UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

"EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR PARA LA EXPLOTACIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO, MEDIANTE UN MODELO ANALÍTICO"

TESINA

AUTOR:

CARLOS ADRIAN ASENCIO MIRABA

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSc

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

"EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR PARA LA EXPLOTACIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO, MEDIANTE UN MODELO ANALÍTICO"

TESINA

AUTOR:

CARLOS ADRIAN ASENCIO MIRABA

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSc

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

CARTA DE ORIGINALIDAD

Santa Elena, 25 de septiembre 2020

Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD

Directora de la Carrera de Petróleo

Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada **"EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR PARA LA EXPLOTACIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO, MEDIANTE UN MODELO ANALÍTICO"**, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.
5.

Carlos Adrian Asencio Mirabá
Autor: Nombres y Apellidos

Firma: _____
N° de Cedula: 240021850-5
Correo: casenc_159_@hotmail.com / carlos.asenciomiraba@upse.edu.ec

Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, Msc
Tutor: Nombres y Apellidos

Firma: _____
N° de Cedula: 070478950-2
Correo: fchuchuca@upse.edu.ec

DEDICATORIA

A Dios.

Por prestarme la audacia necesaria para sobrevivir el día a día en este mundo, por permitirme conocer a las maravillosas personas que me rodean, por mantenerme sano en este 2020.

A mis familiares.

A mis padres Jacinto y Lorena, por siempre motivarme en cada meta que me he propuesto, a mis hermanas Karen y Doménica, que siempre están cuando más se necesita una ayuda, a mis tíos, Bartolo, Freddy, Carlos, Wilmer, a mis tías, Marjorie, Fanny, Evelina, por el apoyo constante que tuvieron conmigo en su debido tiempo.

A mis amigos.

Personas que me motivaron a empezar este reto, a mantenerme firme en mis convicciones, a perseverar para alcanzar el sueño anhelado, espero que sus metas también se vuelvan una realidad, gracias por su apoyo, Laura, Mary, Pamela, Roxana, Michelle, Carlos, Wellington, José, Mauricio.

Carlos Adrian Asencio Miraba.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar y siempre, a Dios, por bendecirnos todos los días con lo más valioso que podremos tener, la vida.

A mis padres, por la paciencia y el apoyo incondicional que han tenido conmigo desde que nací.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por la oportunidad de poderme formar académicamente como profesional.

A la carrera de ingeniería en petróleo y todos sus docentes, quienes hicieron parte de mi formación académica, gracias por la paciencia y el entusiasmo que me brindaron en cada clase.

A mi tutor Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, por la enseñanza que pudo impartir en el desarrollo de este proyecto, además de la catedra impartida en mi vida estudiantil.

A mis amigos y compañeros de aula, por el apoyo y consejos, que alguna vez necesite y quienes fueron parte de la mejor etapa de la vida universitaria.

Carlos Adrian Asencio Miraba

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Evaluación técnica de la inyección cíclica de vapor para la explotación en yacimientos de crudo pesado, mediante un modelo analítico.

Autora: Carlos Adrian Asencio Miraba.

Tutor: Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc.

RESUMEN

La industria petrolera no descansa, es por ello que siempre busca estar activa en encontrar recursos para explotarlos; es por ello que las reservas de crudo pesado son las que hoy en día están prestas a ser producidas. El presente caso práctico consiste en el estudio del comportamiento de un yacimiento que contiene crudo pesado de 20 ºAPI, aplicando una técnica de recuperación mejorada para petróleo pesado, conocida como inyección cíclica de vapor, el cual consiste en inyectar vapor al yacimiento por medio de un pozo, para generar calor en regiones cercanas a los demás pozos con el fin de aumentar la temperatura del fluido que hay en el medio poroso, y así disminuir la viscosidad del petróleo y que tenga mejor fluidez hacia el pozo. Se realizó una predicción del comportamiento de la producción de crudo pesado mediante la simulación de yacimientos, utilizando un software de ingeniería. El estudio se realizó en 25 pozos en el yacimiento de crudo pesado de 20°API, dividido en dos etapas de inyección que constan de; 14 pozos en la primera etapa (P.E.), y 11 pozos en la segunda etapa (S.E.), durante cinco ciclos de inyección cada una de 500 días, con cotejos evaluados previamente en dos pozos (Well Test), donde se definieron parámetros de operación tales como; Presión de inyección, tasa de inyección de vapor, temperatura de vapor y calidad de vapor.

Se aplicó la inyección cíclica de vapor, desde enero del 2021 hasta septiembre del 2034, donde se aplicaron los cotejos de Well Test. Finalmente se analizan las curvas de Tasa de producción de petróleo, corte de agua y factor de recobro, además de analizar el comportamiento de variables petrofísicas del yacimiento. Dando como resultado, que el método aplicado por simulación numérica demuestra su efectividad duplicando aproximadamente el factor de recobro en comparación a una producción en frio.

Palabras Claves: Recuperación mejorada de petróleo – Crudo Pesado – Software de ingeniería – Factor de Recobro – Inyección cíclica de vapor.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Technical evaluation of cyclical steam injection for exploitation in heavy oil fields, using an analytical model.

Autora: Carlos Adrian Asencio Miraba.

Tutor: Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc.

ABSTRACT

The oil industry does not rest, that is why it always seeks to be active in finding resources to exploit them; That is why heavy crude reserves are those that are ready to be produced today. This practical case consists of the study of the behavior of a reservoir that contains heavy crude oil of 20 ºAPI, applying an improved recovery technique for heavy oil, known as cyclical steam injection, which consists of injecting steam into the reservoir by means of a well, to generate heat in regions close to the other wells in order to increase the temperature of the fluid in the porous medium, and thus reduce the viscosity of the oil and have better fluidity towards the well. A prediction of the behavior of heavy oil production was made by simulating reservoirs, using engineering software. The study was conducted in 25 wells in the 20 ° API heavy oil field, divided into two injection stages consisting of; 14 wells in the first stage (PE), and 11 wells in the second stage (SE), during five injection cycles each of 500 days, with comparisons previously evaluated in two wells (Well Test), where operating parameters were defined such as; Injection pressure, steam injection rate, steam temperature and steam quality.

Cyclic steam injection was applied, from January 2021 to September 2034, where the Well Test checks were applied. Finally, the curves for Oil production rate, water cut, and recovery factor are analyzed, in addition to analyzing the behavior of petrophysical variables of the reservoir. As a result, the method applied by numerical simulation demonstrates its effectiveness by approximately doubling the recovery factor compared to a cold production.

Key Words: Enhanced Oil Recovery – Heavy Crude Oil – Engineering Software – Recovery Factor – Cyclic Vapor Injection.

