durante los siguientes 20 años esta tecnología estuvo en recesión donde no se registró ningún proyecto de este tipo. Los primeros megaproyectos en esta tecnología se realizaron en campos de Holanda (Schoonebeek) y Venezuela (Tía Juana, Estado Zulia)³. Para crudos medios, la primera prueba de campo que se realizó fue en el campo Schoonebeek, Netherlands en el año de 1960. La tabla No.1 recopila los proyectos de inyección de vapor en crudos livianos describiendo su ubicación, empresa operadora, fecha, aplicación y resultados generales. Los dos proyectos estrella de la inyección continua de vapor son los realizados en los campos Kern River, California y Duri Sumatra, Indonesia⁴. El campo Kern River incrementó su factor de recobro a 47 %, mientras que el campo Duri, paso de 7 % a 70%. En Colombia, la aplicación de técnicas EOR no ha comenzado. Alrededor de siete pilotos en inyección cíclica se registran, entre los que se encuentran el campo Teca y Jazmín. Por otro lado, proyectos pequeños de inyección continua se han implementado en Palagua y Jazmín⁵, pero específicamente en crudos medianos no se registra ninguna aplicación.

1.1.1. Descripción del proceso

El vapor húmedo se pone en contacto con la formación a través de pozos inyectoros distribuidos en distintos arreglos. Al entrar en contacto el vapor con la zona cañoneada del pozo inyector, el vapor se eleva por diferencia de densidades

³ ALVARADO, Douglas, BANZER, Carlos. Recuperación Térmica del Petróleo. Caracas, 2002. 5 p.

⁴ DEHGhani, Kaveh; EHRlich, Robert; Evaluation of the Steam Injection Process in Light Oil Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. United States of America, 2001. 396-397 p.

⁵ R. Castro; G. Maya; D. Mercado; M. Trujillo; C. Soto; H. Pérez; A. Lobo; A. Ordóñez; J. E. Sandoval. Enhanced Oil Recovery (EOR) Status – Colombia. Society of Petroleum Engineers. December, 2010. 1-10 p.

hasta que encuentra una barrera impermeable. Al transcurrir el tiempo y teniendo en cuenta la continuidad de la inyección, se forma lo que se conoce como zona de vapor. Las fracciones de aceite que se encontraban en este espacio, se empiezan a vaporizar formando conjuntamente una sola fase gaseosa. A medida que esta fase gaseosa se mueve en el yacimiento, se pierde calor, la temperatura disminuye y se da lugar a fenómenos de condensación que forman el banco de agua caliente y aceite destilado. La vaporización, transporte y condensación de las fracciones de aceite conforman un proceso dinámico, y mantienen un banco de destilado que empuja el aceite del yacimiento hacia los pozos de producción. De acuerdo a la viscosidad del crudo en estudio, se hace necesario realizar ciclos previos de estimulación con el ánimo de calentar el fluido y posteriormente implementar el proceso de inyección continua.

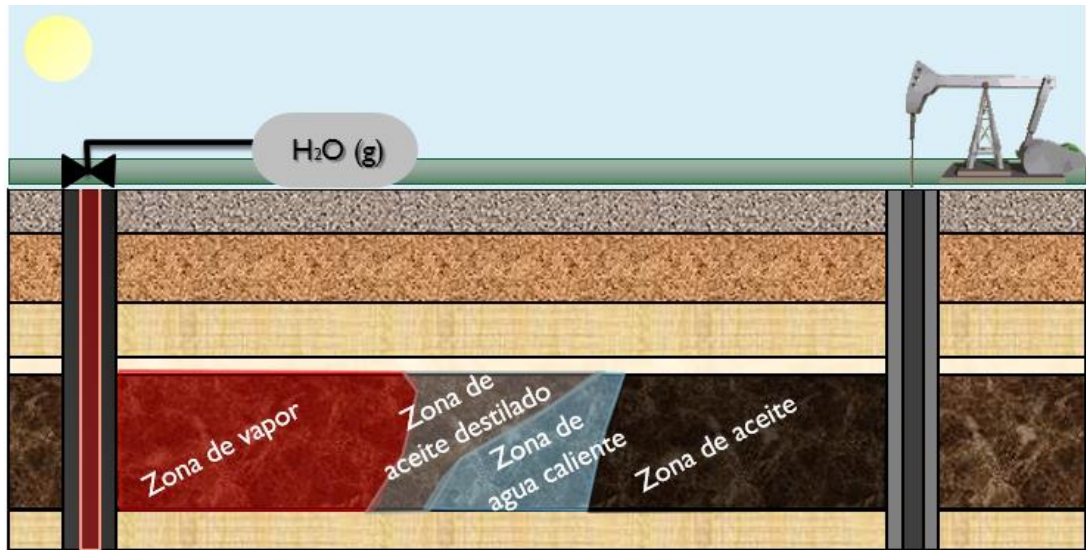
1.1.2. Zonas características de un proceso de inyección continua de vapor

Teniendo en cuenta la continuidad de la inyección, el movimiento del vapor causa la formación de regiones o zonas características a diferentes temperaturas y saturaciones. Estas regiones son: La zona de vapor, zona de aceite destilado, zona de agua caliente, zona de aceite y posiblemente la zona virgen (Figura No.2).

- **Zona de vapor:** A medida que el tiempo de inyección aumenta, el vapor forma una zona saturada con una temperatura similar a la temperatura de inyección. Esta región posee la saturación de aceite mínima.
- **Zona de destilados y agua caliente:** A medida que el vapor de agua se mueve, pierde calor y consecuentemente se condensa (zona de agua caliente). Los volúmenes de aceite que se vaporizaron, se condensan creando un banco de

destilados ligeros formado por los componentes más livianos del crudo. Estas regiones se forman justo adelante del frente de vapor.

Figura 2 Esquema de la inyección de vapor en un crudo medio.



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

- **Zona de aceite:** El aceite movilizado es empujado hacia delante por el avance de los frentes de vapor y agua caliente, esto origina un banco de aceite con una saturación mayor a la inicial. Al condensarse el vapor, el desplazamiento que ocurre es análogo al de un proceso de inyección de agua convencional.
- **Zona virgen:** Dependiendo de qué tan eficiente sea el proceso, se mantiene lo que se conoce como zona virgen. Esta representa la región que no ha sido afectada por el calor, ni los mecanismos de recuperación. La figura No.3 muestra la distribución de saturación y temperatura en las distintas zonas explicadas.⁶

⁶ LOPEZ, Sergio Andrés. Estudio comparativo de los métodos convencionales de recobro aplicados en yacimientos que presentan altas relaciones de movilidad. Universidad industrial de Santander. 2006. 29 p.

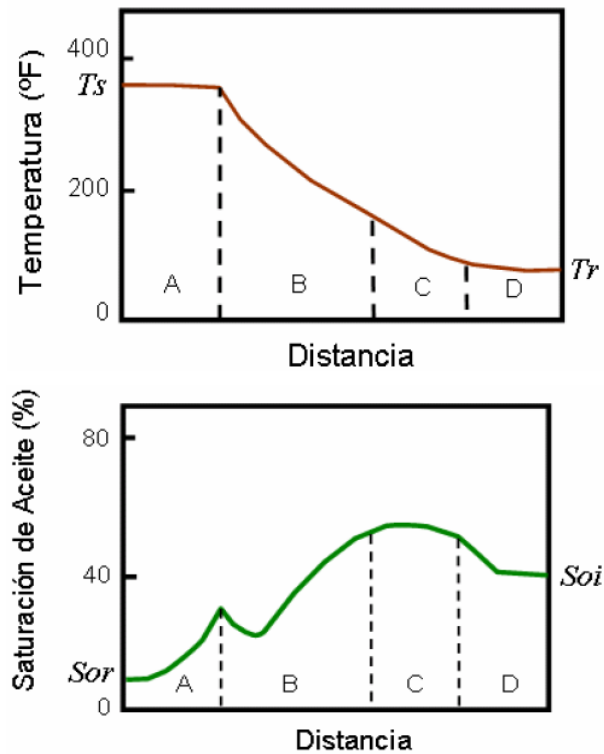
Tabla 1 Proyectos de inyección continua de vapor en crudos medios.

CAMPO	AÑO	API°	VISCOSIDAD (cP)	BUZAMIENTO	APLICACION	RESULTADOS
Schoonebeek, Netherlands	1960	25	180	6°	4 pruebas piloto ampliadas	Flujo ascendente de vapor en el buzamiento .Anulación de la gravedad. Recuperación de aceite de un 33%. SOR de 2,7.SUCC.
Brea, California, Shell Company	1964	24	6	66°	Inyección ascendente en el buzamiento	SOR de 5.Baja permeabilidad se requiere altas presiones de inyección. SUCC
East Coalinga, California, U.S.A	1963	6-30	100-300	14°	5 periodos repetitivos	Canalización del vapor. Exitosa después de la conversión de inyección de agua caliente Recuperación de aceite de un 16%.SUCC
Georgsdorf, Germany (Deutsche Shell AG y Esso AG)	1975	27	160	-	2 pilotos	Rango de presión de inyección:1700 psi UNS
Buena Vista Hills, California (Chevron)	1981	27	5	4	5 pilotos	Canalización del vapor y poco barrido vertical. Altas presiones de inyección . Altos SOR (22,1). Producción de CO2. UNS
Lacq Superieur, France (carbonato)	1977	22	17	-	7 periodos sin confirmar	Incremento de la producción. SOR de 6,52. Producción de CO2.Descomposición de rocas calcáreas. PROM
Duri, Sumatra	1967	22	160	-	5 pilotos	SUCC
Fyzabard, Trinidad	1974	24	35	-	5 pilotos	TETT
Carmopolis, Brazil	1977	22	170	-	5 pilotos	PROM

*SUCC es exitoso, UNS no satisfactorio, TETT demasiado pronto para decir, DISC suspendido y PROM prometedor.

Fuente: Modificado de DEGHANI, Kaveh; EHRlich, Robert; Evaluation of the Steam Injection Process in Light Oil Reservoirs. Society of petroleum engineers. U.S.A. 2001. 396-397 p.

Figura 3 Distribución de la temperatura y saturación de aceite en las distintas regiones.



A. ZONA DE VAPOR B. ZONA DE AGUA CALIENTE Y DESTILADOS C. ZONA DE ACEITE D. ZONA VIRGEN

Fuente: Tomado de LOPEZ, Sergio Andrés. Estudio comparativo de los métodos convencionales de recobro aplicados en yacimientos que presentan altas relaciones de movilidad. Tesis de pregrado. Universidad industrial de Santander.2006. 26 p.

1.1.3. Mecanismos de recuperación

La aplicación de procesos de inyección continua de vapor aumenta los volúmenes de aceite producido a partir del origen de mecanismos de recuperación influyentes en el proceso, que comprenden desde procesos de empuje y desplazamiento, hasta modificaciones en algunas propiedades del aceite. La invasión del vapor causa los siguientes mecanismos de recuperación:

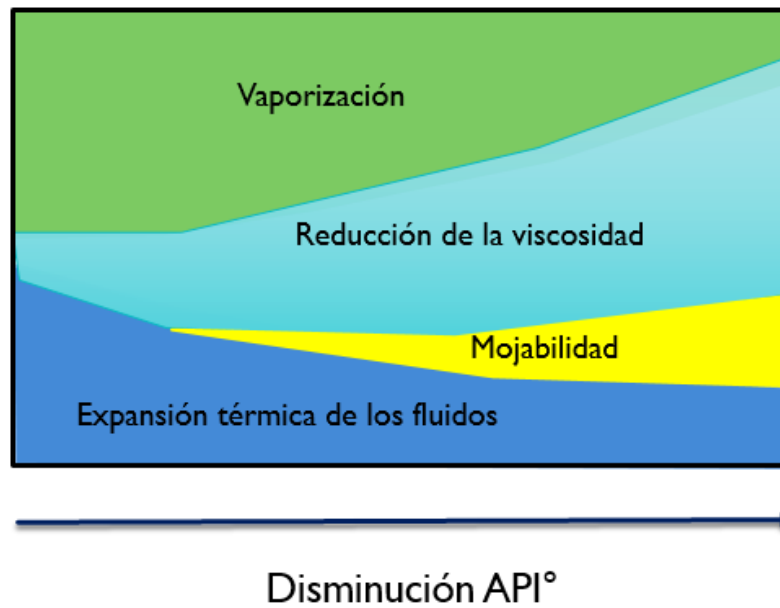
- Incremento en la temperatura de la roca y del fluido del yacimiento, por conducción y convección del calor.
- Reducción de las viscosidades del aceite y del agua.

- Expansión de la roca y los fluidos.
- Volatilización de las fracciones ligeras del crudo.
- Reducción de las fuerzas interfaciales.
- Cambios en las permeabilidades al agua y al aceite.

El proceso y los mecanismos de recuperación son independientes del tipo de aceite que almacene el yacimiento. La diferencia primordial radica en la intensidad con la que ocurren, y la relativa importancia que tienen en materia de producción. Para yacimientos de crudo pesado, la reducción de la viscosidad es el mecanismo de recuperación más importante, considerando que la destilación de las fracciones ligeras y el empuje del destilado se originan con menor intensidad. Contrariamente para yacimientos de crudo medio y liviano, el mecanismo más importante es la destilación de las fracciones de aceite a partir del calentamiento con el vapor. Teniendo en cuenta que la viscosidad no es la principal limitante de estos fluidos, su reducción se hace notar en pequeña escala (Figura No.4).

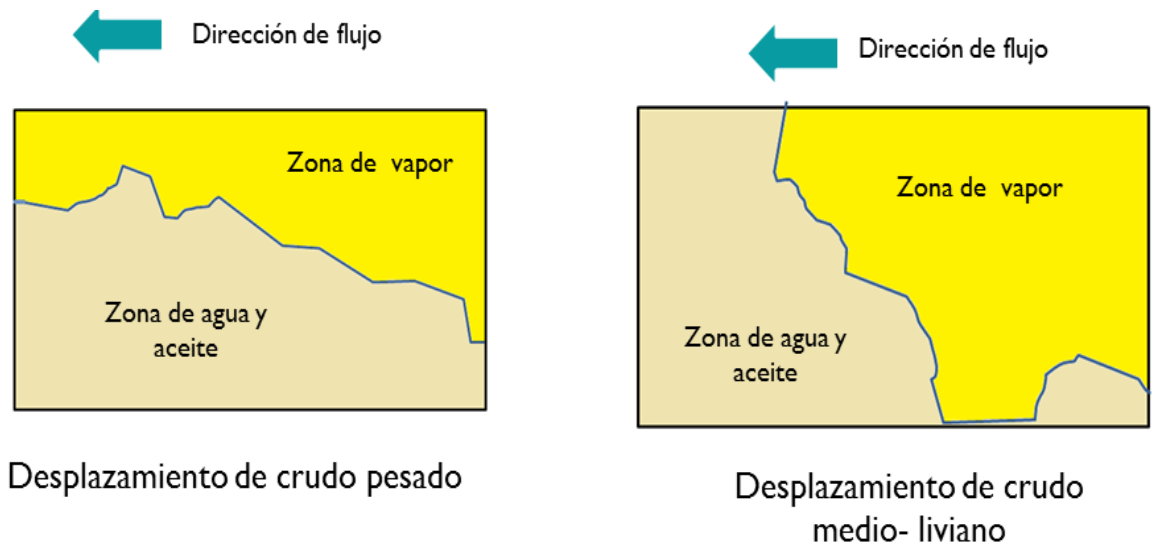
Los frentes de vapor representados en la figura No.5 muestran la eficiencia de barrido y el empuje que ejerce el vapor en yacimientos tanto de crudo pesado como de crudo medio o liviano. La zona de vapor formada en yacimientos de crudo medio comprende mayor área y uniformidad. Contrariamente, para crudos pesados el vapor se tiende a canalizar en algunos sectores dando lugar a una zona de vapor más pequeña e irregular. A continuación, se describen los mecanismos de recuperación más importantes.

Figura 4 Intensidad con que ocurren los mecanismos de recuperación a partir del tipo de aceite que almacene el yacimiento.



FUENTE: Tomado de PÉREZ, Alfredo. *Benchmarking of Steamflood Field Projects in Light/Medium Crude Oils*. Universidad Central de Venezuela (UCV), SPE. 2001.

Figura 5 Frente de vapor durante una inyección continua de vapor en: A. Crudo pesado B. Crudo livianos.



Fuente: Tomado de BLEVINS, T.R; DUERKSEN, J.H; AULT, J.W; *light oil steam flooding – an emerging technology*. Society of petroleum engineers. U.S.A. 1984. 1117 p.

- **Destilación de las fracciones livianas de aceite:** La destilación es un método de separación que actúa a partir de las diferencias de punto de ebullición. Este proceso involucra cuatro fases: aceite, agua, vapores y la matriz de la roca. Con el auge de la técnica, la industria junto con distintos autores desataron una serie de investigaciones en torno al mecanismo más importante para los yacimientos de crudo medio, como lo es la destilación del vapor. Desarrollo del proceso, consecuencias, dinamismo y correlaciones para evaluar la eficiencia de la destilación han sido propuestos, y en este caso presentados en la tabla No.2.

Para que ocurra la destilación en el yacimiento debe ocurrir la siguiente suposición: Si entre el agua y el aceite no existe miscibilidad o reacción, la presión de ebullición de la mezcla líquida se representa por la suma de las presiones de vapor individuales a la temperatura del sistema. Si esta presión de ebullición es mayor o igual que la presión del sistema (suma de las presiones parciales del vapor y los hidrocarburos en fase gaseosa) entonces, la mezcla líquida alcanzará el punto de ebullición y liberará componentes gaseosos. Si se considera que la zona de vapor está a presión constante, la temperatura de ebullición de la mezcla líquida siempre será menor o igual que la de cualquiera de las fases. Como consecuencia, las fracciones livianas del crudo son volatilizadas a temperaturas menores o iguales que la temperatura de ebullición del agua.⁷ Este fenómeno tiene lugar inicialmente en la zona de vapor. Los componentes más livianos son transportados hacia delante por el vapor, hasta que se condensan en la zona de menor temperatura. El petróleo delante de la zona de vapor se hace cada vez más rico en componentes livianos. La temperatura para que ocurra este efecto debe estar entre 350 y 400 °F.

⁷ WU, Ching H. A Critical Review of Steamflood Mechanisms. Colorado School of Mines. Society of Petroleum Engineers. 1977. 2 p.

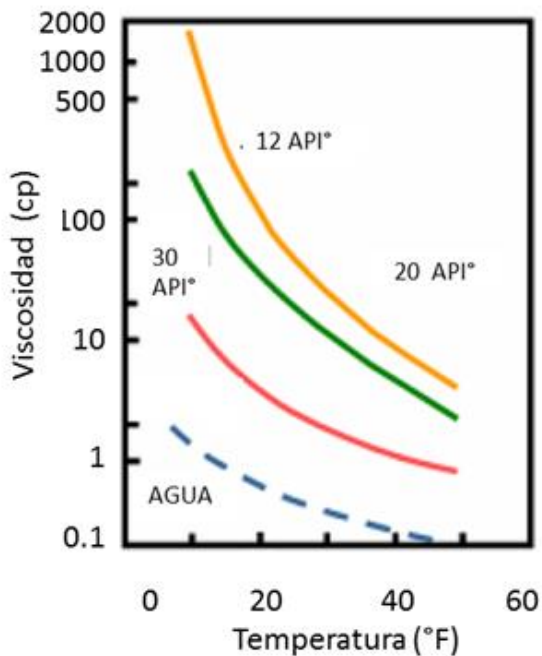
Tabla 2 Investigaciones en torno al proceso y eficiencia de la destilación del vapor.

Año	Aporte
1966	Sukkar planteó una función matemática para calcular la fracción de crudo que se destilará y condensará, suponiendo que los componentes del aceite tienen una velocidad mayor que la velocidad de condensación del frente de vapor.
1971	Jhonson, Walker y Bayazeed plantearon otro método para predecir la cantidad de aceite destilado. Esta correlación se desarrolló en función de la cantidad de vapor en contacto a partir de los resultados obtenidos en dos pruebas de laboratorio. Sus cálculos indicaron que la cantidad de aceite destilado se incrementa al elevarse la temperatura del vapor pero disminuye al aumentar la tasa de inyección.
1974	Ellerbe afirmó que el rendimiento de la destilación es dependiente del comportamiento de la presión de vapor de los líquidos inmiscibles en contacto. La ebullición comienza cuando la suma de las presiones parciales del vapor y el material destilado alcanza la presión del sistema.
1975	Wu y Brown presentaron los resultados que obtuvieron de 30 estudios de laboratorio realizados a 6 muestras de crudo. Ellos concluyeron que el rendimiento y equilibrio del proceso de destilación de vapor depende de la composición y no puede correlacionarse con la gravedad API ^o del crudo.
1981	Elder y Wu estudiaron 12 crudos cuya gravedad API variaba desde 12° a 40°. A partir de los resultados, pudieron concluir que la eficiencia de la destilación aumenta linealmente con la gravedad API y disminuye de forma logarítmica con la viscosidad del crudo. Duersken y Hseuh condujeron 30 pruebas en 10 crudos con gravedad entre 9,4 y 37 API ^o . Con este estudio se llegó a rectificar la influencia de la gravedad API ^o en el rendimiento del proceso y además se evidenció la influencia del contenido de ceras.

FUENTE: Modificado de ALI, Farouq. *Steamflooding light and moderately viscous oil reservoirs in Alberta* Society of petroleum engineers. U.S.A. 1986. 128 p.

- **Reducción de la viscosidad:** Es el mecanismo de recuperación más importante en yacimientos de crudo pesado. El aumento de temperatura en varias regiones del yacimiento ocasiona una reducción en la viscosidad aumentando la movilidad del aceite. La formación del banco de aceite depende de la reducción de viscosidad de las fases líquidas y el cambio en las permeabilidades relativas. Este mecanismo tiene lugar en la zona de destilados. La figura No.6 muestra el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de crudos con distinta gravedad API.

Figura 6 Efecto de la temperatura sobre la viscosidad de crudos con distinta gravedad.



Fuente: Tomado de LOPEZ, Sergio Andrés. Estudio comparativo de los métodos convencionales de recobro aplicados en yacimientos que presentan altas relaciones de movilidad. Tesis de pregrado. Universidad industrial de Santander. 2006. 26 p

- **Expansión térmica de los fluidos:** Al igual que el mecanismo anterior, este se hace evidente en la zona de destilados. La expansión causa un aumento de saturaciones y una disminución de densidad dando paso a un incremento en la tasa de flujo y una mejora en la eficiencia de desplazamiento del agua caliente.

La magnitud de este mecanismo es función del tipo y composición del aceite, teniendo mejores resultados para aceites livianos.