Tabla de contenido

CARTA DE ORIGINALIDAD iii

DEDICATORIA iv

AGRADECIMIENTO v

RESUMEN vi

ABSTRACT vii

INDICE DE FIGURAS x

INDICE DE CUADROS xi

INTRODUCCIÓN 1

CAPITULO I 3

El Problema 3

1.1 Antecedentes 3

1.2 Antecedentes 4

1.3 Objetivos 4

1.3.1 Objetivo General. 4

1.3.2 Objetivos Específicos. 4

CAPITULO II 5

Marco Teórico 5

2.1 Inyección cíclica de vapor 5

2.2 Mecanismos de recuperación que intervienen. 6

2.3 Factores que contribuyen a la recuperación de petróleo. 7

CAPITULO III 8

Metodología de la investigación 8

3.1 Caso de estudio 8

3.1.1 Información y especificaciones. 8

3.2 Simulaciones. 13

A-1. Búsqueda y análisis de los cotejos técnicos de operación. 13

A-2. Uso de los cotejos técnicos de operación. 15

CAPITULO IV 16

Interpretación de los resultados 16

4.1 Resultados y análisis del apartado A-1. 16

4.2 Resultados y análisis del apartado A-2. 21

4.2.1 Análisis de variables de producción. 21

4.2.1.1 Respecto a la tasa de producción de Petróleo. 21

4.2.1.2 Respecto al corte de agua. 22
4.2.1.3 Respecto al factor de recobro. 23
4.2.2 Análisis de variables petrofísicas. 24
4.2.2.1 Temperatura del reservorio. 24
4.2.2.2 Viscosidad del crudo en el reservorio. 25
4.2.2.3 Entalpia del vapor inyectado. 27
4.2.2.4. Saturación promedia de petróleo. 27
4.2.2.5. Flujo de petróleo. 29
4.2.2.6. Producción acumulada de petróleo por composición. 31
CONCLUSIONES 32
RECOMENDACIONES 33
BIBLIOGRAFIA 34

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Representación esquemática de un proceso de inyección cíclica de vapor. 6
Figura 2. Inicio de Builder. 8
Figura 3. Importación de data estática. 9
Figura 4. Vista de modelo, resultado de la importación de datos. 9
Figura 5. Vista del ingreso de composición del crudo. 10
Figura 6. Curvas de permeabilidades relativas del modelo. 11
Figura 7. Controles de los ciclos de inyección. 14
Figura 8. Comportamiento de la presión de inyección de vapor. 17
Figura 9. Comportamiento de la tasa de inyección stw para una presión de inyección de 9000 Psi. 18
Figura 10. Comportamiento de la Temperatura del vapor inyectado. 19
Figura 11. Comportamiento de la calidad del vapor inyectado. 20
Figura 12. Tasa de Producción de Petróleo del caso de estudio 22
Figura 13. Corte de agua presente en el reservorio 22
Figura 14. Factor de recobro del modelo de reservorio 23
Figura 15. Comportamiento promedio de la temperatura de reservorio. 24
Figura 16. Efecto en la Temperatura de reservorio entre una producción en Frío y una Inyección Cíclica de Vapor. 25
Figura 17. Variación de la Viscosidad del petróleo. 26
Figura 18. Contraste de la viscosidad del petróleo 26
Figura 19. Entalpía del vapor inyectado 27
Figura 20. Saturación promedio de Petróleo 28
Figura 21. Permeabilidad Relativa al Petróleo 28
Figura 22. Magnitud de Flujo de Petróleo 29
Figura 23. Relación Petróleo-Vapor 30
Figura 24. Relación Vapor-Petróleo 30
Figura 25. Producción acumulada por composición 31

INDICE DE CUADROS

Tabla 1. Composición del Petróleo crudo 20°API. 10
Tabla 2. Parámetros roca-fluido. 11
Tabla 3. Parámetros de la roca. 12
Tabla 4. Propiedades de los Fluidos. 12
Tabla 5. Tolerancias Amalgamate Dynagrid. 13
Tabla 6. Valores de los cotejos técnicos de operación. 14
Tabla 7. Cronograma de inyección. 15
Tabla 8. Parámetros operacionales de pozos 21

INTRODUCCIÓN

El petróleo es uno de los recursos energéticos no renovables más importantes a nivel mundial, y mantener los campos petroleros en producción es indispensable para el mercado energético; es por ello que se han desarrollado distintas técnicas de recuperación de hidrocarburos para mantener, extender e incluso aumentar la producción y la vida útil de un pozo de petróleo.

El crudo pesado se caracteriza por su alta densidad y viscosidad; es por ello que la explotación de yacimientos con este tipo de fluido es una difícil tarea de ingeniería, su valor API (American Petroleum Institute) está entre el rango de 10 y 20. (Arboleda, 2011)

La recuperación terciaria o mejorada de petróleo es la aplicación de distintos métodos de recobro de petróleo útiles para producir yacimientos con crudo pesado y extrapesado; estos crudos caracterizados a su vez por su alta viscosidad no pueden producir por medios convencionales, los métodos antes mencionados pueden ser térmicos, químicos y métodos de inyección de gases.

El presente estudio se centra en la recuperación mejorada de petróleo usando un método térmico, la inyección cíclica de vapor, la cual se encargará de suministrar energía en forma de calor al yacimiento, generando un aumento de temperatura en la formación para así alterar las propiedades físicas del crudo, principalmente su viscosidad, esto se logra inyectando vapor por un tiempo determinado en un pozo productor. Luego se procede con el cierre del pozo para que el vapor inyectado distribuya su calor de manera eficiente y finalmente el pozo es puesto a producir una vez más, hasta que su producción decaiga considerablemente para así repetir el ciclo de inyección, las veces que sean necesarias y comercialmente adecuadas.

Usando un software de ingeniería analizaremos la inyección cíclica de vapor, interpretando los resultados como el aumento en la producción, el factor de recobro, el corte de agua y las veces que se podría usar este método de recuperación térmica, además de la interpretación de los cambios en los parámetros petrofísicos.

En el primer capítulo, encontramos el planteamiento y descripción del problema, los antecedentes y los objetivos que tiene el estudio.

En el segundo capítulo, citaremos las definiciones principales que forman el marco teórico del tema en estudio, junto con las características y parámetros referenciales que intervienen en el desarrollo de la simulación de la recuperación mejorada de petróleo usando un método térmico el cual es la inyección cíclica de vapor en el software de ingeniería.

En el tercer capítulo se describe la metodología usada en el desarrollo del caso de estudio para el cumplimiento de los objetivos establecidos previamente.

En el cuarto capítulo, se encarga de exponer los resultados de la simulación para iniciar con la interpretación de resultados.

En el quinto capítulo, se exhiben las conclusiones del caso de estudio añadiendo sus respectivas recomendaciones prestas a una mejora para futuras investigaciones.

CAPITULO I

El Problema

1.1 Antecedentes

Las reservas de crudo tienden a agotarse tomando en cuenta la facilidad con la que estas reservas pueden ser producidas; en primera instancia las de crudo liviano, seguida las reservas de crudo mediano, pero las reservas de crudo pesado generalmente se dejan de lado debido a las dificultades en su producción que merecen una atención más compleja.