1.1.4. Cambios en el crudo medio al aplicar un proceso de inyección continua de vapor

A partir de análisis de datos del banco de aceites de estados unidos (alrededor de 454 muestras de crudos de California), se estimó una correlación para determinar el porcentaje de volumen destilable en función de la gravedad API del crudo.

$$\% \text{ volumen destilado} = 1,75 * API^{\circ} \text{ ----- Ecuación 1}$$

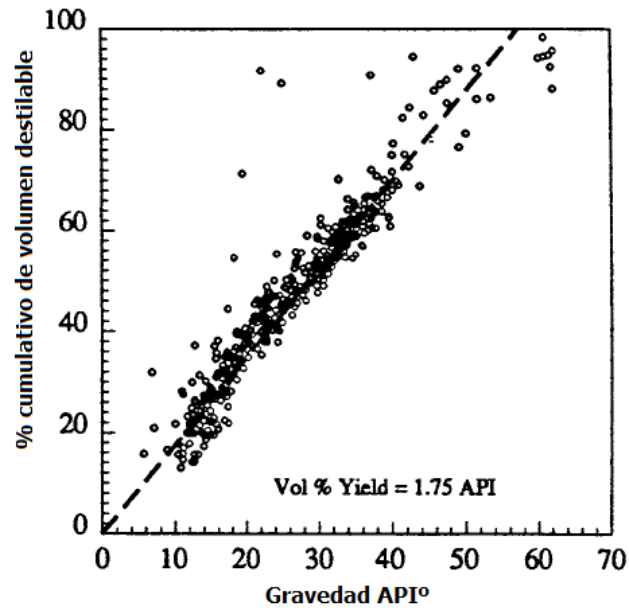
La figura No. 7 esquematiza los resultados experimentales del estudio y la regresión lineal realizada a los mismos. El valor calculado a partir de la correlación puede variar de acuerdo al punto de ebullición equivalente del sistema (ENBP-equivalent normal boiling point).

• **Cambios en la gravedad API:** La destilación del vapor extrae los componentes ligeros del aceite inicial, por lo que el residuo está formado por los componentes más pesados. La mezcla de los componentes destilados con el aceite inicial produce un cambio en la gravedad API, obteniendo un crudo diferente al inicial. La figura No.8 muestra los cambios en la gravedad API en función de la condición inicial⁸. La curva mostrada a continuación se modela a partir de la siguiente correlación:

$$API^{\circ} \text{ Mezcla} = 1,29 * API^{\circ} \text{ inicial} \text{ ----- Ecuación 2}$$

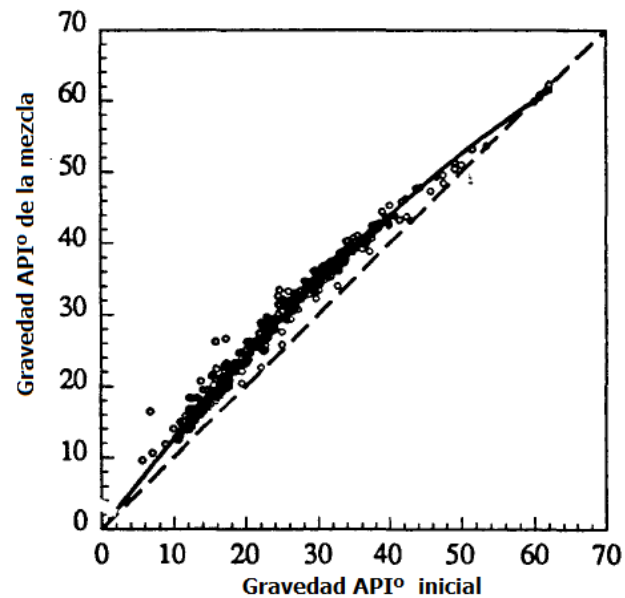
⁸ IM, K.T. Steam Distillation and Oil Quality Change During Thermal Oil Recovery. Stanford University. Society of petroleum engineers. U.S.A. 1992. . 215 p.

Figura 7 Porcentaje cumulativo de volumen destilado en función Gravedad API.



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

Figura 8 Cambios en la gravedad API debido a la inyección continua de vapor.



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

1.1.5. Parámetros que influyen sobre la implementación de un proceso de inyección continua de vapor

La viabilidad y éxito de un proceso de inyección continua de vapor está ligada a propiedades tanto de la roca como los fluidos, y de la misma manera parámetros operacionales como geometría de pozos, espaciamiento, tasa de inyección y calidad del vapor.

- **Propiedades de yacimiento:**

- ✚ **Espesor:** El espesor de la formación debe tener un tamaño promedio, ni muy pequeño pero tampoco muy grande. En espesores delgados de 20 ft o menos, se generarán grandes pérdidas de calor hacia las formaciones que se encuentran adyacentes. Si por el contrario, el espesor de la arena es muy grande, se hace ineficiente el barrido del vapor teniendo en cuenta los efectos de segregación gravitacional.

- ✚ **Profundidad:** La profundidad no debe ser mayor a 3000 ft. A medida que el yacimiento se hace más profundo se aumentan las pérdidas de calor en el vapor, por lo que las propiedades de este y consecuentemente los efectos que genere se disminuirán. A profundidades mayores a este rango, se hace necesario de un completamiento y aislamiento especial del pozo inyector para que el vapor llegue con los requerimientos necesarios, aumentando de esta manera los costos de inversión. Otra de las alternativas utilizadas es la ubicación de generadores de vapor en fondo.

- ✚ **Presión:** es un parámetro importante teniendo en cuenta que no debe ser mayor a la presión de saturación del agua provocando que cause condensación del vapor. Por otro lado, la presión del yacimiento es uno de los parámetros que se

tiene en cuenta, ya que a partir de este se selecciona la presión de inyección con el ánimo de no generar fracturas a la formación.

✚ **Porosidad:** Si la porosidad es muy pequeña, el vapor calentaría la matriz de la roca mas no el volumen poroso, por lo que los mecanismos de recuperación no se desarrollarían correctamente.

✚ **Saturación de Aceite.** Debe existir una saturación de aceite suficiente que justifique la implementación del proyecto. Distintas fuentes afirman que este valor debe ser como mínimo 0,65. Para crudos ligeros que pueden fluir a saturaciones más bajas este valor es menor.

✚ **Viscosidad:** Para crudos pesados con viscosidades excesivamente altas se dificulta la aplicación de métodos de recobro como la inyección continua de vapor. Esto se debe a que se limita la inyectividad de los fluidos.

✚ **Permeabilidad:** Teniendo en cuenta que la permeabilidad representa la capacidad de la roca para permitir el movimiento de fluidos en el medio poroso, esta propiedad debe ser lo suficientemente alta para permitir una rápida inyección y altas tasas de flujo en la producción. Se recomiendan formaciones con permeabilidades mayores de 100 mD.

✚ **Heterogeneidad del Yacimiento:** Discontinuidades como intercalaciones de arcilla, interfieren en el rendimiento del proceso, teniendo en cuenta que actúan como ladronas de calor, interfieren en la velocidad de ascenso del vapor y, además componentes arcillosos tienden a hincharse en contacto con agua (hidratación).

✚ **Presencia de capa de gas:** La presencia de capa de gas en los yacimientos no se considera un factor positivo para este tipo de recobro mejorado, debido a que actúa como una zona ladrona que empieza a alimentarse del vapor inyectado.

✚ **Presencia de un Acuífero:** La existencia de un acuífero genera un efecto de refrigeración en el vapor por lo que la condensación de éste ocurre muy rápido, retardando la formación de la zona de vapor y las regiones producto de esta.

- **Parámetros operacionales y de diseño:**

✚ **Tasa de Inyección:** A mayores tasas, las pérdidas de calor disminuyen, pero es posible que se presenten problemas de canalización que minimizan la eficiencia de barrido. Generalmente se opera con altas tasas y altas presiones de inyección, cuidando no causar fracturas en la formación. El estudio y selección de este parámetro es complejo. No siempre una mayor tasa se ve reflejado en un mayor factor de recobro.

✚ **Presión de Inyección:** El límite de esta presión está asociado a la capacidad de los equipos en superficie y la presión de fractura de la formación.

✚ **Calidad del vapor:** Representa la relación en masa del vapor seco contenido en una libra de vapor húmedo. Es uno de los parámetros más importantes, pues entre más alto sea el valor de la calidad, mayor será la eficiencia del proceso. Para obtener una calidad más alta se hace más dispendioso el proceso de generación y tratamiento del vapor, por lo que los costos aumentan.

✚ **Espaciamiento entre pozos:** Limita la duración del proyecto. A menores espaciamientos, se reduce la heterogeneidad y se hace más eficiente el barrido,

pero a su vez se aumentan los costos de inversión puesto que se haría necesario la perforación de más pozos.⁹

1.1.6. Screening de aplicación en yacimientos de crudo medio

A partir de estudios de laboratorio, simulación numérica y pruebas de campo, distintos autores han planteado rangos para propiedades de yacimiento y operación bajo los cuales se pueden obtener resultados favorables al aplicar un proyecto de inyección continua de vapor. La tabla No.3 Presenta algunos de los rangos encontrados en la literatura.

1.1.7. Tratamiento y generación del vapor húmedo

El vapor inyectado al yacimiento debe cumplir con ciertas características que enmarcan el éxito y eficacia del proyecto. Los volúmenes de agua utilizados para generar el vapor deben estar libres tanto de sólidos en suspensión, como minerales en solución, que al estar presentes causen problemas operacionales en el generador y las líneas de distribución e inyección. Las partículas sólidas ensucian los ablandadores y promueven la formación de lodo en las tuberías. Problemas adicionales como acumulación de tapones que causen reducción de inyectividad y formación de escamas que disminuyan la transferencia de calor, son consecuencia de la ausencia o mala selección del tratamiento realizado al fluido que es inyectado.

El desafío de esta etapa se enfoca en encontrar un buen tratamiento al menor costo posible, teniendo en cuenta que la viabilidad económica es el factor decisivo al momento de implementar este tipo de proyectos. El tratamiento inadecuado del

⁹ CABRALES, Laura; RUIZ, Sandra. Evaluación de la eficiencia térmica a partir de la relación arena-arcilla en un proceso de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas. Universidad Industrial de Santander. 2013. 30 p.

agua genera posteriormente costos adicionales de mantenimiento en equipos y reacondicionamiento en los pozos. Las características del agua están relacionadas a la fuente y composición química de la corriente.

Tabla 3 Screening para procesos de inyección continua de vapor en yacimientos de crudo medio.

Parámetro	Mínimo	Promedio	Máximo
Profundidad (ft)	466	1540	2625
Porosidad (%)	0,13	0,25	0,35
Permeabilidad (md)	25	1997	10500
Viscosidad del crudo (cP)	100	700	1500
Gravedad API	20,4	24,8	32
Presión del yacimiento (psi)	107	876	1250
Temperatura del yacimiento (°F)	68	104	140
Tasa de inyección (bbls/día)	180	1105	2260
Calidad el vapor (%)	57	84	99
Temperatura del vapor (°F)	457	549	617
Relación vapor –aceite (SOR)	2,5	4,4	6,4

FUENTE: Tomado de PÉREZ, Alfredo. Benchmarking of Steamflood Field Projects in Light/Medium Crude Oils. Universidad Central de Venezuela (UCV), SPE. 2001. 2-7 p.

Fuentes como ríos, lagos y el mismo yacimiento son estudiadas como flujos de alimentación para la generación del vapor. El agua de ríos y lagos se caracteriza por tener altas concentraciones de sólidos y oxígeno, mientras que el agua de fuentes subterráneas posee propiedades opuestas. El tratamiento del agua de producción es una práctica más compleja partiendo de la dureza, salinidad, contenido de sólidos y petróleo que la caracterizan, pero facilita la logística de transporte que acarrea la selección de otra fuente hídrica.

- **Etapas del Tratamiento del Agua:** La corriente de entrada al generador de vapor previamente es sometida a tres procesos donde se busca reducir la cantidad de sólidos, minerales, magnesio y gases presentes en los volúmenes de agua.

✚ **Filtración:** Durante esta etapa se remueve la mayor cantidad de sólidos en solución mediante un proceso inicial de oxidación-decantación, y una posterior filtración a través de un medio poroso. En estas etapas se regulan olor, color, se reduce la turbidez y se remueven elementos en suspensión. Los filtros utilizados constan de capas: antracita (elimina el color, olor y sabor del agua), arena (retira sólidos en suspensión) y grava (evitar que la arena penetre en los desagües inferiores).

✚ **Ablandamiento del agua:** La concentración de calcio y magnesio debe ser menor o igual a 1 ppm, para esto se circula por tres suavizadores de resina zeólíca catiónica que convierten el carbonato de calcio y magnesio en compuestos solubles y estables de base sodio.

✚ **Remoción de Oxígeno:** La última etapa busca eliminar cualquier cantidad de oxígeno y dióxido de carbono presentes en el agua. Con base en la deaireación mecánica (agua en contacto con vapor húmedo) y tratamiento químico (sulfito de sodio) se puede disminuir a menos de 0.01 ppm la presencia de oxígeno, minimizando así, los problemas de corrosión. La tabla N°.4 muestra las propiedades que debe tener el agua al momento de entrar al generador. Al cumplir con estas condiciones, el agua es enviada a un tanque de almacenamiento que con ayuda de bombas centrifugas, distribuye el agua a cada generador de vapor.

✚ **Generadores de vapor:** Son los encargados de convertir el agua en una mezcla de vapor húmedo, que posteriormente se inyectará a la formación productora. Para procesos térmicos como la inyección de vapor se utilizan los generadores de un solo paso o una sola bombeada. Estos equipos se desarrollaron a mediados de los 60 y se destacan porque no requieren recirculación ni purga.¹⁰

Tabla 4 Condiciones de entrada para el agua a la entrada del regenerador.

PARÁMETROS	DESCRIPCIÓN
CALCIO	<1 ppm
MAGNESIO	<1 ppm
HIERRO	<1 ppm
OXIGENO	<0,01 ppm
DIÓXIDO DE CARBONO	<0,1 ppm
CLORUROS	<80 ppm
PH	7-12
SOLIDOS SUSPENDIDOS	< 5 ppm

Fuente: Tomado de LOPEZ, Sergio Andrés. Estudio comparativo de los métodos convencionales de recobro aplicados en yacimientos que presentan altas relaciones de movilidad. Universidad industrial de Santander.2006. 52 p.

1.1.8. Principales estudios de simulación numérica del proceso

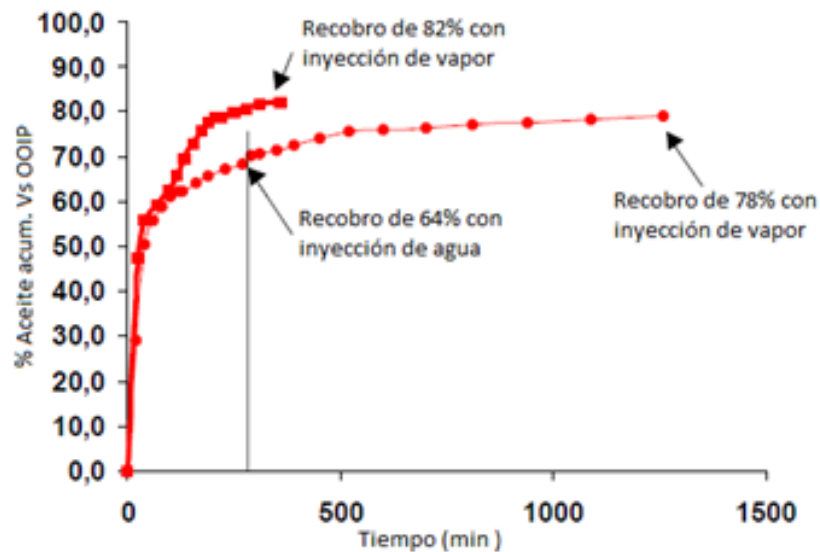
Con el objetivo de evaluar la eficiencia y viabilidad de la inyección continua de vapor en yacimientos de crudo medio, se han realizado tanto estudios de simulación física (nivel de laboratorio), como simulación numérica del proceso. A continuación se presenta una descripción general del planteamiento y resultados de los principales estudios de simulación numérica datados en la literatura.

¹⁰ LOPEZ, Sergio Andrés. Estudio comparativo de los métodos convencionales de recobro aplicados en yacimientos que presentan altas relaciones de movilidad. Universidad industrial de Santander. 2006. 77 p.

- **Simulación física y numérica de la inyección de vapor en un yacimiento de crudo medio en el lago de Maracaibo, Venezuela:** A partir del estudio de 43 proyectos de campo donde se aplicó la inyección de vapor para crudo medio /liviano se desarrolló un modelo numérico que tiene en cuenta la caracterización de yacimientos, las mejores prácticas operacionales y los resultados obtenidos durante los proyectos. Con la información anterior se seleccionó la 3^a fase LL-03 del yacimiento en el lago de Maracaibo en Venezuela (arena La Rosa) como un yacimiento potencialmente exitoso para aplicar la tecnología, por eso con el fin de determinar la viabilidad técnica de la aplicación de inyección de vapor en este yacimiento de crudo medio (25 ° API), se llevó a cabo una simulación física y numérica del proceso de inyección de vapor. Las simulaciones físicas de la inyección de agua a 60 °C seguida de la inyección de vapor a 160 °C bajo condiciones no adiabáticas, fueron realizadas usando celdas de una dimensión. El incremento en la recuperación del aceite fue de un 14% al usar la inyección de vapor después de la inyección de agua, llegando hasta un 78% de recuperación. De forma adicional usando a la inyección de vapor como método terciario de recuperación se logra un factor de recobro de 84% notándose un incremento del 5% respecto a la inyección de agua seguida de inyección de vapor (Figura No. 9). La temperatura final en ambas simulaciones fue de 160 °C, el de la formación de flujos preferenciales en la arena durante la inyección de agua, por lo que al inyectar vapor, el aceite residual no tenía el mismo desplazamiento que cuando se usó solamente la inyección de vapor. Los altos porcentajes de recuperación y el incremento de la gravedad API^o del aceite producido, pueden ser explicados en términos de la destilación del vapor. Dentro de los resultados de la simulación numérica de la 3^a fase del yacimiento LL-03 para la inyección de vapor, un aumento de 2,5 veces en la producción acumulada de petróleo puede ser predicho con respecto a la inyección de agua usando un patrón invertido de cinco puntos (Figuras No.10 y 11). Sobre la base de estos resultados se puede concluir que la

tecnología “steamflooding” en un yacimiento de crudo medio en el Lago de Maracaibo (25 ° API) representa una alternativa viable con altas aplicaciones potenciales.

Figura 9 Aceite recuperado en cada uno de los escenarios propuestos en la prueba.



Fuente: Tomado de OVALLES, Cesar. *Physical and numerical simulations of steamflooding in a medium crude oil reservoir, Maracaibo lake, Venezuela. Society of Petroleum Engineers. 2002. 1-7 p.*

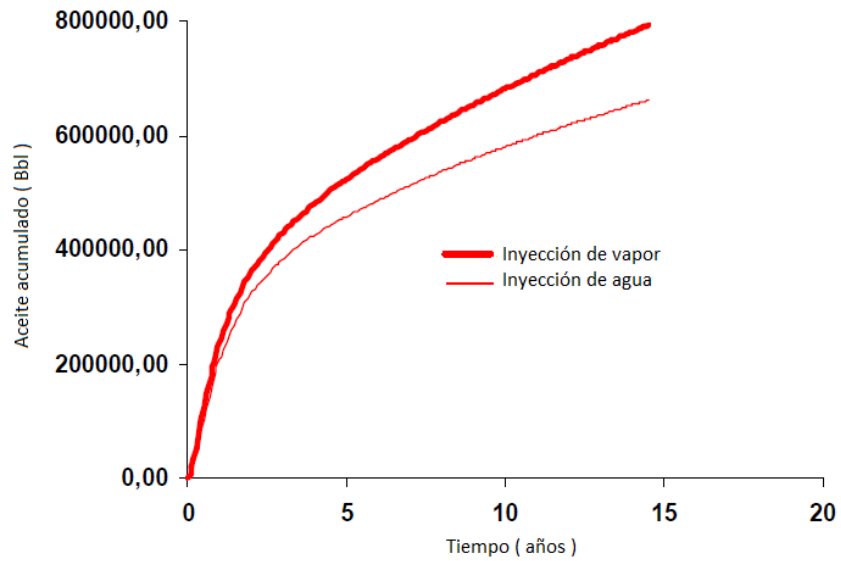
- **Investigación de la viabilidad de la inyección de vapor en un yacimiento heterogéneo de crudo liviano con un acuífero activo infinito:** El campo de estudio es el campo petrolífero de Rumaila que se encuentra en el sur de Irak. El campo se divide en cuatro sectores productivos. Desde el norte hasta el sur, los sectores son Qurainat, Shamiya, Rumaila, y Janubia. El sector en estudio es el sector de Rumaila y partes pequeñas de los sectores Shamiya y Janubia. La elección de este sector se hizo sobre todo porque es el sector más importante en el que las operaciones de producción e inyección se llevan a cabo. Con el fin de analizar la viabilidad de la inyección de vapor para la mejora en la recuperación

de aceite, en este estudio se plantean dos modelos de yacimiento diferentes. Tres escenarios futuros de predicción se han aplicado en este estudio: el caso base, caso de inyección de agua, y el caso de inundación de vapor. El primero de ellos es el Modelo para yacimiento de aceite negro (CMG-IMEX) que se ha utilizado para estudiar el comportamiento del yacimiento a los casos base y de inyección de agua. El segundo es el modelo termodinámico de yacimiento (CMG-STARS) para evaluar y predecir el comportamiento del yacimiento considerando inundaciones de vapor.

Los resultados mostraron que la tasa de producción de aceite era muy alta para los dos primeros años del período de predicción del yacimiento para los tres casos; Sin embargo, la tasa de aceite con las inundaciones de vapor es mucho mayor que los casos base y de inyección de agua. La razón de ello fue el impacto de las inundaciones de vapor en este período para reducir la viscosidad del petróleo y aumentar la producción del mismo. Por otra parte, el corte de agua no fue alto y la eficiencia de barrido fue efectiva.

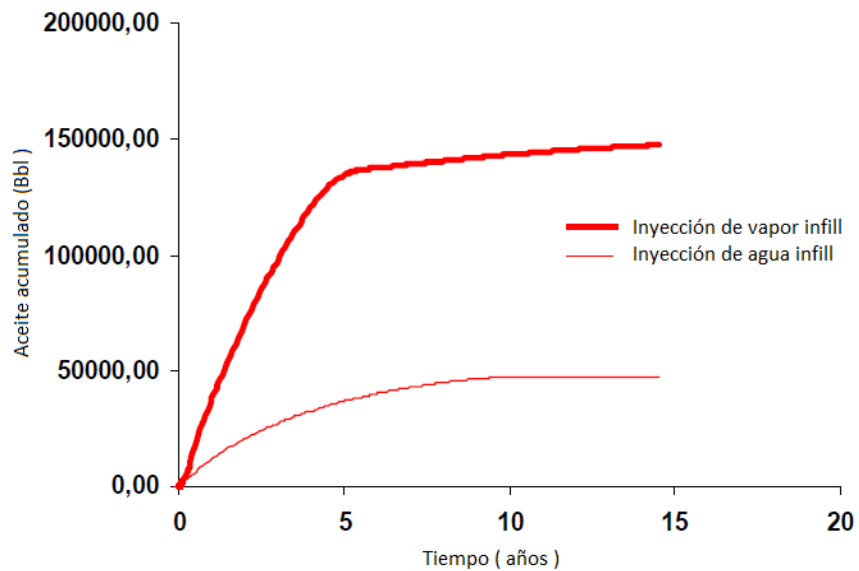
La tasa de aceite luego bajó rápidamente a causa del alto drene a tiempos tempranos, y también debido a la madurez de este campo ya que la saturación de agua en las dos capas del fondo superó el 95% bajo el efecto del empuje de agua que actúa del acuífero infinito. Además, la heterogeneidad del yacimiento tiene su impacto significativo en el movimiento de fluido e impide de alguna manera el desplazamiento del petróleo. (Figura No.12)

Figura 10 Resultados al utilizar un patrón invertido de siete puntos.



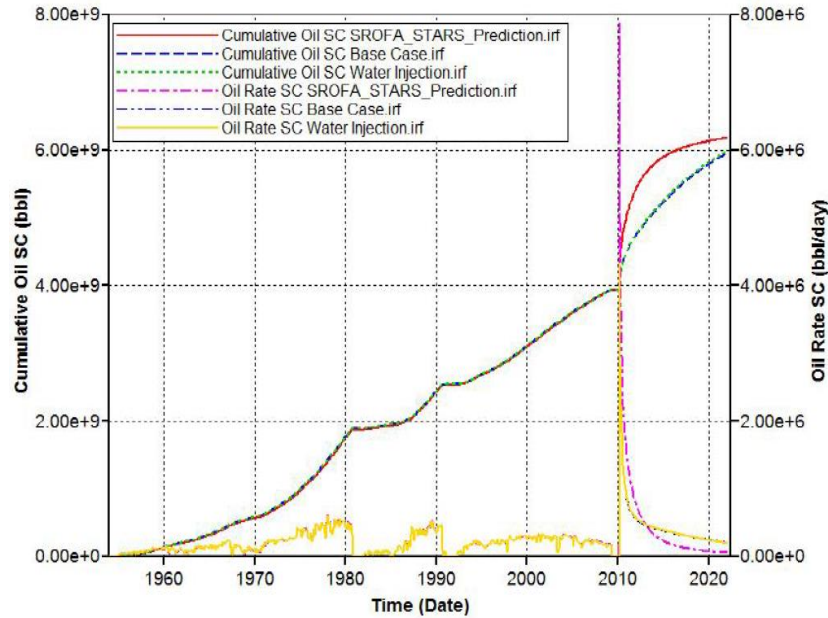
Fuente: Tomado de OVALLES, Cesar. *Physical and numerical simulations of steamflooding in a medium crude oil reservoir*, Maracaibo lake, Venezuela. Society of Petroleum Engineers. 2002. 7 p.

Figura 11 Resultados al utilizar un patrón invertido de cinco puntos.



Fuente: Tomado de OVALLES, Cesar. *Physical and numerical simulations of steamflooding in a medium crude oil reservoir*, Maracaibo lake, Venezuela. Society of Petroleum Engineers. 2002. 7 p.

Figura 12 Tasas de producción e inyección obtenidas a partir del estudio.



Fuente: Tomado de AL MUHAFER, Wathiq. Investigating the viability of steamflooding to improve oil recovery in a heterogeneous light oil reservoir with infinite active aquifer: a comparative simulation case study. south oil company Iraq& louisiana state university. Society of Petroleum Engineers. 2013. 12 p.

- **Simulación numérica de la inyección de vapor en crudos livianos en el yacimiento, Buena vista Hills, California:** El objetivo de este estudio fue presentar los resultados de la simulación numérica y el análisis de la importancia de cada mecanismo de recuperación en la inyección de vapor aplicada para yacimientos de crudo liviano. Para ello se utilizó el simulador térmico llamado ISCOM. Este simulador fue desarrollado para modelar el proceso de combustión in-situ; Sin embargo, mediante la supresión de los términos de reacción química, este puede ser utilizado como un simulador de inyección de vapor que representa completamente los efectos de composición de aceites ligeros. Chevron EE.UU. se interesó en la explotación de la tecnología de inyección continua de vapor para aumentar sus reservas en la categoría de crudo liviano. En 1981, la compañía llevó a cabo con éxito una prueba de inyección de vapor de seis meses en el Buena Vista Hills campo en el condado de Kern, California. La prueba mostró que

el vapor puede ser inyectado en el yacimiento a tasas y cualidades necesarias para una recuperación eficiente del aceite.

También mostró que a diferencia de un yacimiento de crudo pesado, el yacimiento de crudo liviano respondió casi de inmediato a la inyección de vapor. Alentados por los resultados de estas pruebas, Chevron a principios de 1985 procedió a aplicar inyección continua de vapor al crudo del yacimiento que tenía una gravedad de 27 °API (0.89-g/cm³). El proyecto piloto consiste en 12 patrones invertidos de cinco puntos sobre un área de 65 acres (263.000 m²) y está dirigido a los 108 pies (32,9 m) de espesor de arena Wilhelm a una profundidad media de 2.500 pies (762 m). Si tiene éxito, el piloto se ampliará para cubrir las áreas adyacentes.

Los objetivos específicos del estudio fueron:

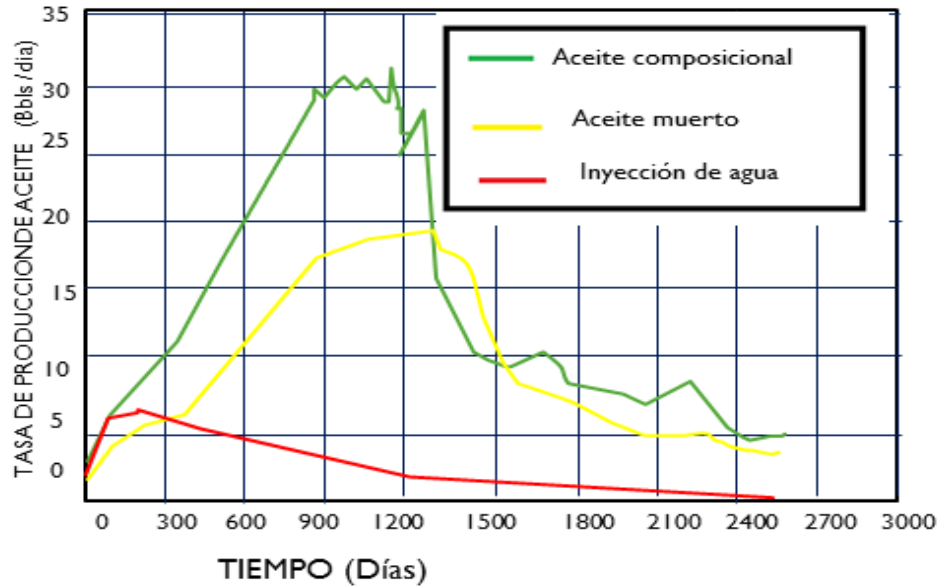
- ✚ Determinar el comportamiento de la destilación al vapor del petróleo crudo y su contribución a la mejora de la recuperación de petróleo.
- ✚ Generar información útil para la óptima operación del proyecto piloto.
- ✚ Ayudar a evaluar la factibilidad técnica y económica del proyecto, proporcionando un pronóstico del rendimiento.

Para los estudios se realizaron pruebas con inyección de agua, inyección de vapor para un aceite composicional y para un aceite muerto. Se obtuvo que para la inyección de agua isotérmica con el agua inyectada a la misma temperatura que la temperatura del yacimiento de crudo liviano, 112 ° F (44.4 ° C), inyectando agua a una velocidad constante de 715 B / D (114 m³ / D) por patrón o 89.4 B / D (14,3 m³ / D) para la octava parte de un patrón de cinco puntos, la máxima recuperación de petróleo por inyección de agua es de 5.270 Bbl (838 m³) para la octava parte de un patrón de cinco puntos. Para la inyección de vapor en un aceite composicional, se tiene el aceite como una mezcla volátil compuesta de tres

pseudocomponentes lo que produjo una recuperación de aceite mucho mayor que la que se obtuvo con la inyección de agua. Sin embargo, no todo este petróleo se produce económicamente. Como regla general, la inyección continua de vapor se consideró poco rentable cuando la relación instantánea entre la tasa de inyección de vapor y la producción de petróleo (SOR) fuera de 10 (Figuras No. 13 y 14). Para la inyección de vapor en un crudo muerto (no volátil), la tasa de producción de aceite es mucho menor que para el caso del aceite composicional. Se muestra que la destilación al vapor del petróleo crudo mejora significativamente la respuesta de la inyección continua de vapor. También, el límite de relación vapor-aceite de 10 se alcanza cerca de 160 días antes con el caso del aceite muerto que con el caso del aceite composicional. La diferencia en la recuperación de petróleo entre los casos del petróleo composicional y muerto, es del 18% y puede atribuirse al mecanismo de destilación al vapor.

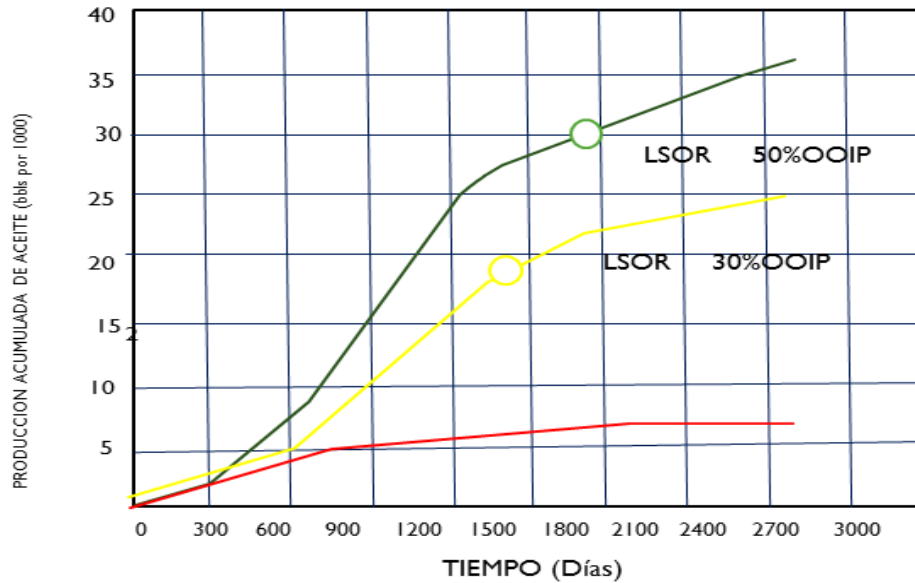
Esto es más de un tercio del aceite que puede ser recuperado por la inyección de vapor para un crudo con 27 °API. El estudio mostró que debido a la baja viscosidad y alta volatilidad del petróleo, la inyección de vapor beneficia a este crudo debido a mecanismos diferentes a los de un crudo pesado. Si bien la reducción de la viscosidad del aceite es el mecanismo principal para la producción de un aceite pesado, la destilación al vapor se demuestra que es la principal responsable de la mejora de la producción desde el yacimiento de crudo liviano. Los yacimientos de crudo liviano con baja compresibilidad se caracterizan por una respuesta casi inmediata en la producción debido a la inyección de vapor. El estudio demostró además que aproximadamente el 50% del aceite inicial in place se puede recuperar económicamente por inyección de vapor. Más de un tercio de esta recuperación puede ser atribuida al mecanismo de destilación por vapor.

Figura 13 Tasas de producción de aceite para los tres casos de estudio.



Fuente: Tomado de HONG, K.C. Numerical Simulation of Light Oil Steamflooding in the Buena Vista Hills Field, California. Chevron Oil Field Research CO. 1986. Society of Petroleum Engineers. 333 p.

Figura 14 Producción acumulada de aceite para los tres casos estudiados.



Fuente: Tomado de HONG, K.C. Numerical Simulation of Light Oil Steamflooding in the Buena Vista Hills Field, California. Chevron Oil Field Research CO. 1986. Society of Petroleum Engineers 333 p.

2. DESARROLLO DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN

El estudio de la roca, los fluidos y los fenómenos ocurridos en el yacimiento constantemente se limita debido a su ubicación. La necesidad de estudio y análisis ha provocado el desarrollo de estrategias o herramientas como el corazonamiento y la simulación física y/o numérica, que a partir de la toma de muestras y la replicación a escala o a nivel computacional hacen posible tener una estimación de comportamientos característicos del yacimiento. El término simulación representa el diseño y replicación de un sistema real plasmado en un modelo, manejando una escala específica, con el fin de comprender el comportamiento tanto natural del sistema, como el generado frente a nuevas estrategias. Para la industria petrolera, la simulación numérica de yacimientos constituye una de las herramientas con mayor uso y practicidad para la toma de decisiones en proyectos y megaproyectos.

Softwares como ECLIPSE, Petrel, Pipesim, Pansystem y las herramientas ofrecidas por CMG (Computer Modelling Group), permiten analizar el comportamiento del yacimiento en operaciones como la perforación e implementación de técnicas de recobro mejorado, y de la misma manera analizar pruebas de presión y análisis nodal en el área de métodos de producción. Para este caso en particular, la simulación numérica representa la herramienta utilizada para evaluar que tan viable se hace la aplicación de la inyección continua de vapor en un yacimiento colombiano de crudo medio, cuyas propiedades se encuentran dentro del rango establecido por distintos autores para que la técnica genere resultados exitosos.

2.1. GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

De manera informal el término simulación representa “dar apariencia de”. Concretamente simular un yacimiento es un proceso mediante el cual un ingeniero con ayuda de modelos matemáticos, integra un conjunto de factores con el ánimo de describir el comportamiento de los procesos físicos que tienen lugar en el yacimiento. El objetivo general de un simulador de yacimientos es predecir el comportamiento del mismo bajo distintos esquemas de explotación, permitiendo sensibilizar y optimizar parámetros con el único propósito de aumentar el factor de recobro. La precisión de los resultados obtenidos es proporcional a la calidad de los datos ingresados y la relación entre ellos. La selección del tipo y dimensionamiento del modelo depende tanto aspectos económicos como el objetivo del estudio y la cantidad de datos disponibles. La elaboración de un modelo permite reproducir un yacimiento tantas veces como se desee y de diferentes maneras con lo que se pueden contemplar distintas alternativas de explotación.

2.1.1. Datos necesarios para la construcción de un modelo de simulación

La confiabilidad y veracidad de los resultados obtenidos de un proceso de simulación se relacionan con la correcta caracterización del modelo. Datos que describan física y geológicamente el yacimiento, propiedades petrofísicas de la roca y la caracterización de los fluidos se hacen necesarios. De la misma manera, información adicional como ubicación y operación de las perforaciones también son obligatorios. De manera más detallada, los aspectos mencionados anteriormente son descritos a continuación.

• **Descripción física del yacimiento:** Conocimiento estructural, petrográfico y estratigráfico se obtiene a partir de estudios geológicos detallados. Para la elaboración del modelo, la información de interés comprende los siguientes datos:

- ✚ Límites del yacimiento
- ✚ Características de la formación productora
- ✚ Características de acuífero
- ✚ Fallas
- ✚ Discontinuidad de capas
- ✚ Profundidad

• **Propiedades petrofísicas:** buscando tener la mayor representatividad de estos datos, la información petrofísica se determina mediante pruebas de laboratorio realizadas a núcleos o corazones tomados de la formación de interés. Como fuentes secundarias de información, se cuenta con el análisis de registros eléctricos y pruebas de presión. Los datos petrofísicos requeridos son:

- ✚ Porosidad, ϕ .
- ✚ Permeabilidad, K .
- ✚ Saturación de cada una de las fases, S_w , S_o , S_g .
- ✚ Compresibilidad de la roca, C_r .
- ✚ Permeabilidades relativas (interacción roca-fluidos), K_{ro} , K_{rw} , K_{rg} .

• **Caracterización de fluidos (propiedades P.V.T):** Teniendo en cuenta la dificultad tanto en obtención de muestras como en adecuación de las condiciones de prueba en los laboratorios, se hizo necesario el desarrollo de correlaciones empíricas que permitieran estimar el comportamiento de las propiedades P.V.T (presión, volumen, temperatura) de los fluidos presentes en el yacimiento. Cada software contiene paquetes de correlaciones aplicables a distintos rangos según

el autor que las propuso. Las principales propiedades P.V.T necesarias para una simulación son:

- ✚ Viscosidad del agua y el aceite, μ_o , μ_w .
- ✚ Factores volumétricos de formación, B_o , B_w , B_g .
- ✚ Compresibilidad de cada fase, C_o , C_w , C_g .
- ✚ Relación de solubilidad del gas, R_{so} , R_{sw} .

- **Información adicional:** Además de los datos fundamentales mencionados anteriormente, para elaborar un modelo de simulación se debe contar con otros datos como estado mecánico y ubicación de los pozos, datos de producción, aspectos económicos si se necesitan y mapas isópacos, de isoporosidades e isopermeabilidades.

2.1.2. Tipos de enmallados

En simulación numérica, el término enmallado se utiliza para hacer referencia a la cantidad de celdas y la distribución que se le da a estas dentro de los límites del yacimiento o sector que se quiere representar. De acuerdo al tipo de flujo, los enmallados se pueden subdividir en:

- **Enmallado Cartesiano:** este tipo de enmallados se utiliza cuando se quiere analizar el flujo de fluidos en zonas distantes a los pozos, considerando así la existencia de un flujo lineal. Es el enmallado que se usa con mayor frecuencia.
- **Enmallado Radial:** Contradictorio al cartesiano, el enmallado radial se utiliza cuando se quiere analizar el flujo de fluido en zonas cercanas a un pozo.
- **Enmallado Híbrido:** Se desarrollaron con el ánimo de obtener información más precisa sobre los cambios de saturación y presión del sistema, permitiendo

obtener una mejor descripción del comportamiento de los procesos de recuperación que ocurren en el yacimiento. Este enmallado combina coordenadas radiales en las zonas cercanas al pozo y coordenadas cartesianas en las zonas que no involucran pozos productores o inyectores.

- **Enmallado Ortogonal:** Este tipo de enmallado se utiliza para el análisis de modelo con altas heterogeneidades, fallas, discontinuidades y distribuciones isotrópicas heterogéneas.¹¹

2.2. SELECCIÓN DEL CAMPO COLOMBIANO DE ESTUDIO

A partir del rango de aplicabilidad presentado en el capítulo 1, se procedió a realizar una búsqueda de los campos colombianos con características validas en estos rangos. Profundidad, gravedad api, viscosidad, presión de yacimiento y presión de burbuja fueron algunos de los factores a tener en cuenta.

2.2.1. Generalidades del campo colombiano seleccionado

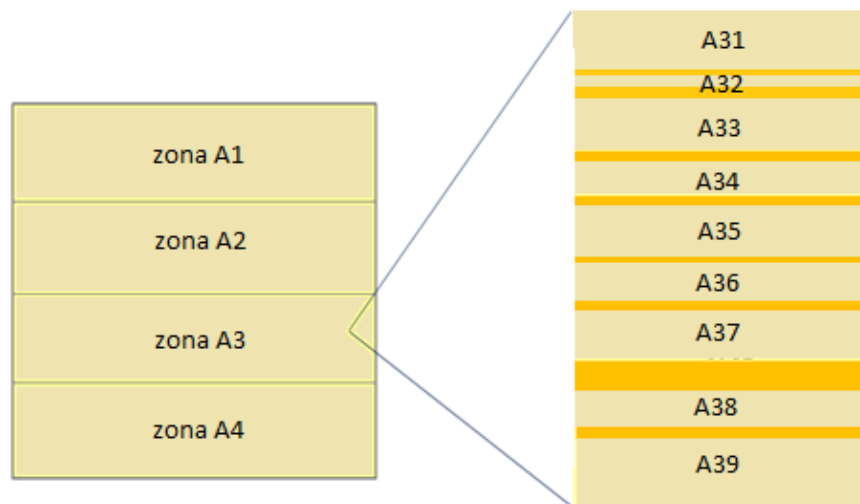
El modelo construido es una representación simplificada o conceptual de las propiedades más importantes de un campo colombiano sin alcanzar un nivel comercial. EL campo se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. La división principal del yacimiento son tres arenas denominadas cada una: arena A1, arena A2 y arena A3. A su vez cada arena se subdivide en distintas zonas. Con base a estudios encontrados en la literatura, se escoge la arena A3 como la zona de estudio de la investigación, siendo a su vez la zona a representar en el modelo conceptual de simulación. Además de ser la formación con mayor aporte a la producción del campo, sus propiedades son las adecuadas para probar la implementación del proceso.

¹¹ ESCOBAR, Fredy; SEPULVEDA, Jairo. Simulación de yacimientos: Principio, Concepto y Construcción de mallas. Unidad 1.

2.2.2. Distribución de propiedades en la arena seleccionada.

La arena A3 está compuesta por 9 arenas separadas por intercalaciones de arcilla (Figura No.15). Estas zonas productoras son areniscas de grano medio a grueso y composición variable, entre subarcosas, arcosas y sublitoarenitas, de edad Eoceno Superior-Oligoceno Inferior, depositadas en un ambiente Fluvial de tipo braided. Esta arena abarca una profundidad entre 2600 y 3000 ft.

Figura 15. Subdivisión de la arena seleccionada.



A partir de datos encontrados en estudios previos, se encuentra que la porosidad de la zona varía en un rango de 4-27%, donde los valores más representativos se encuentran en la arena A35. La permeabilidad varía en un rango de 32.7 - 864 mD, donde la capa con mejor permeabilidad es la A33. El espesor, permeabilidad y la porosidad de las arenas se muestran en la tabla No 5. La porosidad y permeabilidad de las intercalaciones se consideraron como despreciables y sus espesores son mostrados en la tabla No.6.

Tabla 5. Distribución de porosidad, espesor y permeabilidad en las arenas de la zona A3.

ARENA	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (mD)	ESPESOR PERMEABLE (ft)
A31	21	138,4	62,22
A32	27	190,4	19,39
A33	26	328,1	51,5
A34	24	290,5	56
A35	27	234,8	57,15
A36	18	214	59,34
A37	16,8	169	50,43
A38	11	66,2	68,3
A39	11,2	115	68,21

Fuente: Tomado y modificado de GÓMEZ, Adriana. Construcción y ajuste modelo analítico en el software Sahara para la caracterización del sistema de inyección–producción del campo la Cira –infantas, área Cira Este – arena C. 23-26 p.

Tabla 6. Espesor de las intercalaciones de arcilla en la zona A3.

INTERCALACIÓN	ESPESOR IMPERMEABLE (Ft)
A31- A32	8
A32-A33	12
A33-A34	23
A34-A35	12
A35-A36	10
A36-A37	20
A37-A38	50
A38-A39	20

Fuente: Tomado de ROJAS, Cesar Augusto. Modelamiento geo estadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira. Universidad Nacional de Colombia. 2011. 97-100 p.

2.3. ELABORACIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

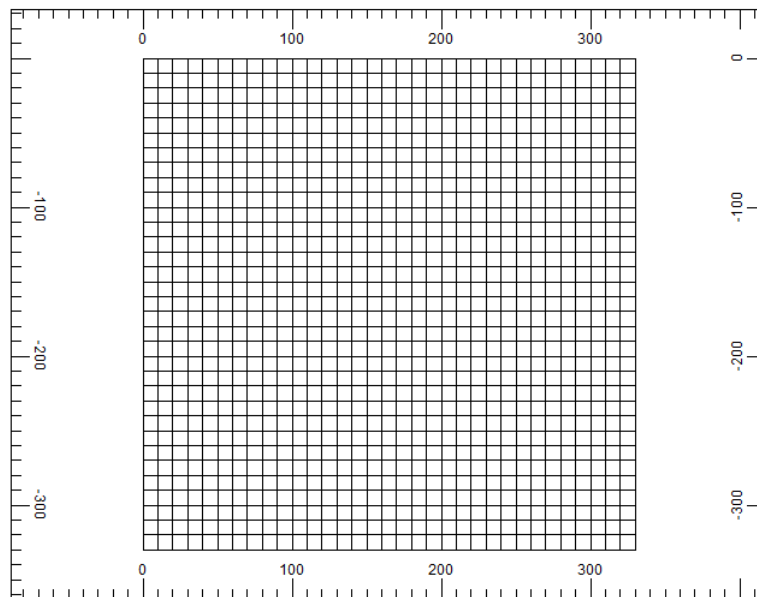
Los modelos conceptuales son representaciones simplificadas del yacimiento utilizados para evaluar el comportamiento de este frente a distintos escenarios de explotación. En comparación con otros modelos de simulación como el “full field model” y el “sector model”, los modelos conceptuales reducen el tiempo de cómputo por lo que comúnmente se utilizan para realizar análisis de sensibilidad de parámetros operacionales y de yacimiento. Para el cumplimiento de los objetivos propuestos se utilizó el software STARS (Steam Thermal and Advance Processes Reservoir Simulation) de la compañía CMG (Computer Modelling Group) como herramienta principal para la elaboración del modelo conceptual. El simulador STARS tiene la capacidad de modelar tanto procesos térmicos como procesos que involucren caracterización geomecánica y robustas reacciones químicas. Simulación de espumas, emulsiones y técnicas SAGD son algunos de los procesos que se pueden modelar con ayuda de esta herramienta. Los datos a utilizar en el modelo de simulación fueron recopilados de distintas publicaciones encontradas sobre el campo colombiano mencionado anteriormente. Las propiedades a representar cumplían con los criterios de selección de yacimientos candidatos a la implementación del proceso. A continuación se describe el ingreso de la información necesaria para la construcción del modelo de simulación.