Las reservas de crudo pesado representan aproximadamente el equivalente al triple de reservas combinadas de petróleo y gas convencionales del mundo; si bien las características como: porosidad, permeabilidad y presión definen el comportamiento de un yacimiento, una compañía petrolera enfoca sus medios de producción en cuanto a las propiedades que tenga el fluido, principalmente su densidad y viscosidad. (Gabriel, 2018) (Carl Curtis, 2002 - 2003)

(Ramos Guerra, 2003), resaltó la importancia del método de recuperación térmica inyección cíclica de vapor, aplicando el criterio de sensibilidad en los parámetros, el cual consiste en una serie de simulaciones del comportamiento del fluido variando las propiedades del yacimiento y datos de operación del pozo, para predecir el comportamiento de la producción de un yacimiento de crudo pesado.

(Evaluation of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Implemented in Bamboo Field), se realizó un rediseño en los parámetros de inyección de vapor, ya que al poner en funcionamiento la inyección cíclica de vapor previa, obtenían una alta producción de agua, y al aplicar mejoras en la data de diseño de operación con ayuda de un simulador, se pudo estimar un corte de agua razonable para el uso de este método de recuperación mejorada de petróleo.

1.2 Antecedentes

La explotación de crudo pesado es el futuro en la industria petrolera, ya que los yacimientos de petróleo ligero y mediano son cada vez más escasos; por lo que, debemos ahora dar la atención sobre los yacimientos de crudo pesado, cuyo problema principal está en la alta viscosidad que caracteriza a este tipo de yacimientos.

El problema que tiene este yacimiento es que posee un crudo con una viscosidad que no le permite al petróleo fluir y ser producido en superficie a altas tasas de producción. Este yacimiento que tiene 25 pozos tiene una tasa de producción de menos de 490 barriles de petróleo diarios. En el presente estudio práctico se aplicará el método de recuperación térmica por inyección cíclica de vapor mediante simulaciones computacionales, con la finalidad de obtener resultados acordes a la realidad y analizar el comportamiento del fluido y la producción que tendría.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General.

Evaluar los parámetros técnicos de la inyección cíclica de vapor mediante un modelo analítico para la producción de un yacimiento de crudo pesado.

1.3.2 Objetivos Específicos.

- Establecer los parámetros petrofísicos del yacimiento de crudo pesado y las propiedades del mallado UNISIM-1-D.
- Definir los parámetros técnicos de la simulación.
- Definir los tiempos de la inyección cíclica de vapor
- Analizar las curvas de producción generadas en la simulación.

CAPITULO II

Marco Teórico

2.1 Inyección cíclica de vapor

La inyección cíclica de vapor es una técnica de recuperación mejorada de petróleo para la producción de yacimientos de crudo pesado, la cual consiste en suministrar energía térmica al yacimiento, para así alterar sus propiedades roca fluido, directamente su viscosidad, para luego obtener incrementos en las tasas de producción de petróleo. (Hilal Mamoun Khalid Ali, 2015)

Esto se logra en las siguientes etapas:

Etapa 1.

Se inyecta una cantidad de vapor durante un tiempo determinado para generar una cámara de vapor alrededor del pozo para suministrar su energía térmica al yacimiento.

Etapa 2.

Se cierra el pozo para que el proceso entre a su tiempo de remojo, este a su vez puede ser de 3 a 5 días, en esta etapa la cámara de vapor hará una mejor distribución de energía a su alrededor, para así estimular una mayor área del yacimiento.

Etapa 3.

Se reabre el pozo para ponerlo en producción, este producirá a una tasa considerable a sus inicios, pero luego declinará su producción.

Este proceso se puede repetir las veces que sean necesarias, o hasta que sea económicamente rentable, la Figura 1 detalla el proceso de la inyección cíclica de vapor.

La ventaja de esta técnica es; solo se necesita un pozo para realizar este proceso. ya que el mismo será el inyector de vapor y productor de petróleo. (DOUGLAS ALVARADO, 2002)

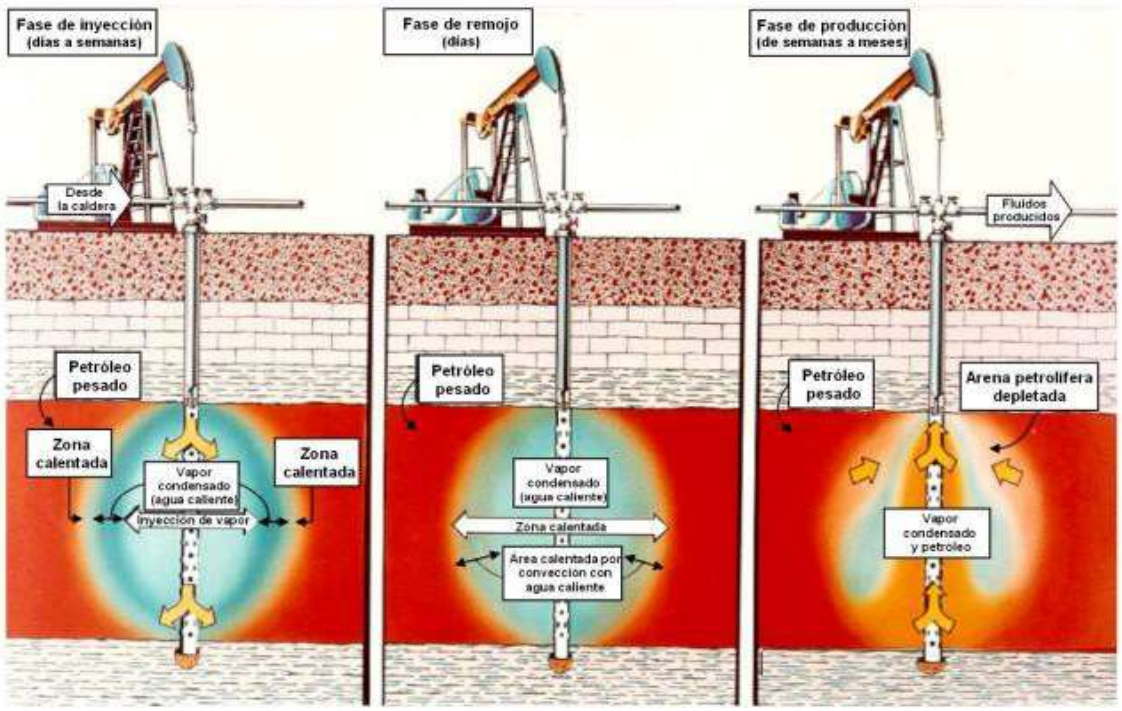


***Figura 1*. Representación esquemática de un proceso de inyección cíclica de vapor. Fuente:** (DOUGLAS ALVARADO, 2002)

2.2 Mecanismos de recuperación que intervienen.

Es evidente que la variación de la viscosidad del petróleo en la zona calentada alrededor del pozo mejora ampliamente el comportamiento de la producción, pero existen mecanismos de recuperación que intervienen en la mejora de dicha producción y; al inyectar vapor a altas presiones por un tiempo determinado y luego cerrar parcialmente el pozo en su tiempo de remojo, este con el propósito de que haya una distribución uniforme del calor a la roca y el fluido, es entonces que durante estas etapas de la inyección cíclica de vapor ocurre la expansión térmica del petróleo y el agua.