2.3.1. Definición del enmallado y dimensiones del grid a utilizar

La creación del modelo se hace utilizando la herramienta BUILDER de la interfaz LAUNCHER de la compañía CMG. El paso inicial es definir el paquete de unidades, siendo para este caso el paquete de unidades de campo. De la misma manera, se debe definir el simulador a utilizar (STARS) y la fecha de inicio de la simulación (01/07/2014). Se trabajó con un modelo de única porosidad. Teniendo en cuenta el tipo de proceso a modelar y la finalidad de la investigación, se decide trabajar con un enmallado cartesiano de 33 celdas en dirección de x , 33 en

dirección de j y 20 en dirección de k para un total de 21780 bloques. La figura No. 16 muestra la vista superficial del modelo base de simulación. El área total del modelo es de 2,5 acres cuyas dimensiones son de 330 ft*330 ft. De esta forma cada celda tiene 10 ft de ancho y 10 ft de largo (figura No.16). Este dimensionamiento se seleccionó con base en algunos de los estudios de simulación que se mencionan en el capítulo No.1.

Figura 16. Vista superficial del modelo base de simulación.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group-Builder 2012.

Teniendo en cuenta que la zona de interés a representar es la zona A3, se decide que para la construcción del modelo se utilizaran solo las primeras 7 capas, teniendo en cuenta que son las que poseen mayor porosidad y permeabilidad, permitiendo discernir que son las más representativas en términos de producción. Además las arenas A38 y A39 están separadas por intercalaciones de arcilla muy grandes, lo que ocasionaría grandes pérdidas de calor al inyectar el vapor. La distribución de las 20 celdas en dirección de z se realizó de la siguiente forma: 2 celdas por cada capa de arena para un total 14 celdas y una celda por cada

intercalación de arcilla para un total de 6. Los espesores de las celdas se muestran en la figura No.17 y tabla No.7.

Tabla 7 Espesor de cada layer en el modelo base de simulación.

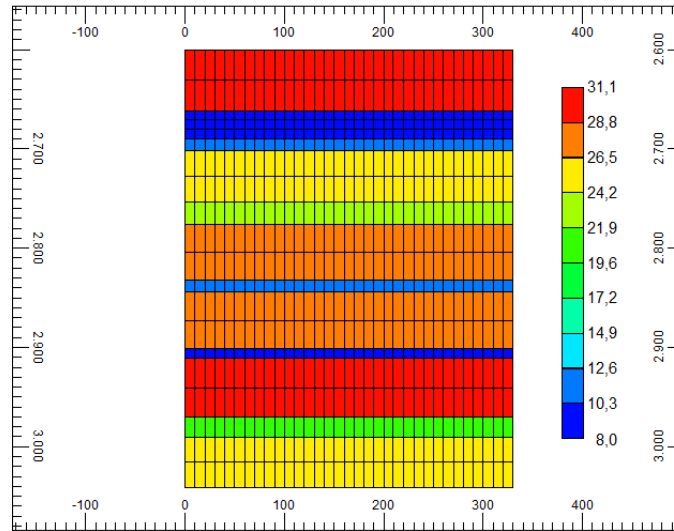
No.Layer	Espesor (ft)	Tipo de roca
1	31,11	Arena
2	31,11	Arena
3	8	Arcilla
4	9,695	Arena
5	9,695	Arena
6	12	Arcilla
7	25,75	Arena
8	25,75	Arena
9	23	Arcilla
10	28	Arena
11	28	Arena
12	12	Arcilla
13	28,575	Arena
14	28,575	Arena
15	10	Arcilla
16	29,67	Arena
17	29,67	Arena
18	20	Arcilla
19	25,215	Arena
20	25,215	Arena

2.3.2. Distribución de propiedades petrofísicas y térmicas del modelo

Después de establecer el tipo y dimensionamiento del enmallado, se procede al ingreso de los datos recopilados. Teniendo en cuenta que se trabajó en la construcción de un modelo heterogéneo, las propiedades térmicas y petrofísicas de cada “layer” discernían de acuerdo al tipo de roca e intercalación que representaban. Algunos datos ingresados en este paso son mostrados en la tabla No.8. Las propiedades térmicas y petrofísicas de cada “layer” se muestran en la

tabla No.9. Gráficamente la heterogeneidad del modelo se observa en las figuras No. 18 y 19.

Figura 17 Representación gráfica de la distribución de espesores.

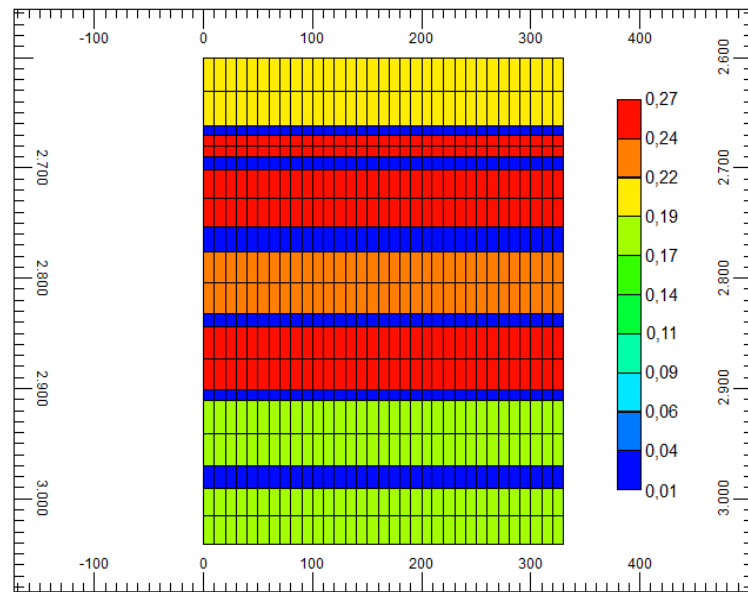


Fuente: Tomado de Computer Modelling Group-Builder 2012.

Tabla 8 Propiedades del modelo base de simulación.

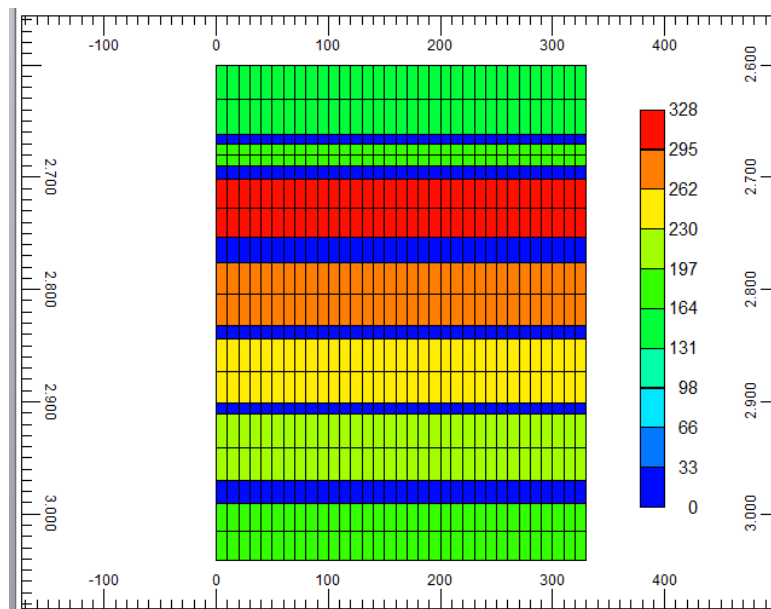
PROPIEDAD	VALOR ASIGNADO	
Tope	2600	ft
Presión	1600	psi
Temperatura	92	°F
Permeabilidad Y	Igual en dirección X	mD
Permeabilidad Z	$K_v = 0,25 * K_H$	mD
Porosidad	Tabla No.10	

Figura 18 Distribución de la porosidad en el modelo.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group-Builder 2012.

Figura 19 Distribución de la permeabilidad en el modelo.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group-Builder 2012.

Tabla 9 Distribución de propiedades petrofísicas y térmicas de cada uno de los layers del modelo.

No.Layer	Porosidad (%)	Permeabilidad en X (md)	Compresibilidad (l/ psi)	Conductividad térmica BTU / °F día ft	Capacidad calórica BTU / °F ft3	Tipo de roca
1	21	138,4	5E-4	24	30	Arena
2	21	138,4	5E-4	24	30	Arena
3	1	0	34,67E-6	30	40	Arcilla
4	27	190,4	5E-4	24	30	Arena
5	27	190,4	5E-4	24	30	Arena
6	1	0	34,67E-6	30	40	Arcilla
7	26	328,1	5E-4	24	30	Arena
8	26	328,1	5E-4	24	30	Arena
9	1	0	34,67E-6	30	40	Arcilla
10	24	290,5	5E-4	24	30	Arena
11	24	290,5	5E-4	24	30	Arena
12	1	0	34,67E-6	30	40	Arcilla
13	27	234,8	5E-4	24	30	Arena
14	27	234,8	5E-4	24	30	Arena
15	1	0	34,67E-6	30	40	Arcilla
16	18	214	5E-4	24	30	Arena
17	18	214	5E-4	24	30	Arena
18	1	0	34,67E-6	30	40	Arcilla
19	16,8	169	5E-4	24	30	Arena
20	16,8	169	5E-4	24	30	Arena

2.3.3. Caracterización de fluidos

El modelo de fluidos se generó a partir de la opción de PVT sintético disponible en el software que se estaba trabajando. A partir del ingreso de cierta cantidad de parámetros y la selección de un paquete de correlaciones empíricas cargadas en el programa, se estimó el comportamiento de propiedades como viscosidad, factor volumétrico, razón de solubilidad y punto de burbuja de los fluidos presentes en el yacimiento. Antes de ingresar los datos en el simulador, se realizó una búsqueda de las correlaciones disponibles haciendo énfasis en los rangos de aplicación que tiene cada una de estas. Como datos de entrada se ingresaron los mencionados en la tabla No. 10.

Tabla 10 Datos ingresados para la generación del PVT sintético.

Parámetro	Valor	Unidades
Max Presión	2000	Psi
Presión de burbuja	600	Psi
Presión de referencia	1000	Psi
Temperatura del yacimiento	92	°F
Gravedad API	24	
Salinidad del agua	30000	ppm
Densidad del gas	0,052	Lb/ft3

Fuente: Modificado de GÓMEZ, Adriana. Construcción y ajuste modelo analítico en el software Sahara para la caracterización del sistema de inyección–producción del campo la Cira –infantas, área Cira Este – arena C. 23-26 p.

Aunque el simulador ofrece entre tres o cuatro correlaciones para cada propiedad, las correlaciones se escogieron partiendo de los rangos de aplicabilidad que fueron consultados. El comportamiento de propiedades del aceite como el factor volumétrico de formación, el punto de burbuja y la razón de solubilidad del gas en el aceite se estimaron a partir de las correlaciones propuestas por Standing cuyos rangos de aplicación son mostrados en la tabla No.11. Por otra parte, la compresibilidad el aceite se calculó con base a la correlación de Glaso, pues aunque los rangos de Vázquez & Beggs validaban para las condiciones de estudio, no se contaba con información adicional como presión y temperatura del separador, y fracción molar de gases no hidrocarburos. Los rangos de aplicación para la correlación de Glaso se recopilan en la tabla No.12. Para la viscosidad del aceite tanto muerto como como con gas en solución se seleccionó la correlación de Beggs & Robinson. Los rangos de validez de esta correlación se encuentran en la tabla No.13.

El comportamiento de las propiedades calculadas concuerda con el comportamiento típico que deben tener estas, respecto a la presión y a la temperatura. Las figuras No.20, 21, 22 muestran el comportamiento obtenido para algunas de las propiedades ya mencionadas.

Tabla 11 Rangos de aplicación para la correlación de Standing.

Parámetro	Rango	Unidades
Temperatura	90-258	°F
Presión de burbuja	130-7000	psia
Gravedad API	16,5-63,8	
Gravedad específica del gas	0,59-0,95	

Fuente: Modificado de BANZER, Carlos. Correlaciones PVT. Edición preliminar. Instituto de investigaciones petroleras. Maracaibo. 1996. 48-110 p.

Tabla 12 Rangos de aplicación para la correlación de Glaso.

Parámetro	Rango	Unidades
Temperatura	80-280	°F
Presión de burbuja	165-7142	psia
Gravedad API°	22,3-48,1	
Gravedad específica del gas	0,65-1,276	

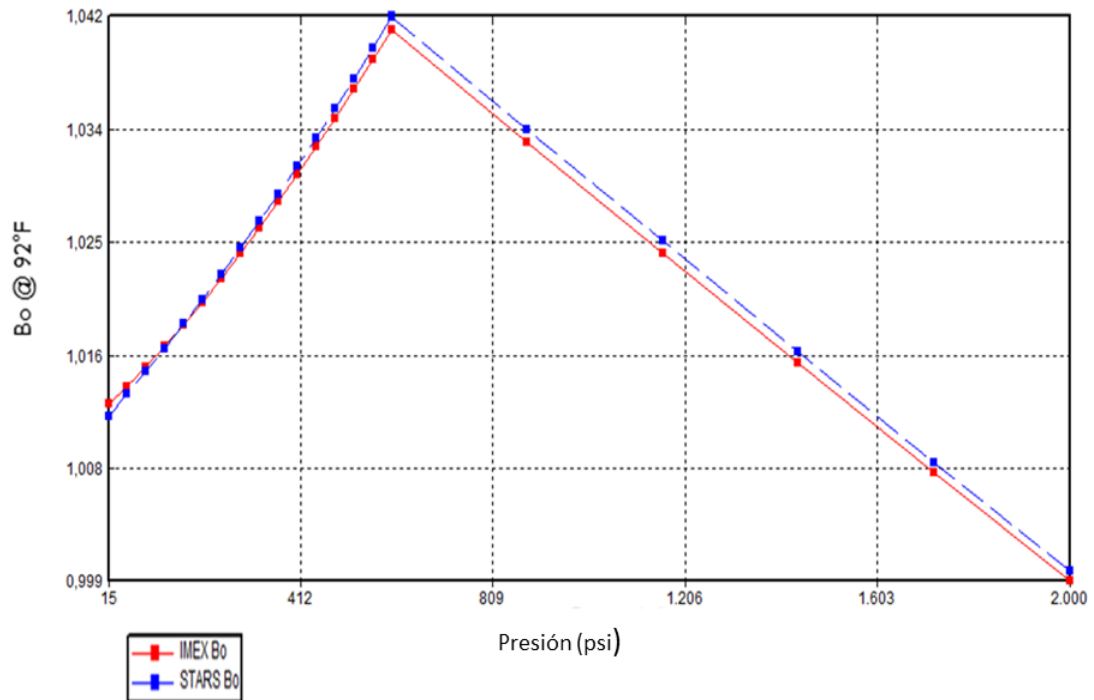
Fuente: Modificado de BANZER, Carlos. Correlaciones PVT. Edición preliminar. Instituto de investigaciones petroleras. Maracaibo. 1996. 48-110 p.

Tabla 13 Rangos de aplicación para la correlación de Beggs& Robinson.

Parámetro	Rango	Unidades
Temperatura	70-295	°F
Presión	15-5265	psia
Gravedad API°	16-58	
Razón de gas disuelto en el crudo	20-2070	SCF/STB

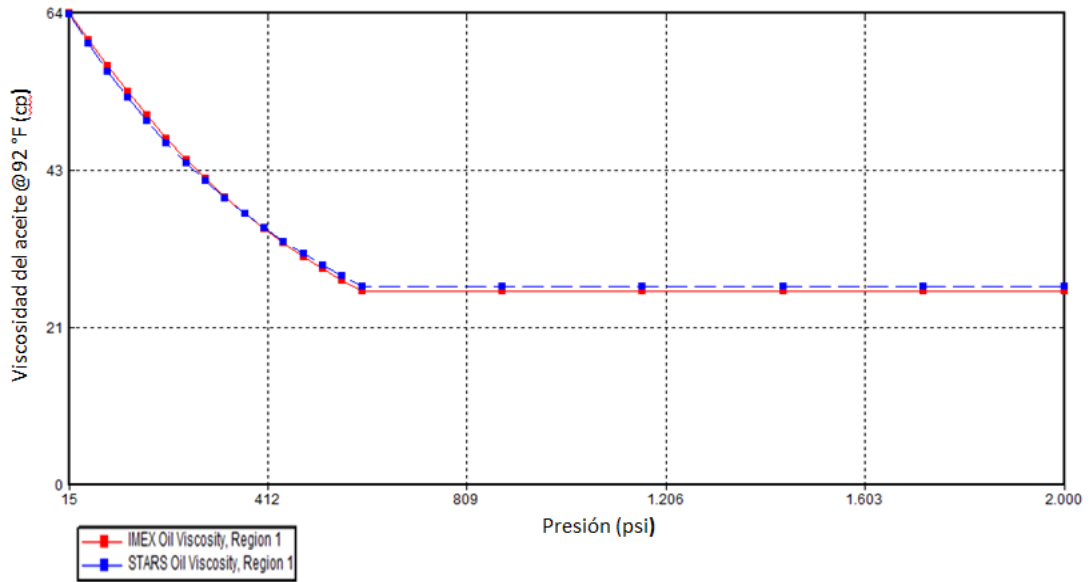
Fuente: Modificado de BANZER, Carlos. *Correlaciones PVT. Edición preliminar. Instituto de investigaciones petroleras. Maracaibo. 1996. 48-110 p.*

Figura 20 Comportamiento del factor volumétrico del aceite para el PVT sintético generado.



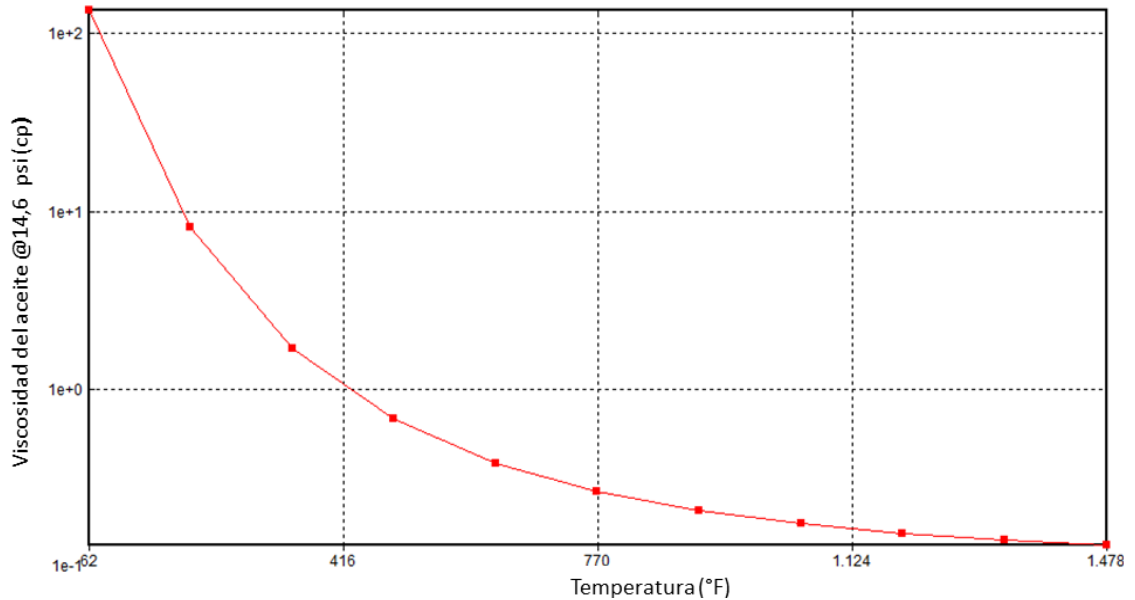
Fuente: Tomado de Computer Modelling Group-Builder 2012.

Figura 21 Comportamiento de la viscosidad del aceite respecto a la presión para el PVT sintético generado.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group-Builder 2012.

Figura 22 Comportamiento de la viscosidad del aceite respecto a la temperatura para el PVT sintético generado.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group-Builder 2012.

2.3.4. Interacción Roca-fluido

La interacción entre la roca y los fluidos se relaciona con la movilidad y flujo individual que desarrolle cada fase dentro del yacimiento. Esta propiedad se puede modelar a partir de las curvas de permeabilidad relativa. Al igual que otras propiedades, la permeabilidad relativa de cada fase a una determinada saturación se determina a partir de pruebas de laboratorio. Cuando no es posible realizar este tipo de pruebas, el comportamiento de las curvas se estima a partir de correlaciones empíricas. Las correlaciones más comúnmente usadas fueron desarrolladas por Hirasaki. Para la aplicación de estas correlaciones se debe contar con los valores de permeabilidad relativa de cada fase a saturaciones críticas y connatas conocidos como “endpoints”.

Para la elaboración del modelo fue posible ingresar directamente las curvas de permeabilidad relativa. Estos valores fueron encontrados en investigaciones anteriores realizados a la zona en estudio. Los valores ingresados en el simulador para el sistema agua-aceite y gas-liquido se agrupan en las tablas No. 14 y 15. Las curvas generadas para cada sistema se muestran en las figuras No. 23 y 24. Para el sistema agua-aceite también fue posible encontrar información sobre presión capilar.

2.3.5. Inicialización del modelo

Otro de los pasos a seguir al momento de elaborar el modelo base de simulación consiste en definir las condiciones iniciales a las que está sometido. Presión, contactos y temperatura son parámetros que se deben ingresar al momento de empezar la explotación del yacimiento representado en el modelo. La tabla No. 16 muestra los datos ingresados en esta etapa.

Tabla 14 Datos ingresados para la generación de las curvas de permeabilidad relativa para sistema agua-aceite.

Sw	Krw	Krow	Pcow (psi)	Pcowi (psi)
0.291	0	0.6054	3.472	3.472
0.3	0.000015	0.584	3.207	3.207
0.32	0.000026	0.537	2.709	2.709
0.34	0.0005	0.49	2.312	2.312
0.36	0.0013	0.448	1.991	1.991
0.38	0.0027	0.4073	1.728	1.728
0.4	0.0046	0.3677	1.512	1.512
0.42	0.0071	0.33	1.331	1.331
0.44	0.01	0.2941	1.178	1.178
0.46	0.0146	0.26	1.049	1.049
0.48	0.0197	0.2282	0.938	0.938
0.5	0.0257	0.1981	0.843	0.843
0.52	0.0329	0.17	0.761	0.761
0.54	0.0411	0.1439	0.69	0.69
0.56	0.0505	0.1198	0.627	0.627
0.58	0.0611	0.0977	0.572	0.572
0.6	0.073	0.0777	0.524	0.524
0.62	0.0863	0.0599	0.481	0.481
0.64	0.1009	0.0442	0.442	0.442
0.66	0.1171	0.0307	0.408	0.408
0.68	0.1348	0.0195	0.378	0.378
0.7	0.154	0.0106	0.35	0.35
0.72	0.174	0.0043	0.325	0.325
0.74	0.1974	0.0007	0.303	0.303
0.752	0.2118	0	0.29	0.29

Fuente: Modificado de GÓMEZ, Adriana. Construcción y ajuste modelo analítico en el software Sahara para la caracterización del sistema de inyección–producción del campo la Cira –infantas, área Cira Este – arena C. 30-37 p.

Tabla 15 Datos ingresados para la generación de las curvas de permeabilidad relativa para sistema gas-liquido.

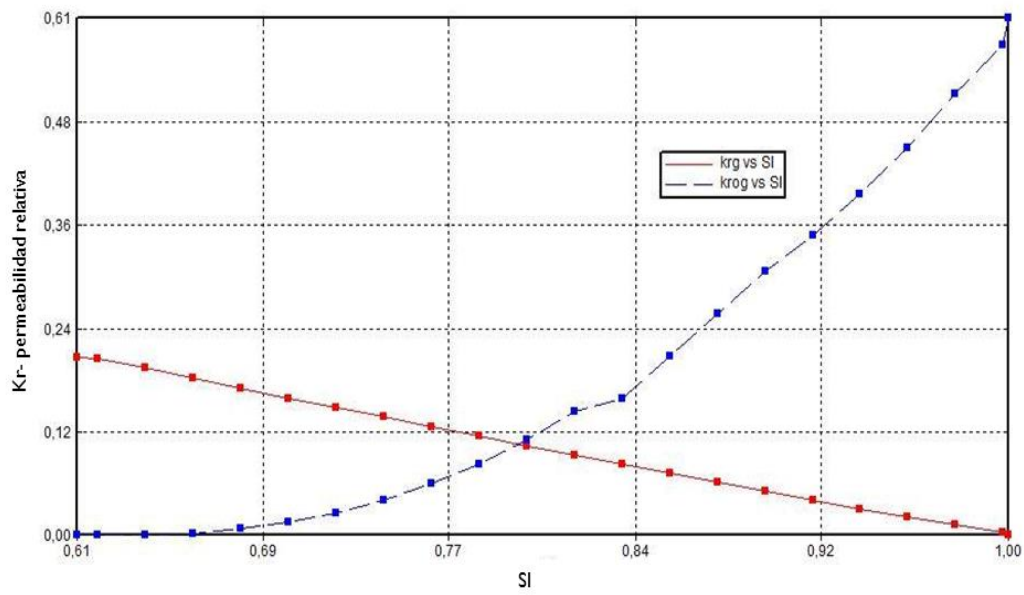
SI	Krg	Krog
0.609	0.208	0
0.618	0.207379	0.000001
0.638	0.19578	0.000575
0.658	0.184237	0.002911
0.678	0.172754	0.007694
0.698	0.161133	0.015441
0.718	0.14998	0.026582
0.738	0.138697	0.041496
0.758	0.12749	0.060524
0.778	0.116363	0.083979
0.798	0.105324	0.112151
0.818	0.09438	0.145313
0.838	0.08354	0.16
0.858	0.072815	0.21
0.878	0.0622	0.26
0.898	0.051773	0.309
0.918	0.041498	0.352
0.938	0.031431	0.4
0.958	0.021628	0.454
0.978	0.01219	0.517
0.998	0.003375	0.574
1	0	0.6054

Fuente: Modificado de GÓMEZ, Adriana. Construcción y ajuste modelo analítico en el software Sahara para la caracterización del sistema de inyección–producción del campo la Cira –infantas, área Cira Este – arena C. 30-37 p.

Tabla 16 Condiciones iniciales del modelo base de simulación.

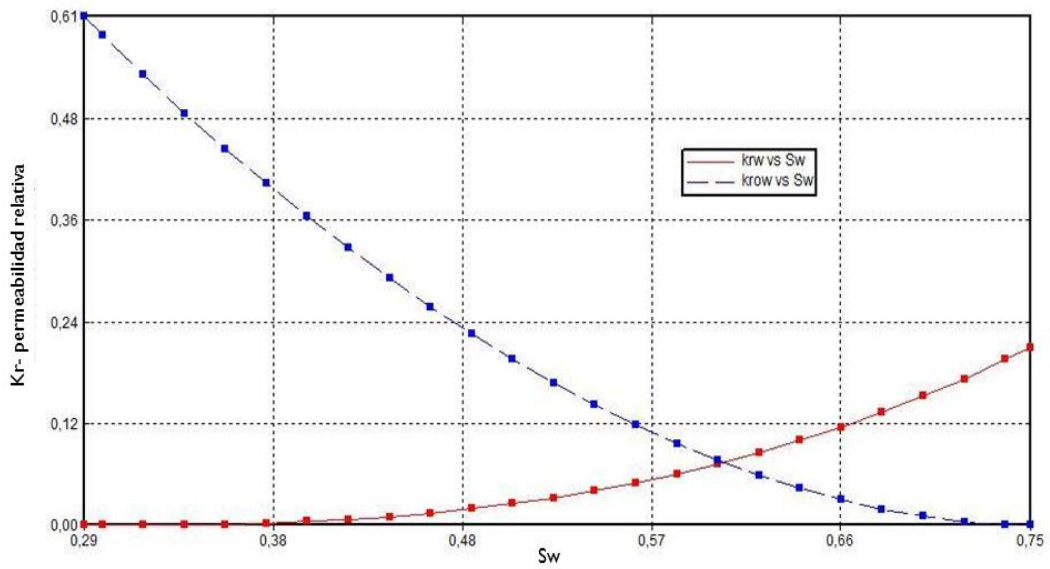
Parámetro	Valor	Unidad
Presión de referencia	1000	Psi
Profundidad de referencia	2600	Ft
Contacto agua-aceite	3000	Ft

Figura 23 Curvas de permeabilidad relativa para el sistema gas-liquido.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group-Builder 2012.

Figura 24 Curvas de permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite.

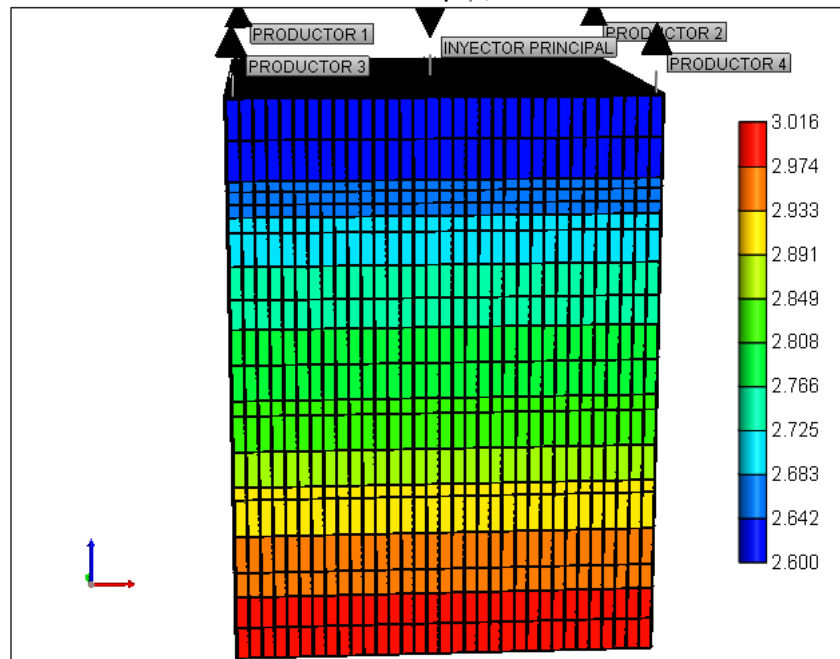


Fuente: Tomado de Computer Modelling Group-Builder 2012.

2.3.6. Configuración de pozos y condiciones operacionales

El modelo base de simulación se construyó utilizando un patrón de 5 puntos invertido con un espaciamiento de 2,5 acres (figura No. 25). La presión de fondo en los pozos productores se definió a partir de un análisis de sensibilidad. A los 4 pozos productores se les establece una restricción en la producción de líquidos de 200 bbls/día. Los parámetros operacionales se seleccionaron con el objetivo de asemejar los resultados a los obtenidos en el contexto real. La perforación de los pozos se realizó en la misma fecha de inicio de simulación. Durante la producción en frío solo se abren los pozos de la periferia y el inyector del centro permanece cerrado en esta etapa.

Figura 25 Vista 3D del modelo base de simulación con patrón de 5 puntos y 2,5 acres de espaciamiento.

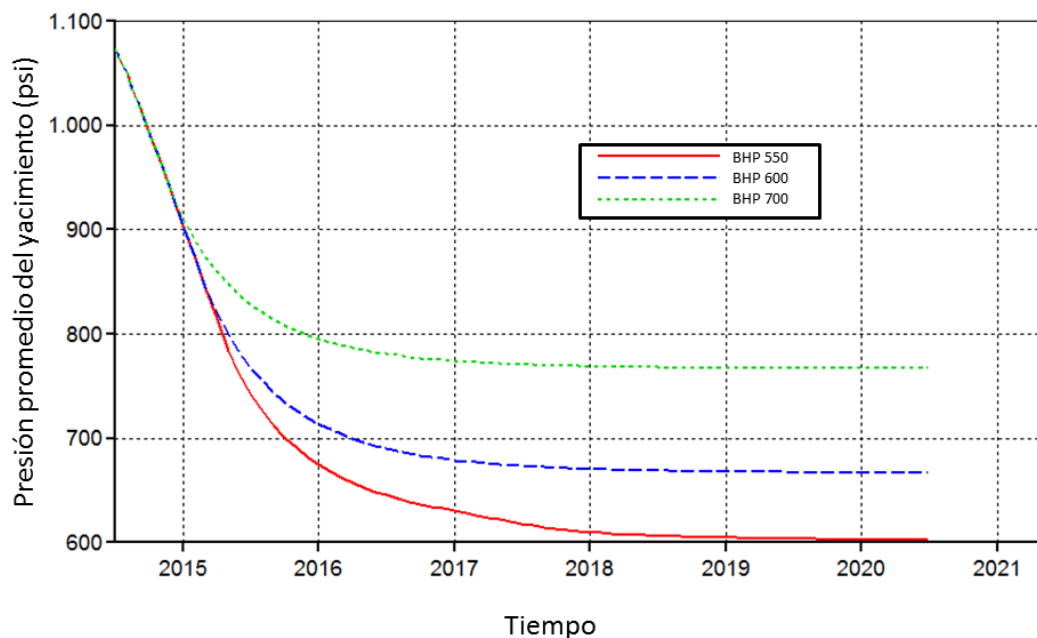


Fuente: Tomado de Computer Modelling Group-Builder 2012.

2.3.7. Producción primaria del modelo base de simulación

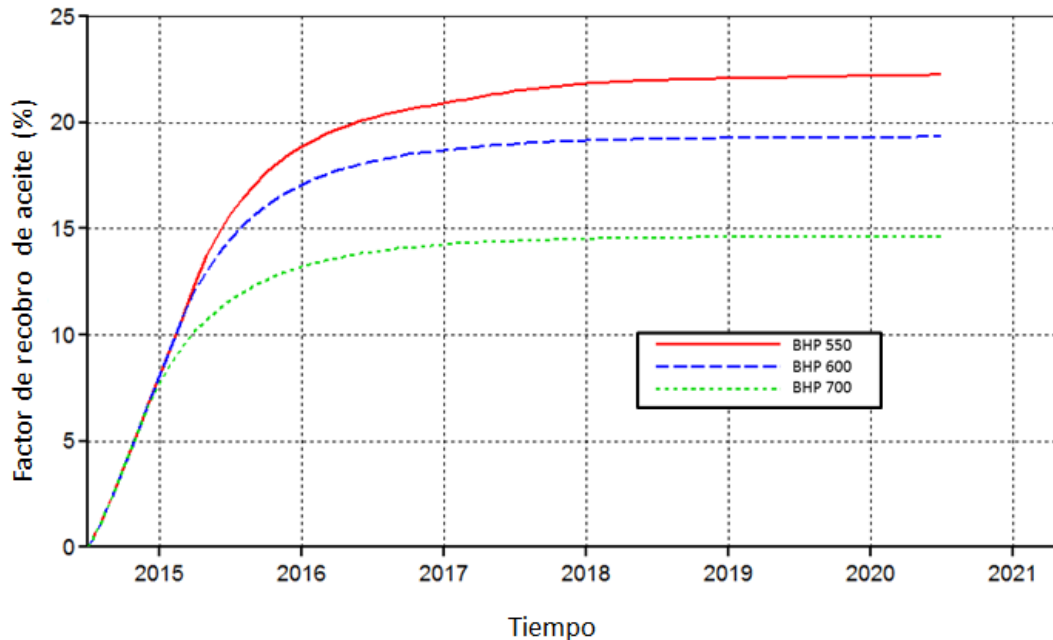
Al terminar el ingreso de la información se procede a correr el modelo base de simulación realizando sensibilidad a la presión de fondo de los pozos productores. Teniendo en cuenta que la presión promedio de yacimiento es 1100 psi y la presión de burbuja es 600, se realizan distintas corridas utilizando 550, 600 y 700 psi como presión de fondo. Las figuras No. 26 y 27 muestran el comportamiento de la presión y el factor de recobro de aceite para cada uno de los escenarios planteados. Se escoge como presión de fondo 700 psi con el ánimo de no depletar aún más el yacimiento, y buscando ajustar los resultados para obtener un factor de recobro primario del 13%, siendo este el citado en distintas fuentes como el porcentaje de recuperación primaria del campo seleccionado.

Figura 26 Comportamiento de la presión promedio de yacimiento durante la producción primaria a distintas presiones de fondo.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group-ResultsGraph 2012.

Figura 27 Comportamiento del factor de recobro durante la producción primaria a distintas presiones de fondo.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group- ResultsGraph 2012.

2.3.8. Implementación del proceso de inyección continua de vapor

Habiendo ajustado la producción primaria del modelo base de 2.5 acres, se procede a la implementación del proceso de inyección continua de vapor. De acuerdo a los resultados obtenidos de las simulaciones previas, se decide establecer el siguiente plan de explotación preliminar:

- Año y medio de explotación por producción primaria del yacimiento.
 - ✚ Inicio: 01/07/2014.
 - ✚ Final: 01/31//2015.
- Dieciocho años y medio de explotación por producción terciaria - inyección continua de vapor.
 - ✚ Inicio: 01/01/2016.

Final: 30/06/2034.

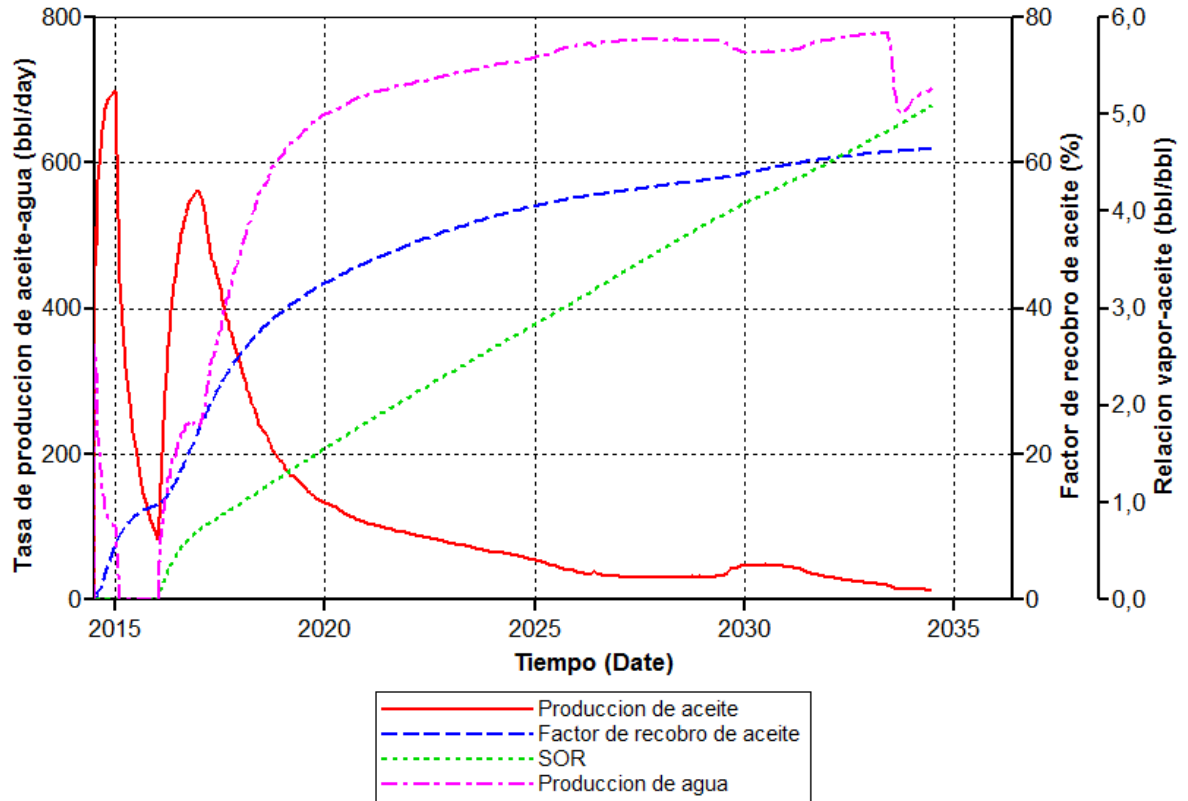
Las fechas escogidas se decidieron con base a la estabilización de la presión y las tasas de producción de aceite. El pozo inyector ya perforado se abre a la fecha de inicio establecida anteriormente. Parámetros tales como la calidad y temperatura de inyección del vapor se muestran en la tabla No.17. Estos parámetros fueron leídos de las tablas de vapor encontradas en varias publicaciones de la literatura. La presión de inyección máxima se define con el ánimo de prevenir la fractura de la formación. Para el caso base de simulación se revisó la tasa máxima de inyección que el yacimiento permitía ingresar. De esta forma se establece como tasa máxima de inyección inicial 700 bbls/día, siendo este uno de los parámetros a sensibilizar en el desarrollo del capítulo No.3. La figura No. 28 muestra el comportamiento de las tasas de producción de aceite, factor de recobro y relación vapor –aceite (SOR) para la corrida preliminar de la implementación de inyección continua vapor.

A groso modo es posible observar un factor de recobro incremental del 48% con tiempo de ruptura de un año. Poniendo como límite una relación vapor-aceite (SOR) de cinco, la implementación del proyecto sería aproximadamente hasta finales del 2034.

Tabla 17 Propiedades del vapor al implementar el proceso de recuperación terciaria.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de fondo (MAX)	1200	Psi
Tasa de inyección (MAX)	700	Bbls/día
Calidad	0,65	
Temperatura	567	°F

Figura 28 Comportamiento del factor de recobro, tasas de producción de aceite y relación vapor aceite al implementar el proceso de inyección continua de vapor en el modelo base.



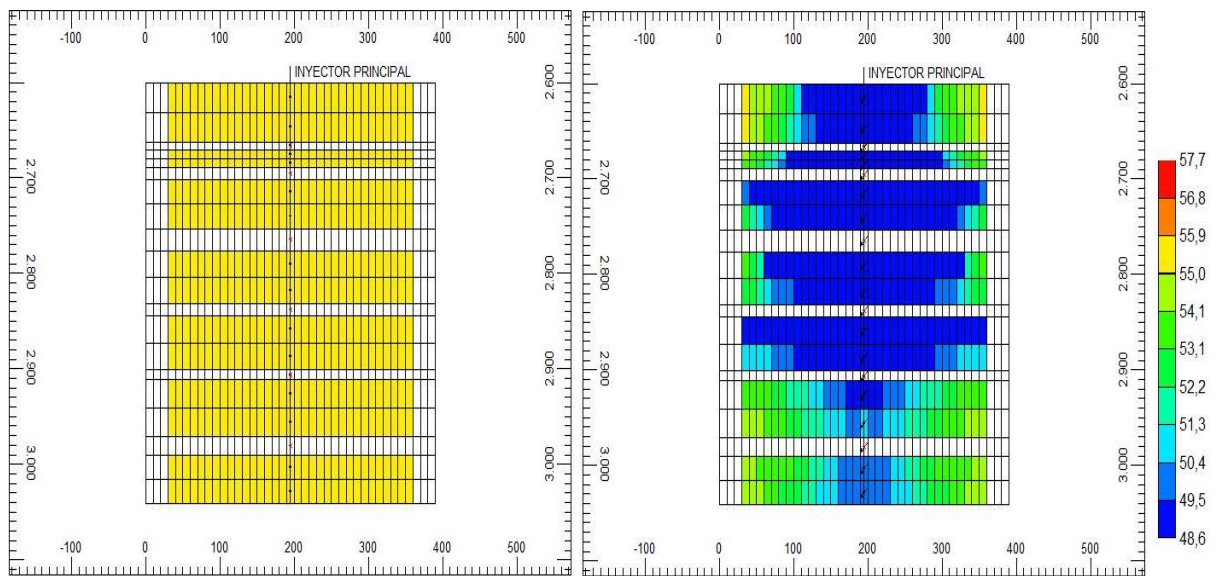
Fuente: Tomado de Computer Modelling Group- ResultsGraph 2012.

2.3.9. Evidencia de los mecanismos de recuperación

Como se mencionó en la revisión bibliográfica del capítulo 1, la presencia del vapor en el yacimiento genera mecanismos de recuperación como la reducción de la viscosidad del crudo, la expansión de la roca y los fluidos, y la destilación de las fracciones más livianas del aceite. En yacimientos de crudo medio, los efectos más representativos se generan en torno a la destilación del crudo.