Debido a la presurización de la arena, cualquier gas libre es forzado a la solución, y este gas disuelto nos ayuda a empujar el petróleo en la etapa de producción, esta fuerza de

empuje por gas disuelto se reflejará en el primer ciclo de producción del método de recuperación ya que para los demás ciclos mucho de este gas ya fue producido.

La segregación gravitacional también interviene como mecanismo de recuperación, ya que una vez el petróleo drenado en las zonas calentadas es producido, el fluido en las zonas adyacentes al pozo cederá por gravedad.

2.3 Factores que contribuyen a la recuperación de petróleo.

- El efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas de los fluidos.
- El efecto del calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor.
- La imbibición del agua caliente en estratos de baja permeabilidad.

CAPITULO III

Metodología de la investigación

3.1 Caso de estudio

3.1.1 Información y especificaciones.

1. Se crea un nuevo proyecto en la app Builder; se asigna el simulador STARS, el sistema de unidades y una fecha designada por el usuario.

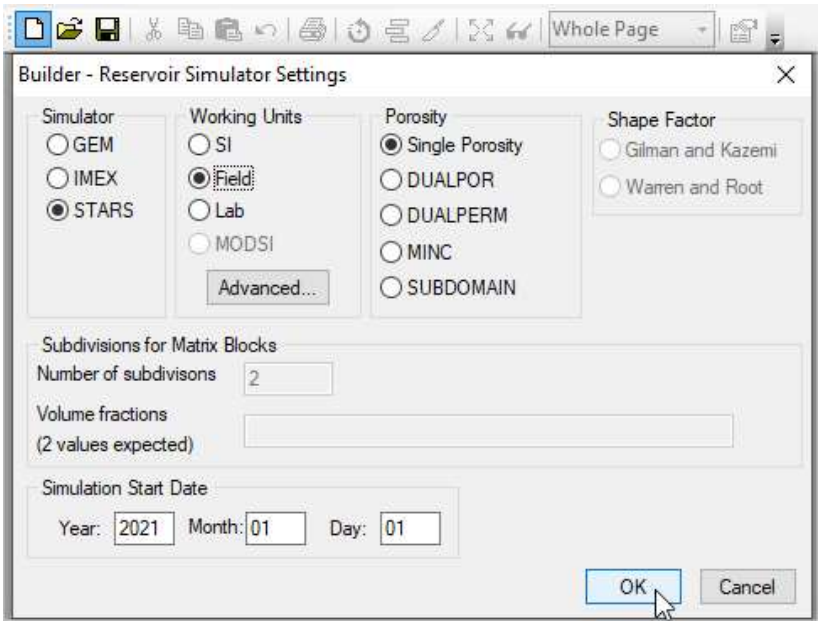


Figura 2. **Inicio de Builder.**
Fuente: (CMG, 2020)

2. Se importan las propiedades de mallado del modelo base UNISIM-I-D (Gaspar, Santos, Avansi, Hohendorff Filho, & Schiozer, April 2015) tales como espesor, permeabilidades i j k, y porosidad, mediante su archivo .DAT. Como el diseño original está modelado para IMEX, se tiene que seleccionar STARS. Aparecerán algunos mensajes de errores, esto es porque algunas propiedades se borrarán por estar usando un simulador diferente, las secciones que estén en rojo serán completadas con datos correspondiente a una inyección de vapor.

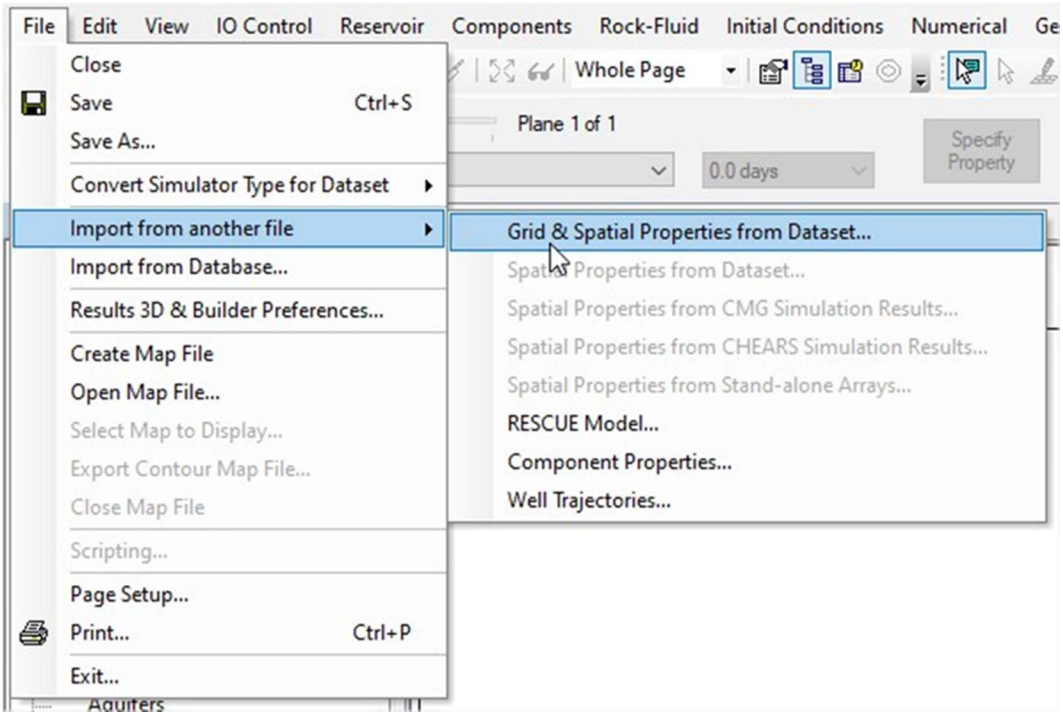


Figura 3. **Importación de data estática.**
Fuente: (CMG, 2020)