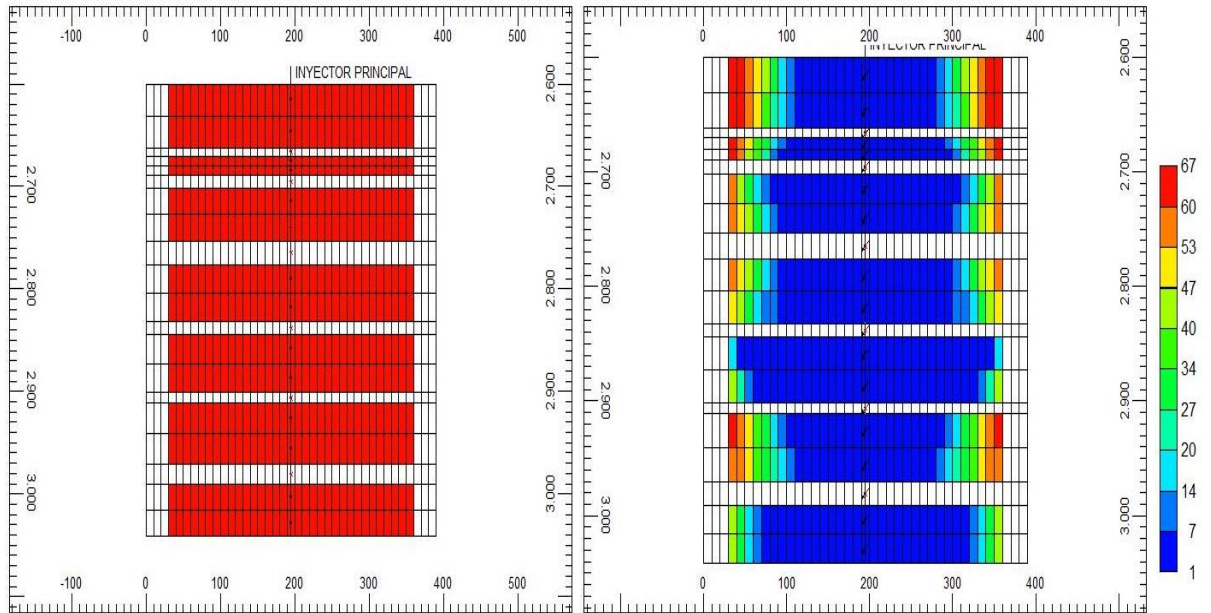
La figura No.29 muestra los cambios en la densidad del aceite producto de la implementación del proceso. Durante la producción en frío, el crudo producido y almacenado poseía alrededor de 56 Lb/ft³, equivalentes a 25 API°. Al implementar el proceso térmico, la densidad del crudo paso a ser 54 Lb/ft³, lo que es equivalente a aproximadamente 32 API°. Estos resultados concuerdan con las correlaciones citadas en el numeral 1.1.4, donde se estimó que la gravedad API° de la mezcla alcanzara alrededor de 30 API°. Por otro lado, aunque el fluido modelado no poseía un valor excesivo de viscosidad, al implementar la inyección continua de vapor se logró reducir esta propiedad a valores tan pequeños como 1 Cp (Figura No.30)

Figura 29 Cambios en la densidad del aceite al implementar el proceso térmico.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group- Results3D 2012.

Figura 30 Cambios en la viscosidad del aceite al implementar el proceso térmico.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group- Results3D 2012.

3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A PARÁMETROS DE DISEÑO Y OPERACIÓN EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Decisiones tales como la cantidad de pozos, ubicación, espaciamiento y tasa de inyección juegan un papel muy importante en el desempeño de procesos de recuperación térmica como la inyección continua de vapor. El comportamiento de las pérdidas de calor, la tasa de producción y el porcentaje de recuperación son algunas de las variables afectadas. Dentro de los enfoques de la investigación fueron propuestos como parámetros de estudio el espaciamiento entre pozos y la tasa de inyección de vapor. Para sensibilizar el espaciamiento o distancia entre pozos se hizo necesario la modificación del modelo base de simulación descrito en el capítulo No.2. Para la sensibilidad de la tasa de inyección se tuvo en cuenta la máxima tasa estimada anteriormente. A continuación se describe la construcción de los modelos adicionales y los escenarios planteados para el análisis de sensibilidad.

3.1. ESCENARIOS PLANTEADOS PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS

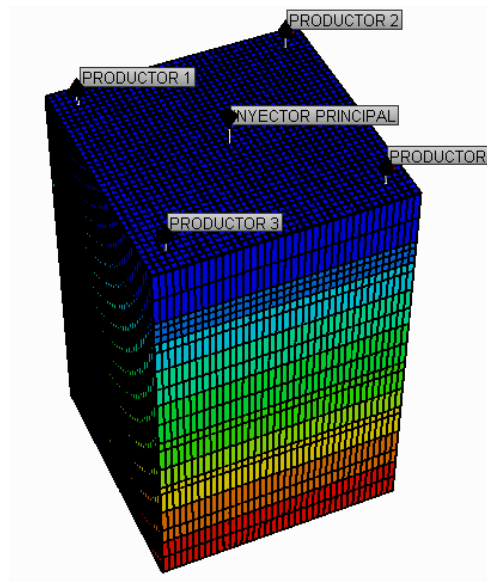
La gran limitación de grandes espaciamientos en procesos térmicos es el aumento de las pérdidas de calor que de una u otra forma representan pérdidas económicas. Partiendo del modelo base de simulación cuyo espaciamiento es de 2.5 acres, se decide analizar el comportamiento de la técnica en otros escenarios con espaciamiento de 1.2, 5 y 7 acres. Para la construcción de los modelos adicionales de simulación se decide conservar la misma cantidad de celdas utilizadas en el modelo base de simulación (21780 celdas activas), variando el tamaño de estas para poder representar cada una de las áreas superficiales mencionadas. La tabla No. 18 recopila el tamaño de celda para cada escenario, y

las dimensiones superficiales. Teniendo en cuenta que son áreas diferentes, la cantidad de volumen original de fluidos in situ también lo es. La vista 3D de los modelos se observa en las figuras No.31, 32 y 33.

Tabla 18 Dimensionamiento y volumen original de los espaciamentos propuestos.

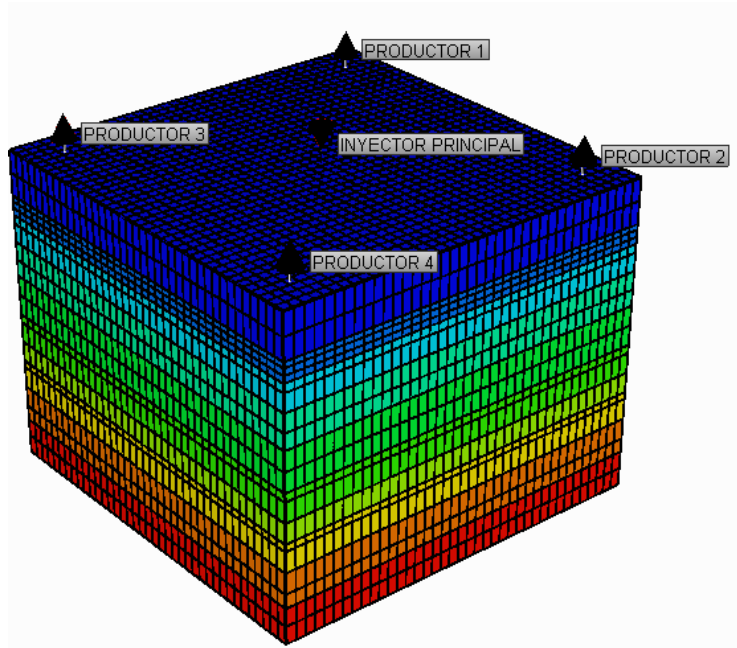
Escenario (acres)	Tamaño de celda	Dimensiones superficiales	OOIP (bbls)
1,2	6,93 ft*6,93 ft	228,63 ft *228,63 ft	728655,4
2,5 (Caso base)	10 ft*10 ft	330 ft* 330 ft	1517257,3
5	14,14 ft*14,14 ft	466,7 ft*466,7 ft	3033659,8
7	16,73 ft*16,73 ft	552,2 ft*552,2 ft	4246660,7

Figura 31 Vista 3D del modelo 1,2 acres.



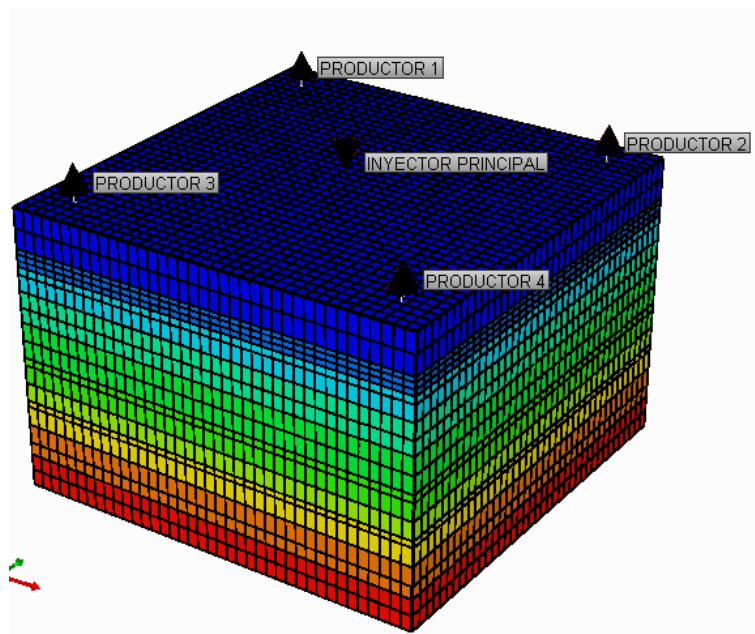
Fuente: Tomado de Computer Modelling Group-Builder 2012.

Figura 32 Vista 3D del modelo 5 acres.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group-Builder 2012.

Figura 33 Vista 3D del modelo 7 acres.

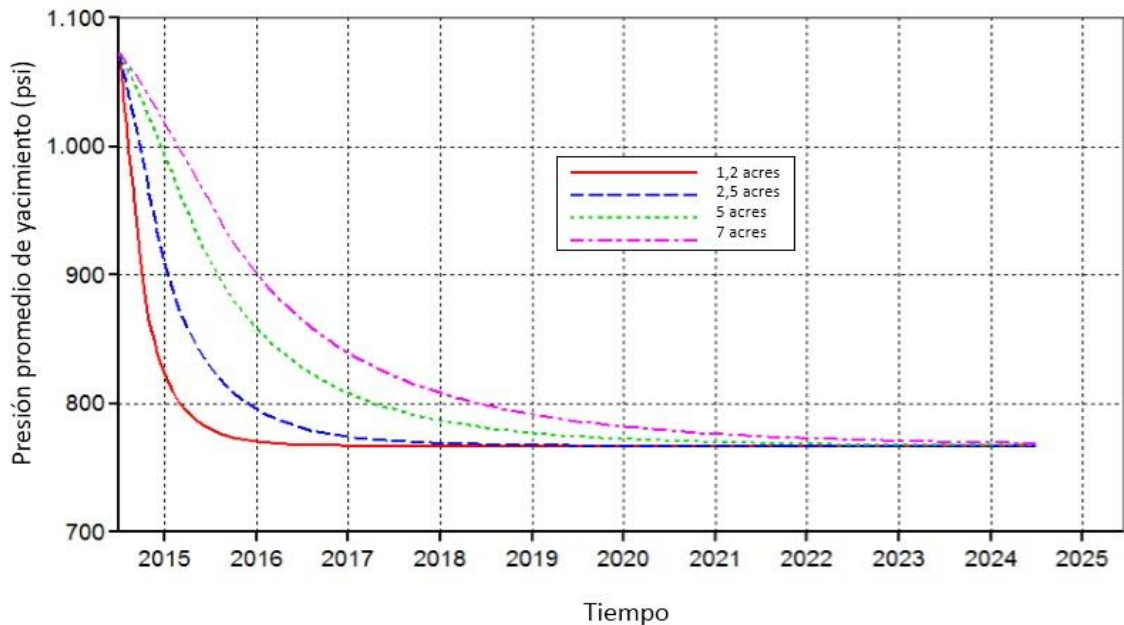


Fuente: Tomado de Computer Modelling Group-Builder 2012.

3.1.1. Producción primaria en los escenarios propuestos

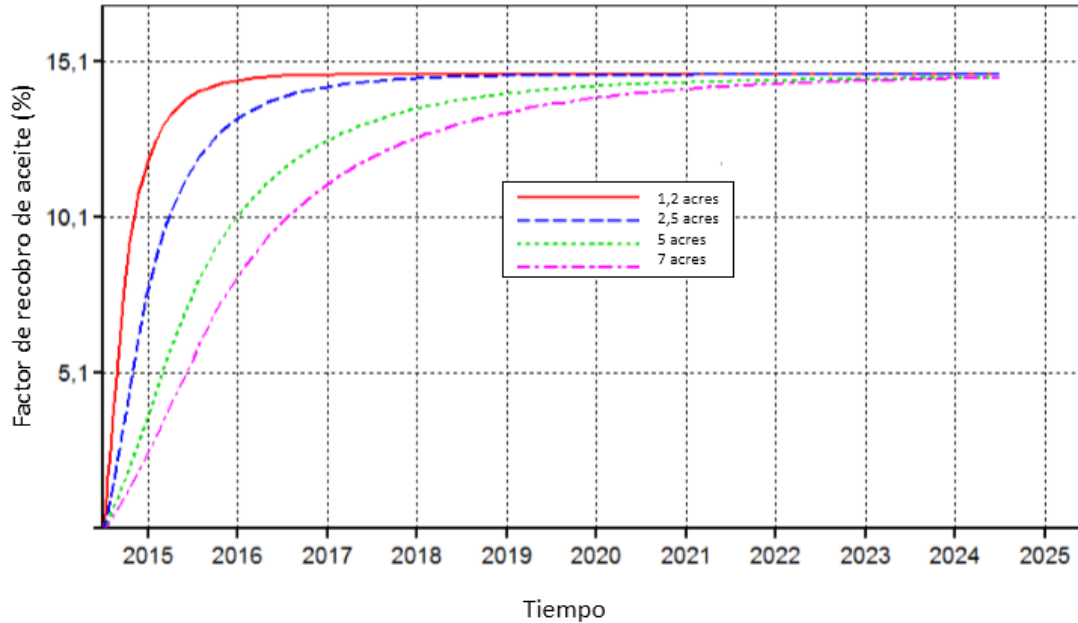
Para la explotación de los modelos descritos anteriormente se decide implementar una presión de fondo mínima de 700 psi en los pozos productores, igual al modelo base ya explicado. La fecha de inicio de las corridas para estos escenarios también fue el 01/07/2014. La caída de presión y el factor de recobro obtenidos en cada uno de los escenarios en producción en frío se muestra en las figuras No. 34 y 35. A medida que el área del modelo se hace más grande, la declinación de la presión se produce más lenta. Los modelos de 5 y 7 acres declinan de una forma más tardía, por lo que duran más tiempo en alcanzar el factor de recobro del 13 %. En algunos de los modelos se hizo necesario cambiar el método de solución del simulador de AIMSOL a PARASOL, y aumentar el número de iteraciones de Newton. Esta modificación se hizo necesaria para corregir un error en el método solución de algunas corridas, donde el tiempo de simulación se hacía más grande.

Figura 34 Comportamiento de la presión promedio durante la producción primaria a distintos espaciamientos.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group- ResultsGraph 2012.

Figura 35 Comportamiento del factor de recobro de aceite durante la producción primaria a distintos espaciamientos.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group- ResultsGraph 2012.

3.1.2. Implementación del proceso de inyección continua de vapor en los escenarios propuestos

Teniendo en cuenta que los modelos propuestos declinan de manera diferente, se analiza la fecha en cada uno de ellos para iniciar la inyección continua de vapor. Este análisis se hace a partir de los resultados obtenidos durante la producción primaria. De la misma forma realizando corridas previas de cada uno de los modelos se analiza a groso modo la duración que tendría la inyección, estableciendo como límite una relación vapor-aceite de 5. La tabla No. 19 muestra la fecha de inicio y finalización de la inyección en cada uno de los escenarios.

Tabla 19 Fecha de inicio y finalización de la inyección continua de vapor en cada uno de los escenarios propuestos.

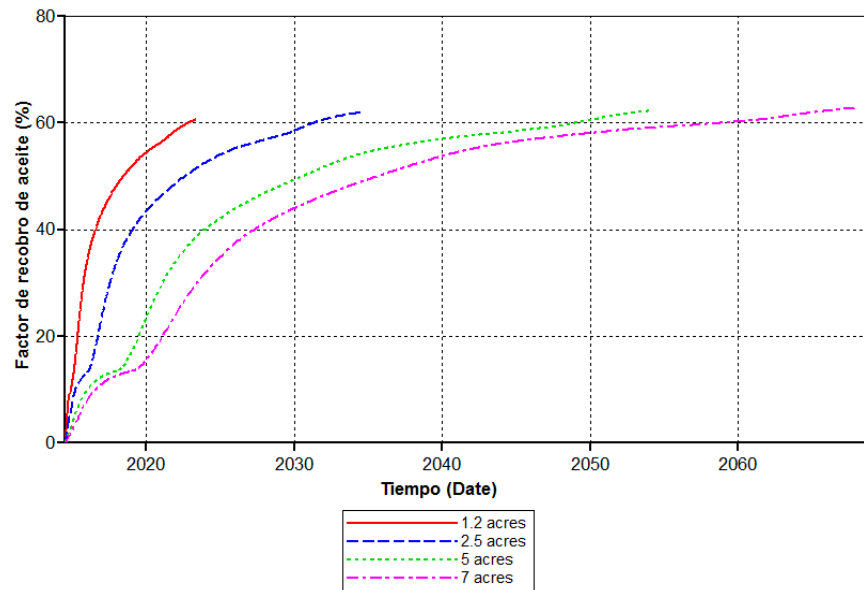
Espaciamiento	Fecha de inicio	Fecha de finalización
1,2 acres	01/01/2015	01/06/2023
2,5 acres	01/01/2016	01/07/2034
5 acres	01/01/2018	01/01/2054
7 acres	01/01/2019	01/01/2068

La temperatura del vapor, la presión máxima de inyección y las propiedades del vapor se establecieron al igual que el modelo base (tabla No.17). De la misma manera se verificó cual era la tasa máxima de inyección en estos espaciamentos, corroborando el valor de 700 bbls/día. Los resultados para cada escenario son mostrados en las figuras No. 36, 37, 38 y 39. Los tiempos de ruptura son diferentes en cada escenario teniendo en cuenta que son áreas de inyección diferentes (tabla No.20). La recopilación del factor de recobro la duración de la inyección al finalizar el proceso se muestra en la tabla No.21.

Tabla 20 Tiempos de ruptura y factor de recobro con una relación vapor –aceite límite de 7 en cada uno de los escenarios.

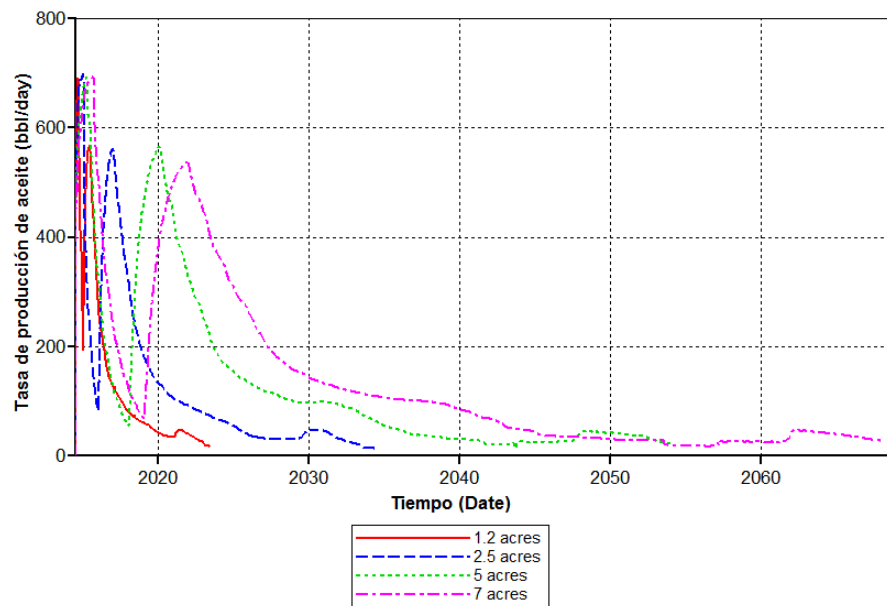
Espaciamiento (acres)	Tiempo de ruptura (meses-fecha)	Factor de Recobro alcanzado a tiempo de ruptura
1,2	6 (01/06/2015)	23,22
2,5	12 (01/01/2017)	24,3
5	26 (01/03/2020)	23,7
7	36 (01/01/2022)	25,36

Figura 36 Comportamiento del factor de recobro en los distintos escenarios.



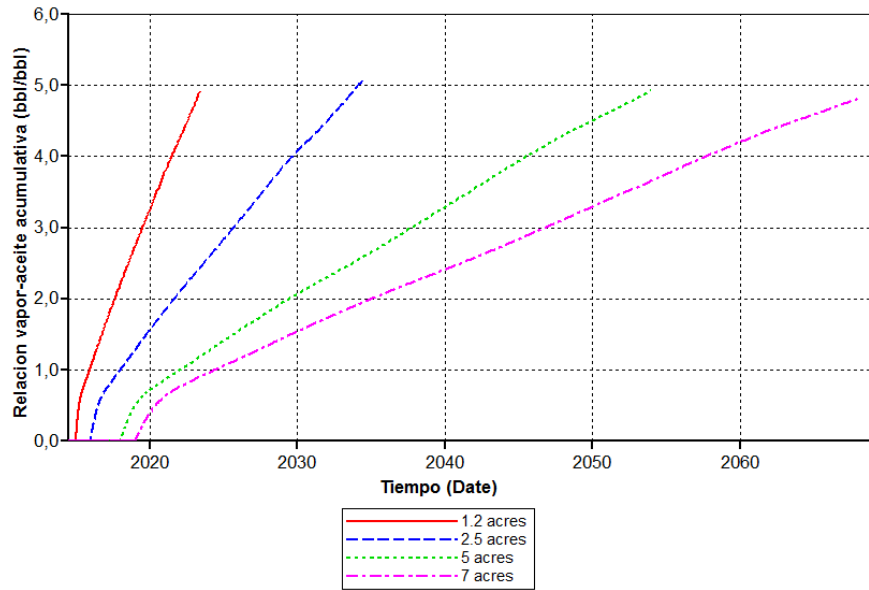
Fuente: Tomado de Computer Modelling Group- ResultsGraph 2012.

Figura 37 Comportamiento de la tasa de producción de aceite en los distintos escenarios.



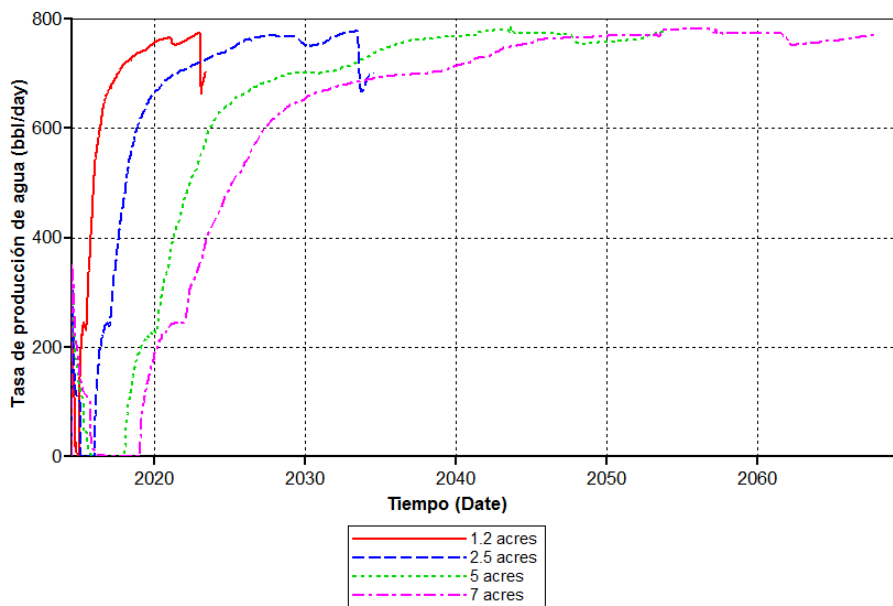
Fuente: Tomado de Computer Modelling Group- ResultsGraph 2012.

Figura 38 Comportamiento de la relación vapor-aceite en los distintos escenarios.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group- ResultsGraph 2012.