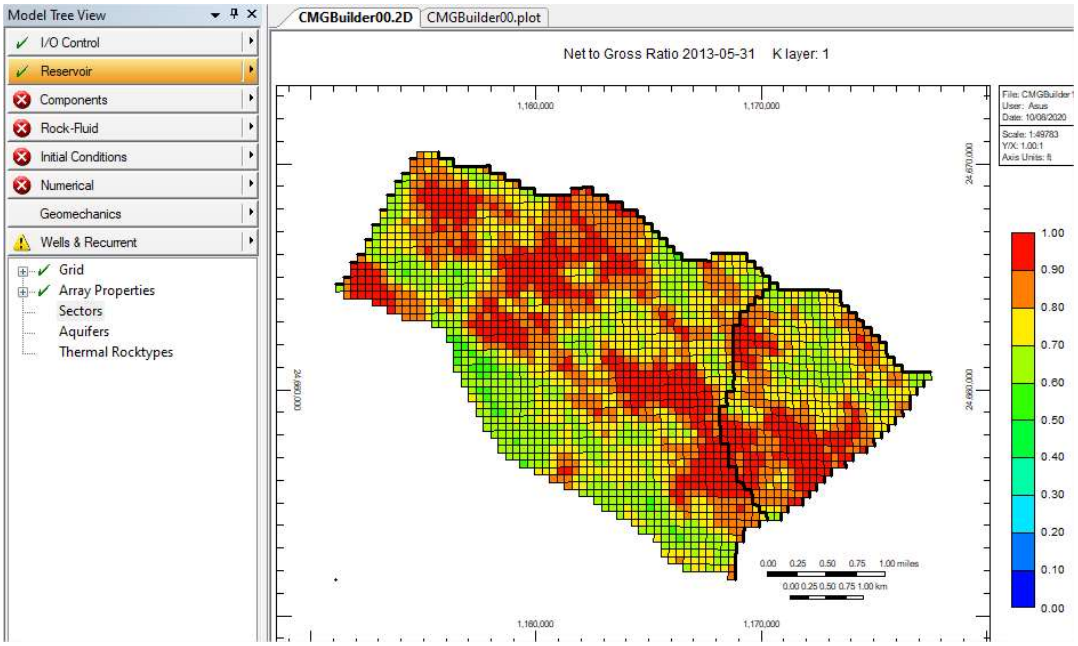


Figura 4. **Vista de modelo, resultado de la importación de datos.**
Fuente: (CMG, 2020)

3. Importamos el modelo de petróleo-crudo de 20° API (Torres Zambrano, 2018), creado en winprop e ingresar la composición resultante (Tabla 1) en la sección de Reservoir-Array Properties.

Tabla 1. **Composición del Petróleo crudo 20°API.**

Componente	Fracción molar
CO2	1.095
H2O	0.065
CH4	16.600
C2H6	1.200
C3H8	0.510
iC4	0.850
nC4	5.020
iC5	9.700
nC5	8.800
FC6	10.300
C07 to C15	11.106
C16 to C29	12.177
C30+	22.577

Fuente: (Torres Zambrano, 2018)

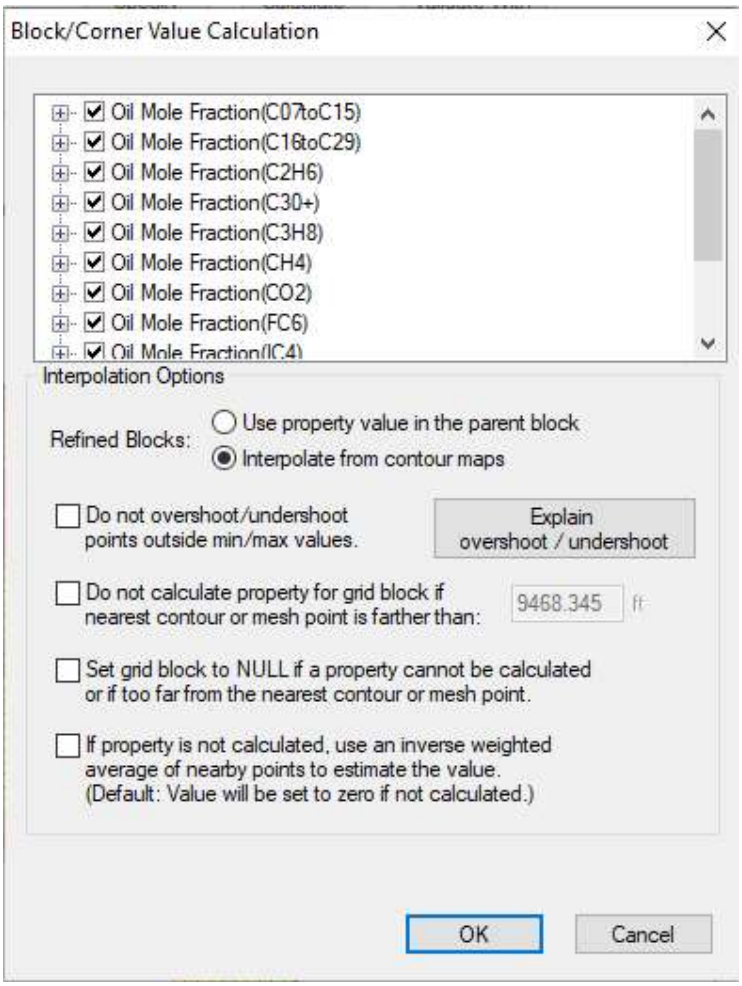


Figura 5. Vista del ingreso de composición del crudo.
Fuente: Simulador CMG

4. Se definen los parámetros del comportamiento roca-fluido que descrito en la Tabla 2. Para generar las curvas de permeabilidades relativas del modelo (Figura 6).

Tabla 2. **Parámetros roca-fluido.**

SWCN – Endpoint Saturation: Connate Water	0.18
SWCRIT – Endpoint Saturation: Critical Water	0.18
SOIRW – Endpoint Saturation: Irreducible Oil for Water – Oil table	0.26649
SORW - Endpoint Saturation: Residual Oil for Water – Oil table	0.26649
SOIRG – Endpoint Saturation: Irreducible Oil for Gas – Liquid table	0
SORG - Endpoint Saturation: Residual Oil for Gas – Liquid table	0.2
SGCON – Endpoint Saturation: Connate Gas	0
SGCRIT – Endpoint Saturation: Critical Gas	0.05
KROCW – Kro at Connate Water	1
KRWIRO – Krw at Irreductible Oil	1
KRGCL – Krg at Connate Liquid	0.3
Exponent for calculating Krw from KRWIRO	2.5
Exponent for calculating Krow from KROCW	2
Exponent for calculating Krog from KROGCG	2
Exponent for calculating Krg from KRGCL	1.5