Figura 39 Comportamiento de la tasa de producción de agua en los distintos escenarios.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group- ResultsGraph 2012.

Tabla 21 Factor de recobro y duración de la inyección con una relación vapor-aceite límite de 5 en cada uno de los escenarios.

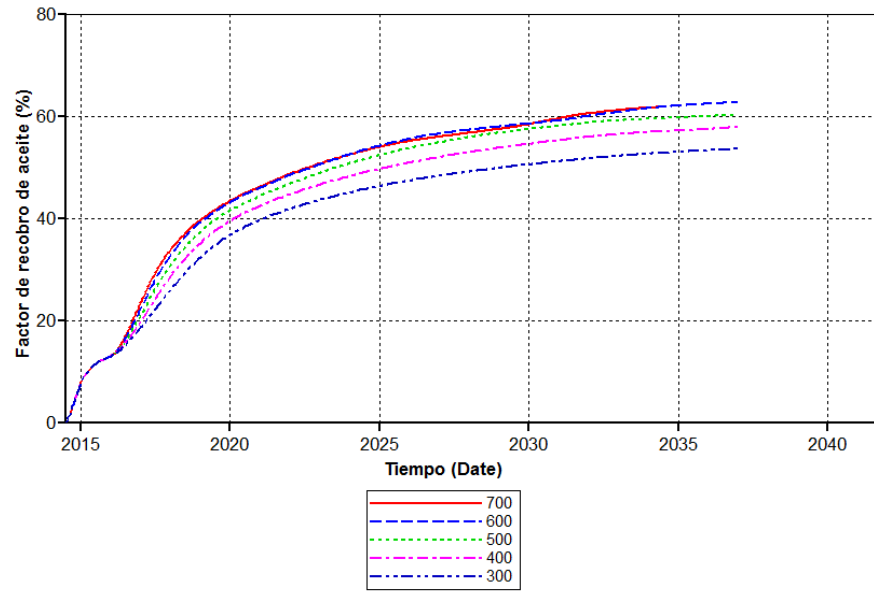
Espaciamiento (acres)	Duración de la inyección (años)	Factor de Recobro alcanzado (%)
1,2	8,5	60
2,5	18	62
5	36	62
7	49	63

3.2. SENSIBILIDAD DE LA TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR EN EL MODELO BASE.

Gran parte de los egresos de un proyecto de inyección continua de vapor están asociados a la generación del vapor, siendo este el transportador de la cantidad de BTU (British Thermal Unit) inyectados a la formación. En el capítulo No.2 se estableció la máxima tasa de inyección como 700 bbls/día. Este valor fue corroborado para los demás espaciamentos trabajados. Partiendo de este tope, se disminuyó la tasa de inyección hasta 300 bbls/día guardando un paso de 100, es decir se realizaron distintas corridas a 300, 400, 500, 600 y 700 bbls/día.

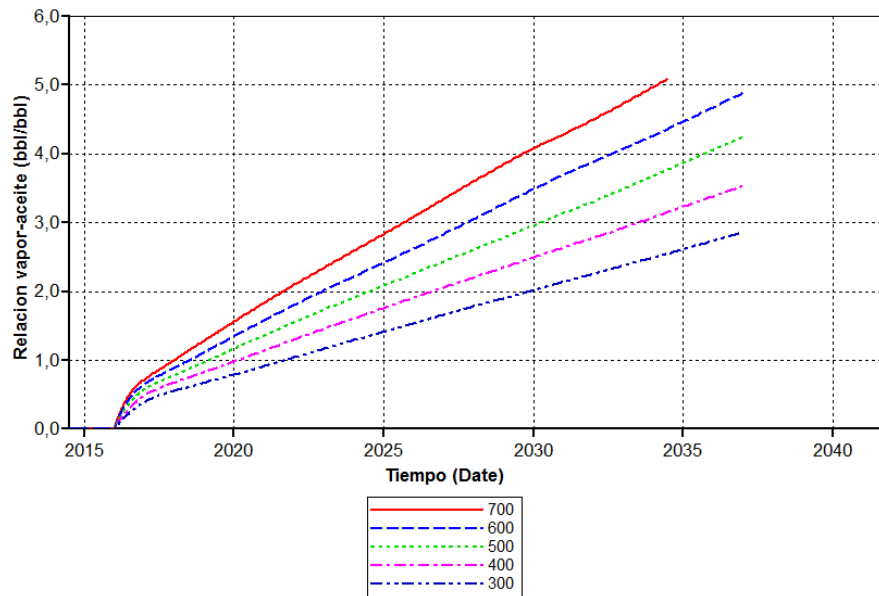
Esta sensibilidad se realizó en el modelo base de 2,5 acres. El comportamiento del factor de recobro y la relación vapor-aceite para cada una de las tasas se muestra en las figuras No. 40 y 41.

Figura 40 Comportamiento del factor de recobro a distintas tasas de inyección.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group- ResultsGraph 2012.

Figura 41 Comportamiento de la relación vapor-aceite a distintas tasas de inyección.



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group- ResultsGraph 2012.

Entre las tasas de 500, 600 y 700 no se observa gran variedad en términos de recuperación, pues el factor de recobro es prácticamente el mismo. Para las tasas de 300 y 400 bbls/día se observa una disminución de un 3 % por cada 100 bbl que se disminuye. A medida que se inyecta menor cantidad, el sostenimiento de una relación vapor-aceite moderada es por más tiempo. Mientras que la tasa de 700 bbls/día alcanza una relación vapor-aceite de 5, la de 500 llega a 3,5 recuperando una cantidad de aceite similar. Teniendo en cuenta que no se contaba con argumentos suficientes para elegir la mejor tasa y el mejor espaciamiento, se decide utilizar el análisis financiero como criterio de selección adicional.

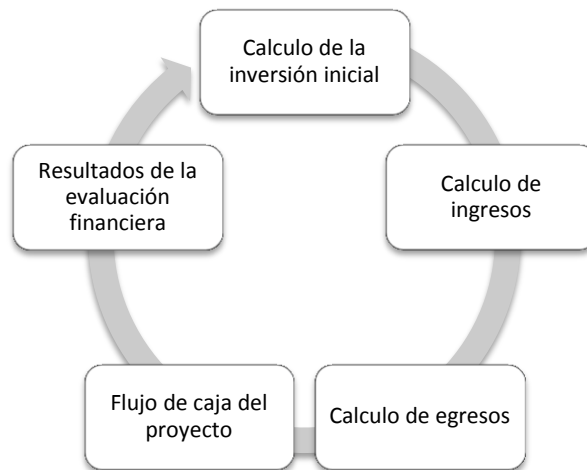
4. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LOS ESCENARIOS

La validación de una nueva tecnología o el desarrollo de cualquier proyecto necesita de un análisis de viabilidad que tenga en cuenta el impacto que dicho proyecto genera en el ámbito social, ambiental, político, legislativo, técnico y financiero, siendo estos dos últimos los de mayor importancia. Distintas tecnologías se han propuesto con el ánimo de aumentar los porcentajes de recuperación, y puede que técnicamente hayan sido viables, pero a nivel financiero es más lo invertido o gastado que lo remunerado. Encontrar el equilibrio perfecto entre estos dos aspectos es uno de los desafíos de esta investigación. La adecuación de infraestructura, perforación de pozos inyectores y costos por generación de energía son los aspectos que de una u otra manera desequilibran la factibilidad del proyecto. Para esto se desarrolla una metodología donde inicialmente se estima los costos de inversión inicial. Posteriormente se calculan los ingresos y egresos para la cantidad de periodos a evaluar. Finalmente se obtiene los flujos de caja y se realiza la evaluación financiera del proyecto (figura No.42).

4.1. CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Los criterios de evaluación son seleccionados considerando el impacto que estos generan durante la evaluación de factibilidad. Generalmente se estima el comportamiento del valor presente neto, la tasa interna de retorno y “payback time” o tiempo de recuperación de la inversión. A continuación se presenta una breve definición de cada uno de estos.

Figura 42 Metodología para realizar una evaluación financiera.



COLMENARES K. MARTÍNEZ E. Análisis de riesgo e incertidumbre aplicados a la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor, proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander. 2008. 98 p.

4.1.1. Valor presente neto (VPN)

Es la herramienta de evaluación financiera de proyectos más importante. Con base en ella se toman las decisiones finales de inversión. En el caso de la industria petrolera, es importante el valor presente neto por barril, es decir, lo que cada barril agregará al patrimonio del inversionista¹². El VPN es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, teniendo en cuenta una tasa de interés igual para todo el tiempo considerado. Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente. Al evaluar proyectos con la metodología del VPN se recomienda que se calcule con una tasa de interés superior a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), con el fin de tener un margen de seguridad para cubrir ciertos riesgos, tales

¹² BARRIOS G. Adriana, CÁRDENAS V. Juan, MARTÍNEZ Astrid., ¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia?

como liquidez, efectos inflacionarios o desviaciones que no se tengan previstas.¹³
Matemáticamente se puede expresar como:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^t} - \text{inversión inicial} \text{ ----- Ecuación 3}$$

Dónde:

Flujo de caja = Ganancia neta – Impuestos

i = tasa de descuento anual

4.1.2. Flujo de caja

Con el fin de tener un estimativo de la rentabilidad del proceso, se hace necesaria la realización de un flujo de caja en el que se contabilicen la inversión inicial, ingresos y egresos del mismo. Por lo general para los proyectos de recobro mejorado, se tienen en cuenta como ingresos la producción del crudo y como egresos la inversión inicial, costos por tratamiento del agua de generación, fluidos producidos y demás costos operativos, costos de mantenimiento e impuestos.

4.1.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se define como la tasa de descuento a la cual el valor presente neto del flujo de caja iguala el costo de la inversión. En otras palabras, es la tasa de interés que corresponde a un VPN de cero, también es conocida como la tasa de rentabilidad y expresa el producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del proyecto o tasa crítica de rentabilidad, cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida para un proyecto de inversión

¹³ PALMA, Jorge; MEJIA, Jenny. Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua”. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2008. 47 p.

específico. La evaluación de proyectos con base en la tasa interna de retorno, toman como referencia la tasa de descuento. Si la tasa interna de retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinventaran los flujos netos de efectivo. Por el contrario, si la tasa interna de retorno es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+\text{TIR})^t} - \text{inversión inicial} \text{ ----- Ecuación 4}$$

$$VPN = 0$$

4.1.4. Tiempo de recuperación de la inversión (Payback time)

Es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en el proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial o dicho en otras palabras es un criterio de valoración de inversiones que permite seleccionar un determinado proyecto en base a cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja. Por tanto los proyectos más rentables son aquellos que tienen un plazo de recuperación más corto¹⁴.

4.2. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Para la realización del análisis financiero se hizo necesario recopilar la información necesaria para el cálculo ingresos, egresos y costos asociados a la adecuación de infraestructura.

¹⁴ BARRIOS G. Adriana, CÁRDENAS V. Juan, MARTÍNEZ Astrid., ¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia?

4.2.1. Inversión inicial

En esta etapa del análisis se incluye todos los gastos que se generan en la etapa inicial del proyecto, asociados principalmente a construcción y adecuación de infraestructura. Para el desarrollo del proyecto se consideró el costo de la perforación del pozo inyector, la construcción de las líneas de inyección, la compra equipos de tratamiento de agua, la compra del generador de vapor y la realización de obras civiles. Para el análisis financiero se consideró que todos los escenarios propuestos tenían la misma distancia del pozo inyector al generador de vapor. La tabla No. 22 muestra los costos recopilados.

Tabla 22 Costos asociados a la inversión inicial.

Descripción	Costos (US\$)
Perforación y completamiento pozo inyector térmico	1'500.000
Líneas de distribución y captación (3000 ft)	291.000
Aislamiento térmico de líneas (3000 ft)	24.000
Equipos de tratamiento de agua de inyección	453.000
Obras civiles	70.000
Compra del generador de vapor	1'000.000
TOTAL	3'338.000

Fuente: Tomado y modificado de "URIBE HIDALGO, Carlos Andrés. Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Universidad industrial de Santander. 2012. 127 p.

4.2.2. Egresos

Los egresos generados en este tipo de proyectos están asociados a actividades de operación, mantenimiento y pago de impuestos. Dentro de los costos de operación se considera el tratamiento del agua de generación, consumo de energía eléctrica, consumo de gas natural y generación de energía (millón de BTU). Los valores considerados para "lifting cost", impuestos y regalías se

establecieron a partir de trabajos anteriores y de los estándares usados para proyectos de recobro mejorado (Tabla No.23). El mantenimiento busca tener en óptimas condiciones los equipos y herramientas utilizadas en la operación. Los impuestos tienen en cuenta las regalías e impuestos de renta destinados a la nación, quien los adjudica según la normatividad. Los costos asociados para generar un millón de BTU se muestran en la Tabla No.24.

4.2.3. Ingresos

Los ingresos hacen referencia a las ganancias adquiridas en el tiempo productivo de un proyecto, generalmente asociado a la producción. Para la evaluación de este proyecto fue importante considerar el petróleo incremental producido con la inyección de vapor en cada uno de los escenarios. Para establecer el precio de barril utilizado para el análisis financiero, se evaluó el comportamiento del WTI durante los últimos tres meses, obteniendo un valor promedio de 49,47 U\$/bbl (figura No.43). Teniendo en cuenta que el fluido de estudio es un crudo medio se decide trabajar con el 60 % del precio promedio anteriormente mencionado, es decir 30 U\$/bbl.

Tabla 23 Indicadores financieros para el cálculo de egresos.

Descripción	Costo
Lifting cost	4,47 U\$/Bbl
Impuesto de renta	33%
Regalías	8%

Fuente: Tomado y modificado de "PINTO CARVAJAL, Jhon. Desarrollo de una metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos y métodos analíticos. Universidad industrial de Santander. 2013. P 130-133.

Tabla 24 Costo de la generación un millón de BTU.

Descripción	Costos (U\$/MMBTU)
Costos por tratamiento	0,0225
Costos por salario de operadores	0,0625
Costos por salario de supervisor	0,0843
Costos por utilización del generador de vapor (vida útil de 20 años)	0,0799
Costo por utilización de la planta de tratamiento (vida útil de 25 años)	0,0414
Costo por utilización del tanque de almacenamiento de agua filtrada (vida útil de 20 años)	0,0342
Costo por consumo de energía eléctrica	0,2669
Costo por consumo de gas natural	6
Costo por utilización del gasoducto (vida útil de 15 años)	0,1012
COSTO TOTAL	6,6930

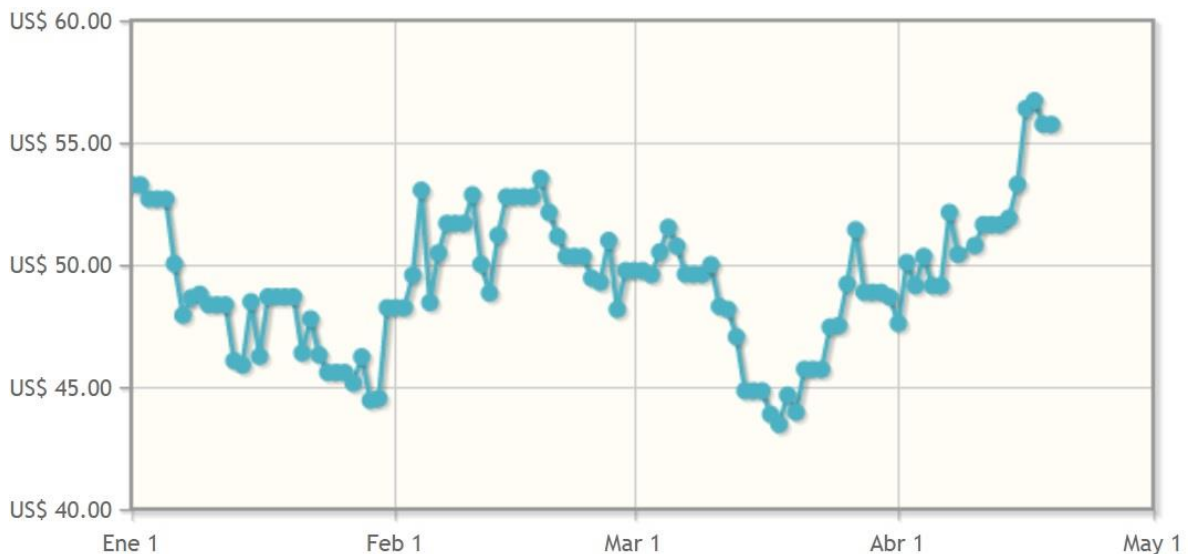
Fuente: Tomado y modificado de "PINTO CARVAJAL, Jhon. Desarrollo de una metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos y métodos analíticos. Universidad industrial de Santander. 2013. P 130-133.

4.3. RESULTADOS DEL ANÁLISIS FINANCIERO

Para cada uno de los escenarios de estudio (1,2, 2,5, 5,7 acres) se discretizó el tiempo de inyección en periodos anuales. Para cada periodo se determinó la producción incremental de petróleo teniendo en cuenta la producción por mecanismo primarios cuyo factor de recobro fue aproximadamente 15 %. Posterior a este cálculo, se procedió al cálculo de los egresos, regalías, ganancias

netas e impuestos, para finalmente obtener el flujo de caja en cada periodo de tiempo. Teniendo el flujo de caja se calcularon los criterios financieros de evaluación ya mencionados. El flujo de caja para cada escenario se muestra en las figuras No. 44, 45, 46 y 47. De la misma forma se presenta el valor presente neto en los Anexos No. 48, 49, 50 y 51. A partir de las gráficas es posible observar que el modelo de 1,2 acres no es factible, puesto que la inversión inicial es muy grande en comparación con los volúmenes de aceite recuperado. El flujo de caja rápidamente se hace negativo mientras que el VPN nunca deja de serlo. Para los demás escenarios se observa que el límite económico que se había establecido en un principio no es el correcto. El flujo de caja empieza hacer negativo antes de lo esperado, coincidiendo con una relación vapor-aceite límite de 2,8. Cuando el flujo de caja se hace negativo, el valor presente neto empieza a disminuir indicando que se empieza a gastar parte de las ganancias ya adquiridas. En resumen los resultados obtenidos para los tres últimos escenarios hasta el punto considerado como rentable, se muestran en la tabla No. 25.

Figura 43 Comportamiento del WTI durante los primeros tres meses del 2015.



Fuente: Tomado de "<http://dolar.wilkinsonpc.com.co/petroleo-wti.html?periodo=90&year=2015>"

Tabla 25 Resumen de los resultados en el límite económico.

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

4.4. ANÁLISIS FINANCIERO AL CONSIDERAR CUATRO PATRONES

Teniendo en cuenta que la tasa máxima de inyección es de 700 bbls/día y que la capacidad de un generador es aproximadamente 3000 bbls/día, se decide estudiar la factibilidad de expandir los escenarios individuales a cuatro de estos. Aunque los costos de generación e inversión inicial aumentan, se debe tener en cuenta que los ingresos se cuadruplican. Mientras que para un patrón individual se consideró una inversión inicial de 3'338000 U\$, al analizar la expansión se trabajó con un valor de 8'783000 U\$. Los resultados se recopilan en la tabla No.26. Implementar ocho patrones de 2,5 acres generaría alrededor de diecisiete millones de dólares en 7 años, mientras que cuatro patrones de 5 acres equivalentes a la misma área generarían veinte millones en 16 años. El límite de los proyectos coincide nuevamente con una relación vapor-aceite entre 2,5 y 2,8.

Tabla 26 VPN de un modelo con cuatro patrones en el límite económico.

Modelo	VPN (U\$)	Pay back time
2,5 acres	8'719.224	2
5 acres	21'360.473	2

Figura 44 Flujo de caja para espaciamiento de 1,2 acres.

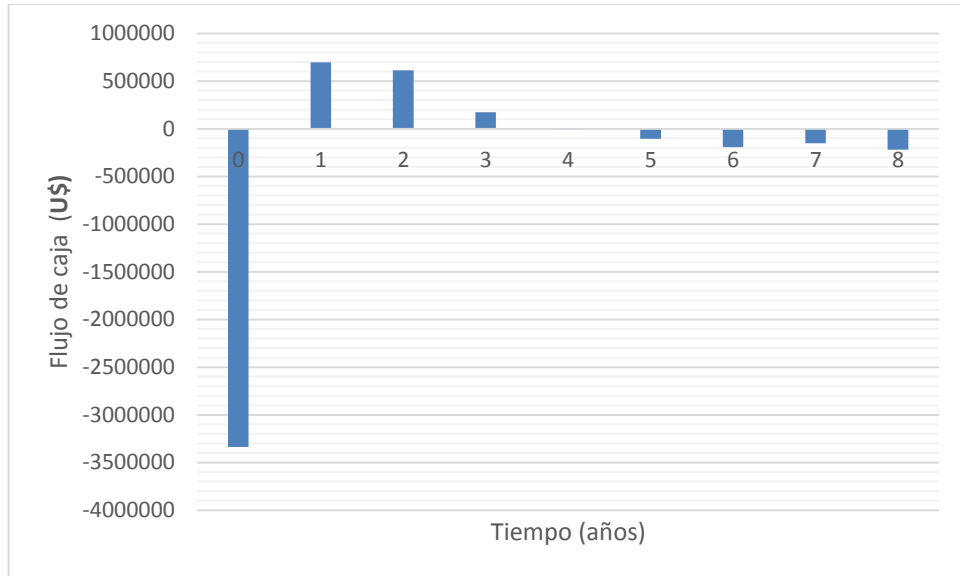


Figura 45 Flujo de caja para espaciamiento de 2,5 acres.

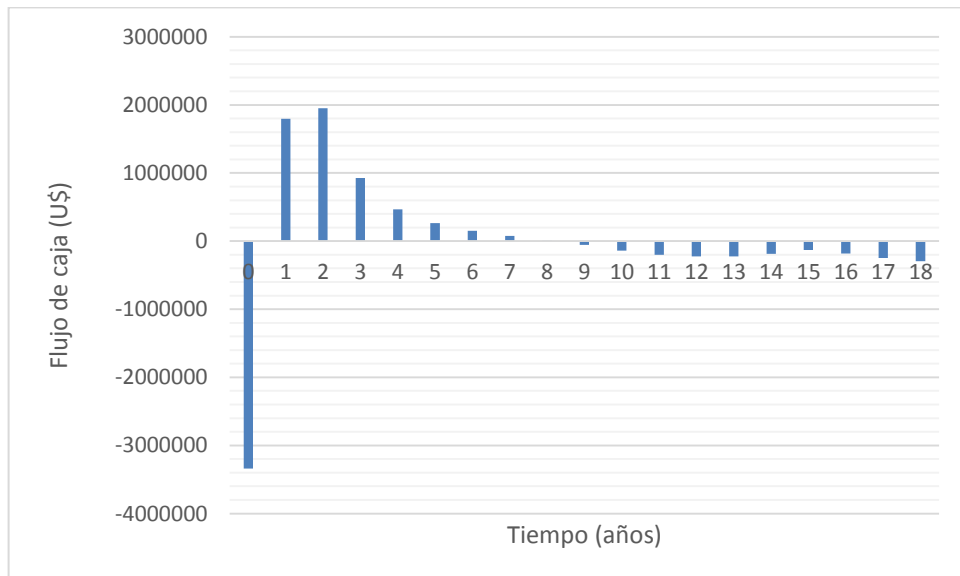


Figura 46 Flujo de caja para espaciamiento de 5 acres.