Elaborado por Carlos Asencio

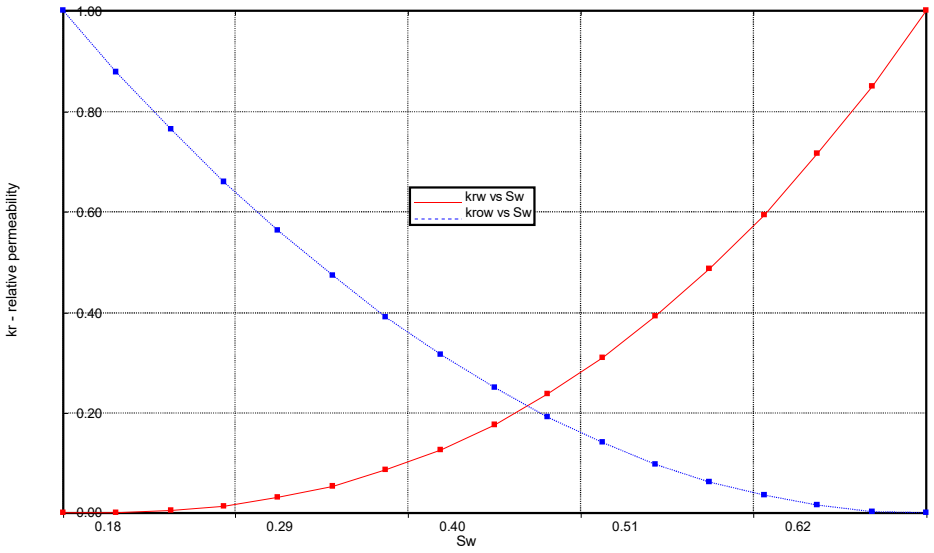


Figura 6. **Curvas de permeabilidades relativas del modelo.**
Fuente: Simulador CMG

5. Ingresamos algunas variables pertenecientes al modelo de reservorio, que pueden ser tomados de la Tabla 3 y Tabla 4.

Tabla 3. **Parámetros de la roca.**

Porosidad	Definidos en el modelo Unisim
Permeabilidad Horizontal	
Permeabilidad Vertical	
Temperatura Inicial	116 °F
Presión del Yacimiento	1000 psi
Compresibilidad	5.4 e-4 1/psi
Conductividad Térmica	28.22 BTU/(ft-día)
Capacidad Calorífica	33.11 BTU/ (ft3-°F)
Difusividad Térmica	0.8523 (ft2/día
Profundidad promedia	2800 ft
Contacto agua-petróleo	3520 ft
Contacto gas-petróleo	2160 ft

Elaborado por Carlos Asencio

Tabla 4. **Propiedades de los Fluidos.**

Petróleo	
Definidos en el modelo WinProp	
Agua	
Factor Volumétrico bbl/stb	1 bbl/stb
Compresibilidad	3.15 e-6 1/psi
Coeficiente de Expansión Térmica	-2.0704 e-3 1/°F
Peso molecular	18.02 lb/lb-mol
Densidad	62.097 lb/ft^3

Elaborado por Carlos Asencio

Para disminuir esfuerzo computacional, se hace uso del grid dinámico o Dynagrid, que puede acelerar el tiempo de corrida manteniendo bloques de malla gruesos en áreas donde los cambios son mínimos y emplear bloques de malla más finos donde se producen grandes cambios. (Tabla 5)

Si los valores de las tolerancias (presión, temperatura, saturaciones, etc.) están todos por debajo de sus respectivos límites, esos bloques de malla se marcan como que tienen cambios mínimos y se utilizan bloques de malla gruesos. Si se infringe alguna de las tolerancias, se utilizarán bloques de malla más finos. Estas comprobaciones se pueden realizar en cada paso del tiempo o en cualquier número especificado de pasos de tiempo. Mediante la aplicación de estos bloques de malla más grandes en ciertas regiones, el número total de bloques de malla en el modelo se reduce (por paso de tiempo) mientras que debe haber diferencias mínimas en los resultados de la simulación.

Tabla 5. **Tolerancias Amalgamate Dynagrid.**

Presión	**30 psi**
Temperatura	40 °F
Saturación fase agua	0.1

Fuente: (CMG, 2020)

3.2 Simulaciones.

A-1. Búsqueda y análisis de los cotejos técnicos de operación.

Se realiza cuatro secciones de simulación en las cuales tendrán 6 simulaciones cada una, con dos pozos de prueba llamados Well Test 1 y Well Test 2; variando la presión, tasa, temperatura y calidad de vapor, respectivamente. Con esto se busca definir y cotejar el valor ideal de cada parámetro para la estrategia final, mediante el análisis en el comportamiento de producción e inyección. (ver Tabla 6).

Se tiene en cuenta que el proceso de inyección cíclica de vapor consta de 3 etapas; la de inyección, de remojo y la de producción. Para este Well Test se propuso el siguiente intervalo de tiempo de acuerdo a lo anteriormente explicado: 45 días, 5 días, 450 días, respectivamente. Este ciclo consta de 500 días y se realiza una prueba de 2 ciclos de inyección de vapor, tal como se muestra en la Figura 7.

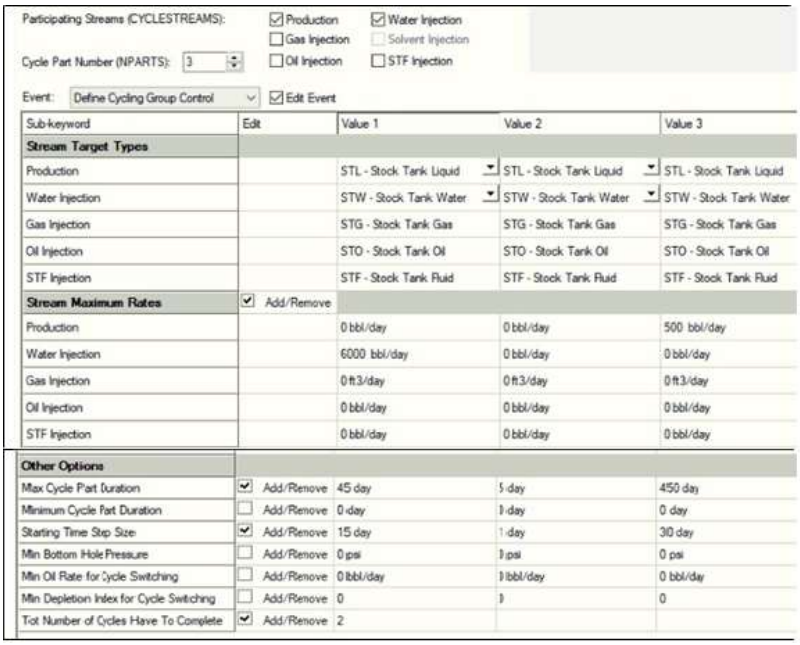


Figura 7. **Controles de los ciclos de inyección.**
Fuente: (CMG, 2020)

Tabla 6. **Valores de los cotejos técnicos de operación.**

*Sección 1	**Sección 2	***Sección 3	****Sección 4
Presión (psi)	Q, Tasa (bbl/día)	T, temperatura (°F)	X % (calidad)
9000	6000	500	65
10000	7000	525	70
11000	8000	550	75
12000	9000	575	80
13000	10000	600	85
14000	11000	625	90

Elaborado por Carlos Asencio.

* En la sección 1 para el cotejo de la presión de inyección, se supone Q= 6000 bbl/día, T=550°F y X=80%.

** En la sección 2 para el cotejo de la tasa de inyección, se emplea la presión definida en la sección 1 y supone T=550°F, X=80%.

*** En la sección 3 para el cotejo de la Temperatura del vapor inyectado, se emplea la presión y tasa de inyección definida en la sección 1 y 2, suponiendo X=80%.

**** En la sección 4 para el cotejo de la calidad de vapor, ya se tiene definidas la presión, tasa y temperatura de las secciones anteriores.

A-2. Uso de los cotejos técnicos de operación.

Ya definidos los cotejos previos con los Well Test, se usan 25 pozos para nuestro estudio, conformados en dos etapas.

La primera etapa (P.E.) conforma 14 pozos y la segunda etapa (S.E.) con 11 pozos y la metodología de la inyección cíclica de vapor es la siguiente:

Los pozos de P.E. entrarán con el primer ciclo de inyección de vapor (45 días de inyección, 5 días de remojo y 450 días de producción) y se cerrarán por 500 días (donde los pozos de la otra etapa estarán en producción)

Los pozos de S.E. entrarán en su primer ciclo de inyección de vapor cuando los pozos de P.E. terminen su ciclo de producción. Este proceso se repetirá cinco veces conformando 5 ciclos de inyección.

Siguiendo el siguiente cronograma establecido en la Tabla 7, por un periodo de tiempo de 5000 días. Teniendo como inicio de nuestra simulación el 01 de enero 2021 hasta el 09 de septiembre 2034.

Tabla 7. **Cronograma de inyección.**

		Periodos de ciclos de inyección (vapor, remojo y producción)									
Etapas de pozos	Numero de ciclos	01-01-2021 16-05-2022	17-05-2022 23-09-2023	24-09-2023 05-02-2025	06-02-2025 17-06-2026	1806-2026 31-10-2027	01-11-2027 15-03-2029	16-03-2029 29-07-2030	30-07-2030 12-12-2031	13-12-2031 26-04-2033	27-04-2033 09-09-2034
Primera etapa (14 pozos)	5										
Segunda etapa (11 pozos)	5										

Elaborado por Carlos Asencio

CAPITULO IV

Interpretación de los resultados

4.1 Resultados y análisis del apartado A-1.

La Figura 8a) muestra el comportamiento de la producción de petróleo entre variadas presiones de inyección, siendo a 11000 psi de presión de fondo inicialmente la recomendada para estos pozos inyectores, pero simulaciones posteriores con los 25 pozos surgen errores de convergencia, esto es porque es una presión demasiado alta y estaría causando daño al reservorio, por esto la presión se define a 9000 psi. Con estos valores de presión, en la Figura 8b) muestra que la tasa de inyección de vapor de 6000 barriles diarios llega en buena proporción a la arena y que su corte de agua en la Figura 8c) no supera el 10%.

La Figura 9a) muestra el comportamiento de la producción de petróleo entre variadas tasas de inyección de vapor a una presión de inyección de 9000 psi. Las tasas entre 6000 a 11000 bbld de vapor no presentan cambios importantes para la recuperación de crudo. Considerando un menor esfuerzo en inyección y alcanzando similares resultados, se define a 6000 bbld como la tasa de inyección requerida. Pero de ser necesario se establece otra tasa de 8000 bbld si es que surgen problemas de simulación en la inyección cíclica de vapor usando los cotejos posteriores.

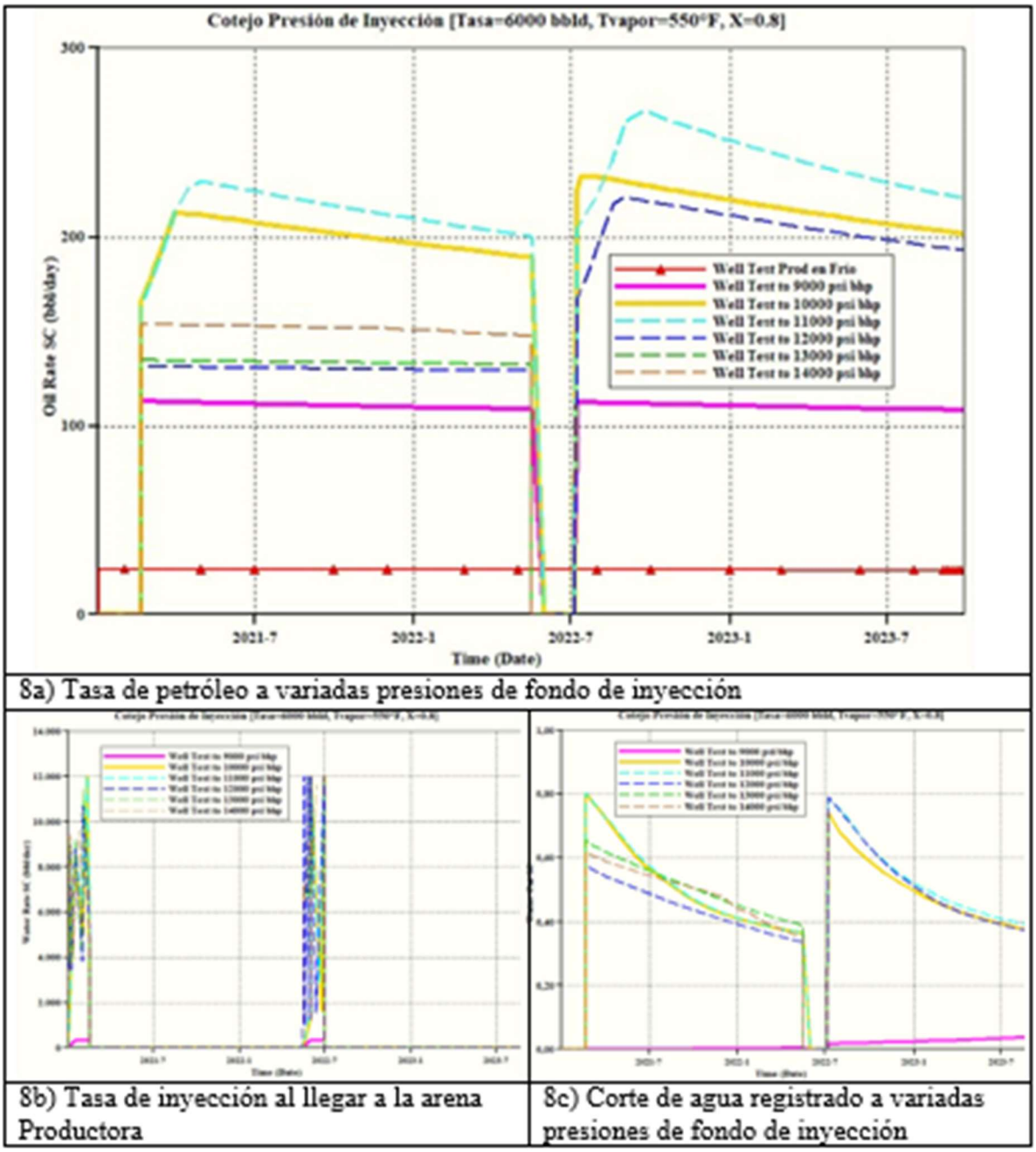


Figura 8. ***Comportamiento de la presión de inyección de vapor.***
Elaborado por Carlos Asencio.