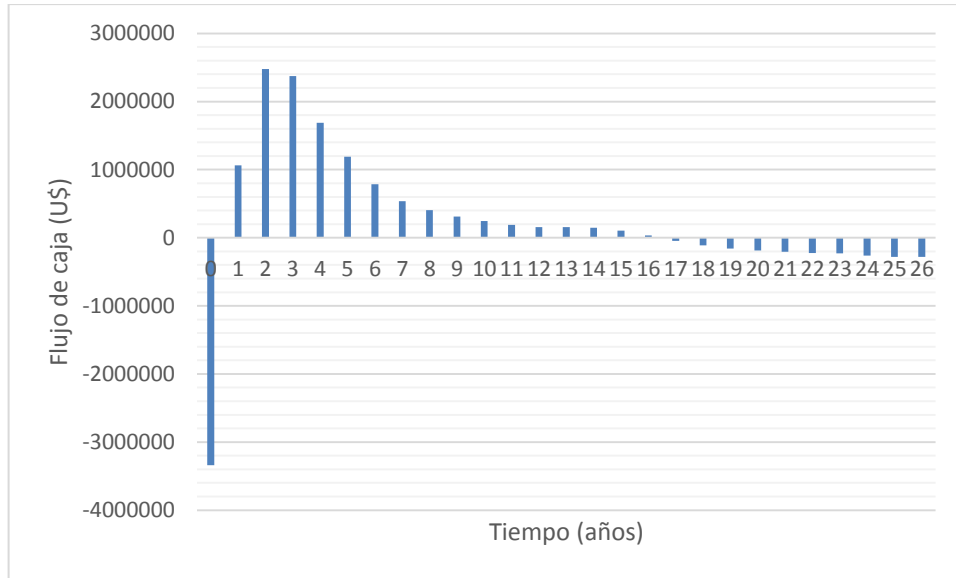


Figura 47 Flujo de caja para espaciamiento de 7 acres.

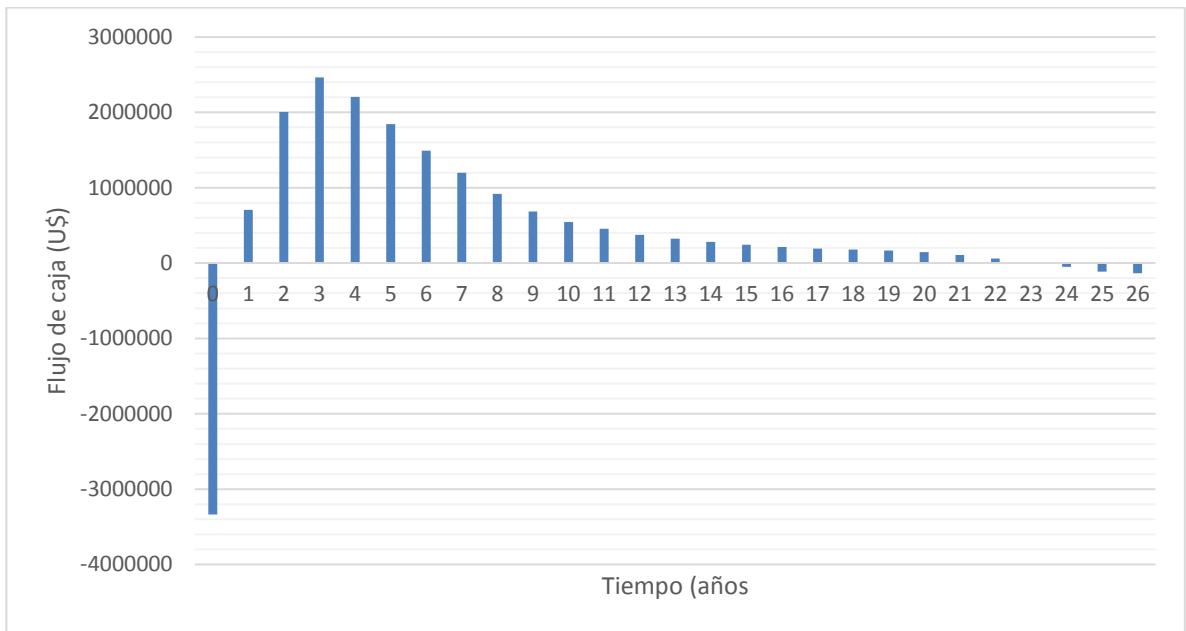


Figura 48 Valor presente para espaciamiento de 1,2 acres.

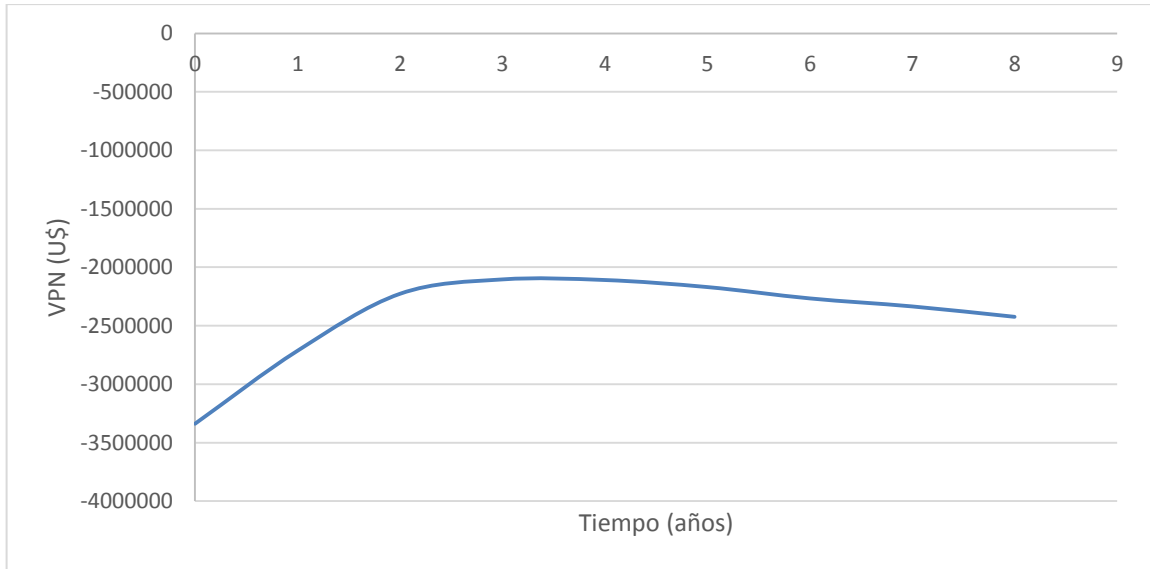


Figura 49 Valor presente para espaciamiento de 2,5 acres.

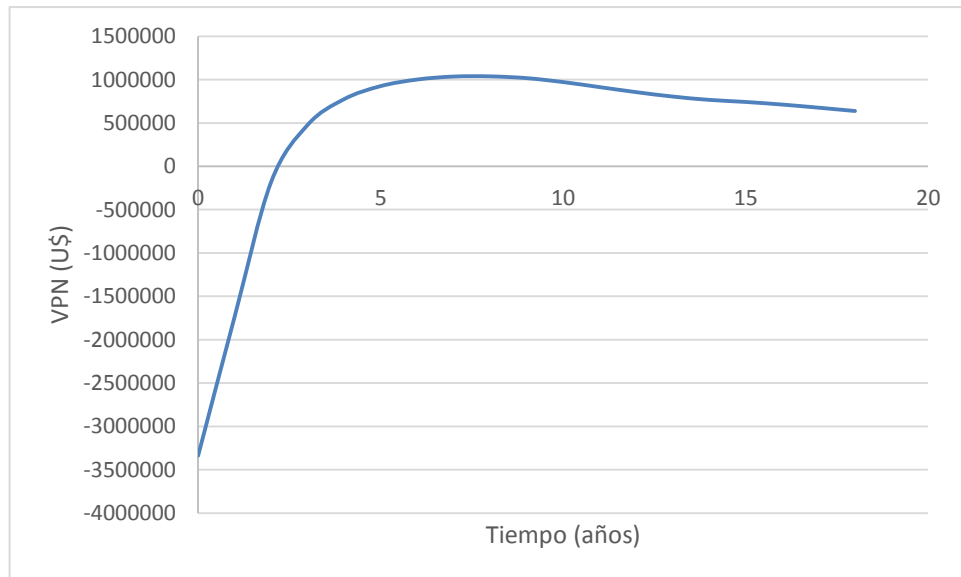


Figura 50 Valor presente para espaciamento de 5 acres.

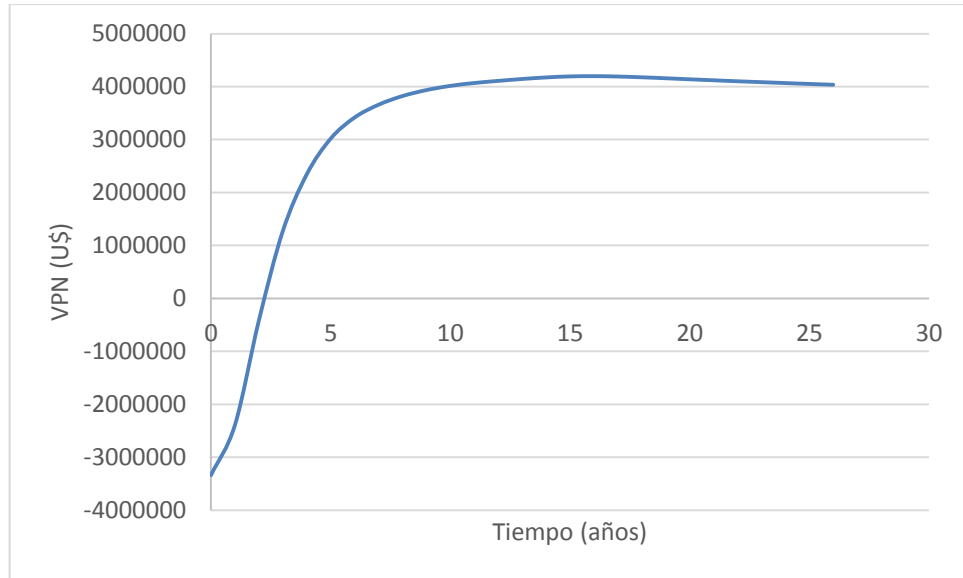
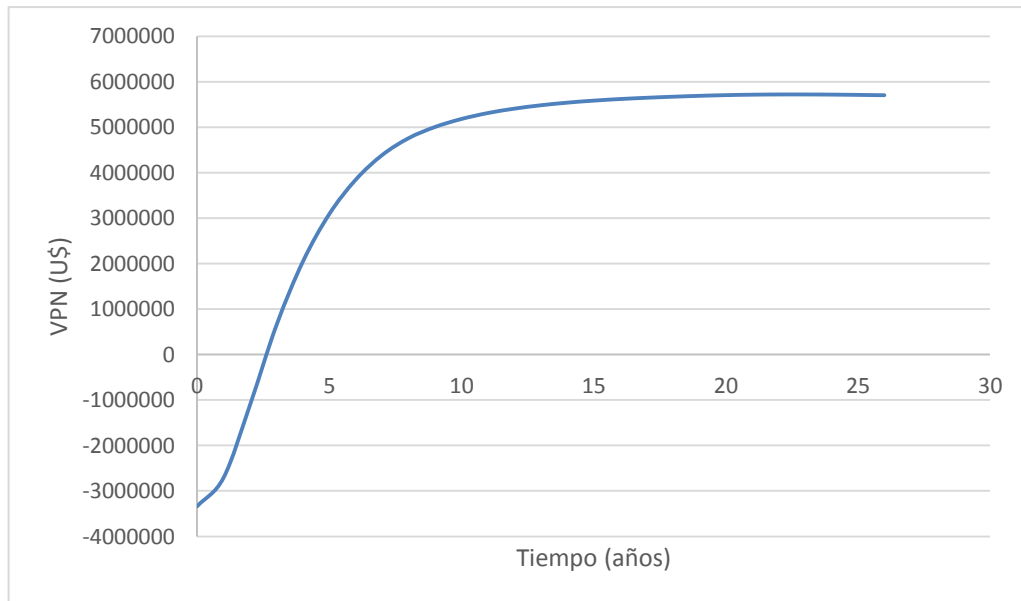


Figura 51 Valor presente para espaciamento de 7 acres.



4.5. SELECCIÓN DEL MEJOR ESPACIAMIENTO Y TASA DE INYECCIÓN

Teniendo en cuenta que el factor de recobro y la relación vapor-aceite no pudieron ser utilizados como criterio de selección para el mejor espaciamiento, esta decisión estuvo basada en los resultados del análisis financiero. El modelo de 2,5 acres fue el seleccionado debido a que:

- Requiere menor tiempo de inyección, lo que se asocia a menor fluctuación de precios y riesgos de inversión.
- Presenta un menor tiempo de ruptura.
- Garantiza la ocurrencia de los mecanismos de recuperación del proceso térmico.
- Presenta buenos resultados al considerar la expansión de los patrones individuales.

Por otro lado, la selección de la mejor tasa de inyección se enfocó en el comportamiento del factor de recobro y la relación vapor-aceite. Aunque los conceptos teóricos afirman que en procesos térmicos se debe inyectar lo máximo posible, los resultados mostraron que el factor de recobro fue prácticamente el mismo para las tasas de 500 y 700 bbls/día. Teniendo en cuenta que se estaba inyectando menos cantidad de vapor, la relación vapor-aceite disminuyó, aumentando de esta forma el tiempo de factibilidad del proyecto. En conclusión, el mejor escenario está compuesto por un escenario de 2,5 acres y una tasa de inyección de 500 bbls/día.

4.6. ANÁLISIS FINANCIERO DEL MEJOR ESCENARIO

Realizando la metodología descrita al principio del capítulo, se procedió a evaluar la factibilidad económica del mejor escenario ya seleccionado. Los resultados del valor presente neto, la tasa interna de retorno, el “payback time”, la relación vapor aceite, el factor de recobro y tiempo de inyección al límite económico se muestran en la tabla No. 27. Los resultados al considerar la expansión del patrón también se

muestran. El comportamiento del valor presente neto y el flujo de caja se muestran en las figuras No.52 y 53.

Tabla 26 Resumen de los resultados en el límite económico para el mejor escenario.

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

Figura 52 Flujo de caja para el mejor escenario.

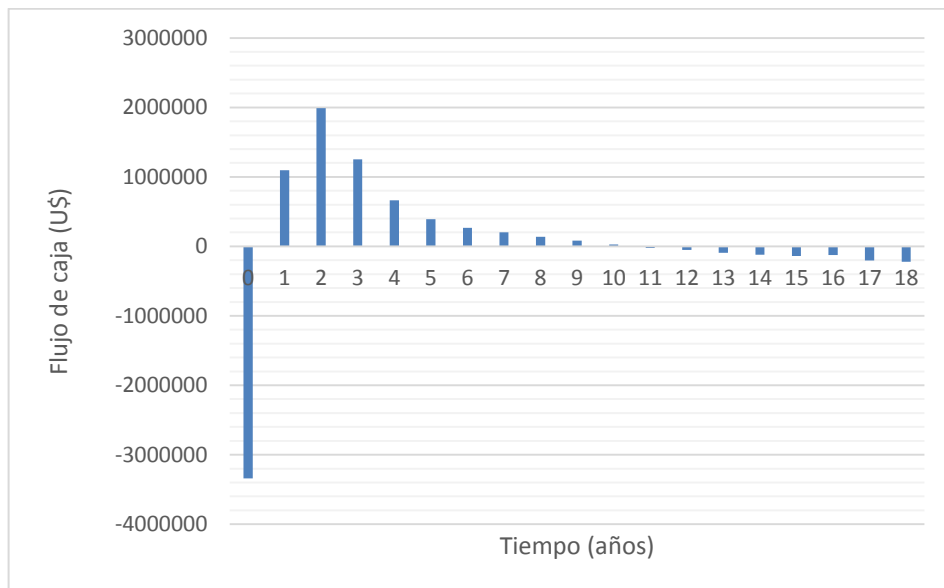
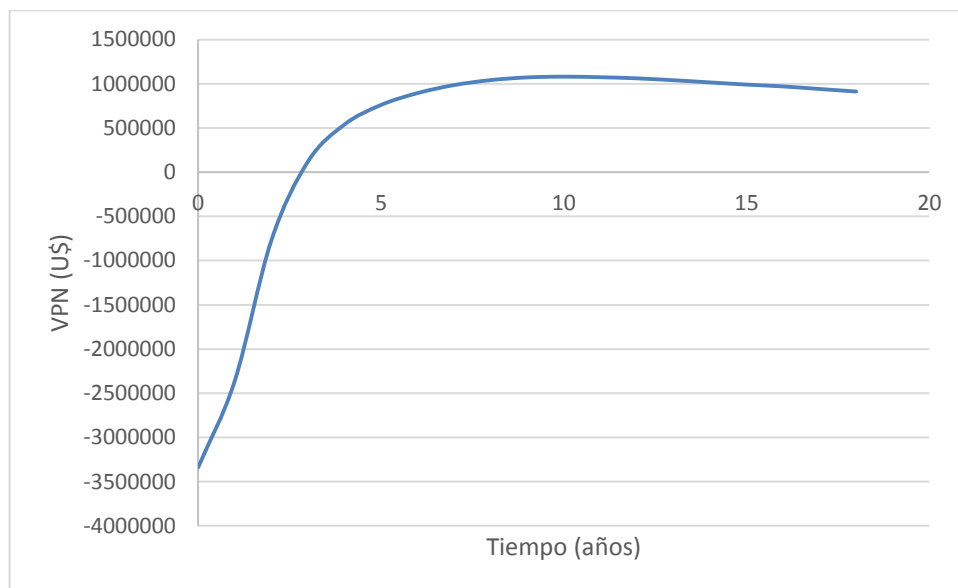


Figura 53 Valor presente neto para el mejor escenario.



5. CONCLUSIONES

La implementación del proceso de inyección continua de vapor en el campo colombiano estudiado genera un aumento en el factor de recobro de aproximadamente un 45%. Estos resultados se obtienen operando a la máxima tasa de inyección, hasta alcanzar una relación vapor-aceite acumulativa de cinco.

El análisis de los distintos escenarios muestra que a instantes como la ruptura y el límite económico todos los espaciamientos alcanzan el mismo factor de recobro, la diferencia principal radica en la duración de cada una de las etapas de explotación.

La tasa de inyección seleccionada garantiza la ocurrencia de los mecanismos de recuperación y permite que el límite económico del proyecto se alargue aproximadamente por dos años más, obteniendo un mayor factor de recobro, mayores ganancias y mejores condiciones operacionales.

Los casos considerados como rentables coinciden con un “payback time” de dos años. Esto puede asociarse con que el mejor momento de los proyectos ocurre durante los primeros cuatro años, siendo este el periodo posterior al tiempo de ruptura de cada uno de los escenarios.

Aunque desde el punto de vista técnico todos los escenarios parecían tener viabilidad, la evaluación financiera demuestra que modelos como el de 1,2 acres

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

6. RECOMENDACIONES

Realizar trabajos donde se aplique los conceptos de administración de calor para la selección de la mejor tasa de inyección.

Evaluar aspectos como la fluctuación de precios en el tiempo y los costos de inversión inicial detallados (equipos, número de pozos, mantenimiento y adecuación de infraestructura), con el objetivo de realizar una evaluación financiera más completa.

BIBLIOGRAFIA

ALVARADO, Douglas; BANZER, Carlos. Recuperación Térmica del Petróleo. Dr Adafel C. Rincón Mora. Caracas, 2002. 345 p.

BLEVINS, T.R; DUERKSEN, J.H; AULT, J.W; Light Oil Steam Flooding- An Emerging Technology. Journal of Petroleum Technology. U.S.A. Julio, 1984. 1122 p.

BURZLAFF, A.A. Thermal Simulation of Elk Hills Light-Oil Steamflood Pilot U.S. Society of Petroleum Engineers. USA .1992. 1-14 p.

CABRALES, Laura; RUIZ, Sandra. Evaluación de la eficiencia térmica a partir de la relación arena-arcilla en un proceso de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas. Universidad Industrial de Santander. 2013. 30 p.

COLMENARES K. MARTÍNEZ E. Análisis de riesgo e incertidumbre aplicados a la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor, proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander. 2008. 98 p.

DEHGHANI, Kaveh; EHRLICH, Robert; Evaluation of the Steam Injection Process in Light Oil Reservoirs. Reservoir Evaluation & Engineering. U.S.A. October, 2001. 395 - 405 p.

ESCOBAR, Fredy; SEPULVEDA, Jairo. Simulación de yacimientos: Principio, Concepto y Construcción de mallas. Unidad 1. 1-249 p.

GONZALO, G.L. Recuperación mejorada de hidrocarburos, inyección cíclica y continua de vapor. Universidad industrial de Santander. 2011.

HANZLIK, Edward. Steamflooding as an alternative EOR process for light oil reservoirs. Society of Petroleum Engineers. Texas, U.S.A. 1981.

HONG, K.C. Numerical Simulation of Light Oil Steamflooding in the Buena Vista Hills Field, California. Society of Petroleum Engineers. Beijing, China March 17-20, 1986. 325 – 324 p.

JANNET, Mc. General Overview of the Elk Hills Field. Society of Petroleum Engineers. Anchorage, Alaska May 22 -24, 1996. 1-10 p.

LIM, K.T. Steam Distillation and Oil Quality Change During Thermal Oil Recovery. Stanford University. Society of Petroleum Engineers. U.S.A. 1992. 215 p.

LOPEZ, Sergio Andrés. Estudio comparativo de los métodos convencionales de recobro aplicados en yacimientos que presentan altas relaciones de movilidad. Universidad Industrial de Santander. 2006. 1- 189 p.

MAMORA, D. D. An Analytical Model for Light Oil Recovery by Steam Distillation. Texas A&M University and G. Sutadiwiria, Society of Petroleum Engineers, Pertamina.1999.

OVALLES, Cesar. Physical and numerical simulations of steamflooding in a medium crude oil reservoir , Maracaibo lake, Venezuela. Society of Petroleum Enginners. 2002. 1-7 p.

PALMA, Jorge; MEJIA, Jenny. Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua”. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2008. 1-144 p.

PINTO, Jhon. Desarrollo de una metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos y métodos analíticos. Universidad industrial de Santander. 2013. P 130-133.

PÉREZ, Alfredo. Benchmarking of Steamflood Field Projects in Light/Medium Crude Oils.Universidad Central de Venezuela (UCV), Society of Petroleum Engineers. 2001. 2-7 p.

ROJAS, César Augusto. Modelamiento geo estadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira. Universidad Nacional de Colombia, 2011. 97 – 116 p.

SARATHI, Pharta; Light-Oil Steamflooding: A Laboratory Study. Society of Petroleum Engineers. U.S.A. 1990. 180 p.

SHUHONG, Wu. A case Study of high pressure, light oil steam flooding in a low permeability reservoir. Society of Petroleum Engineers. China.2010. 1-7 p.

VOLEK, C.W. Steam Distillation Drive—Brea Field, California. Society of Petroleum Engineers. Agosto, 1972. 899-906 p.

WILHELM, H.E. Status of the Steam Drive Pilot in the Georgsdorf Field, Federal Republic of Germany. Society of Petroleum Engineers. Chevron USA Inc.1981. 173-180 p.

WU, Ching H. A Critical Review of Steamflood Mechanisms. Colorado School of Mines. Society of Petroleum Engineers. 1977. 1-12 p.