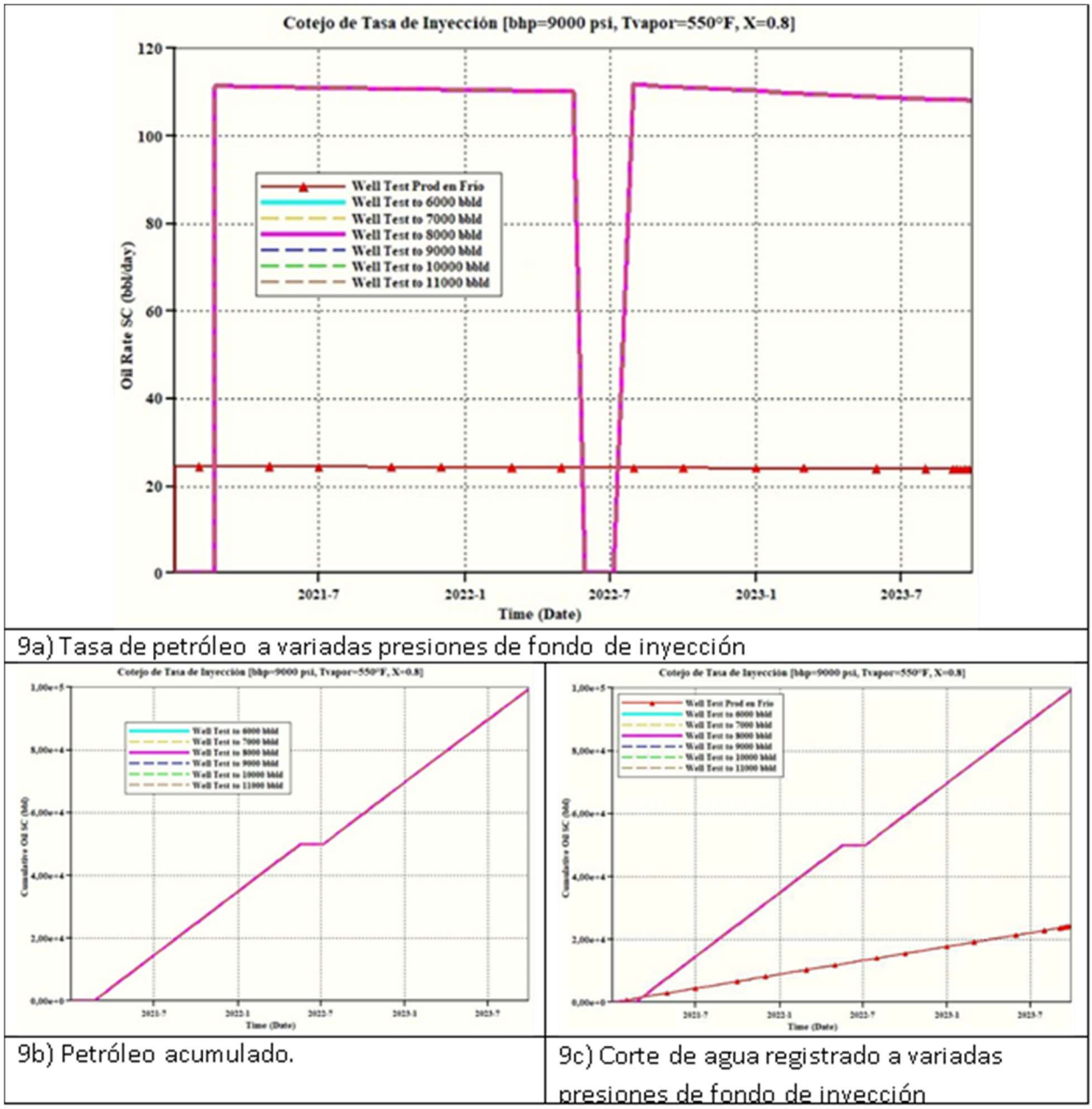
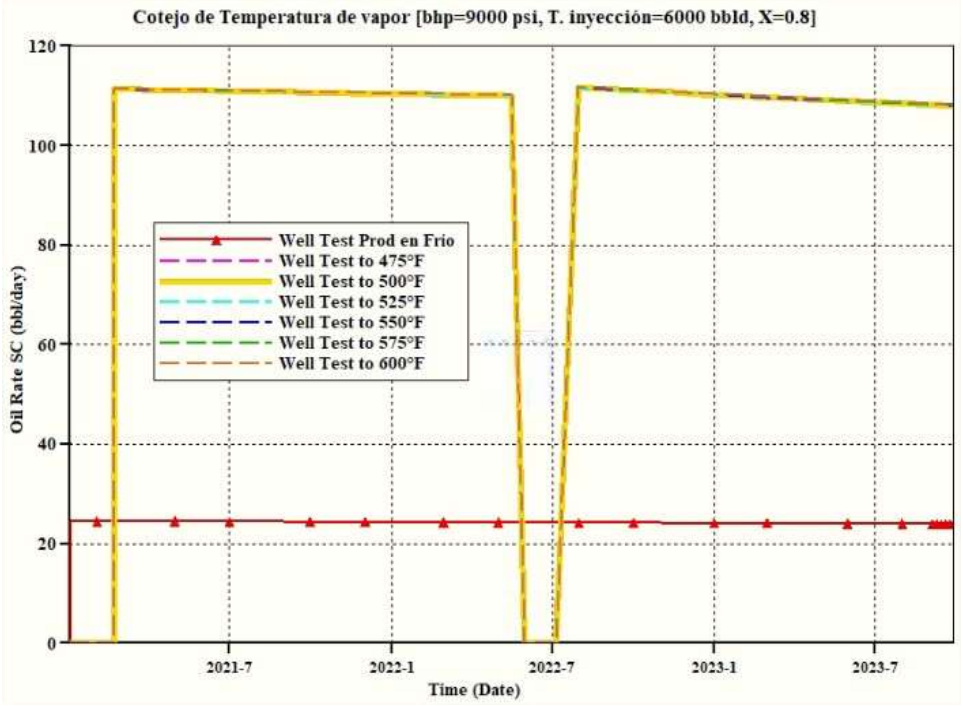


Figura 9. ***Comportamiento de la tasa de inyección stw para una presión de inyección de 9000 Psi.***

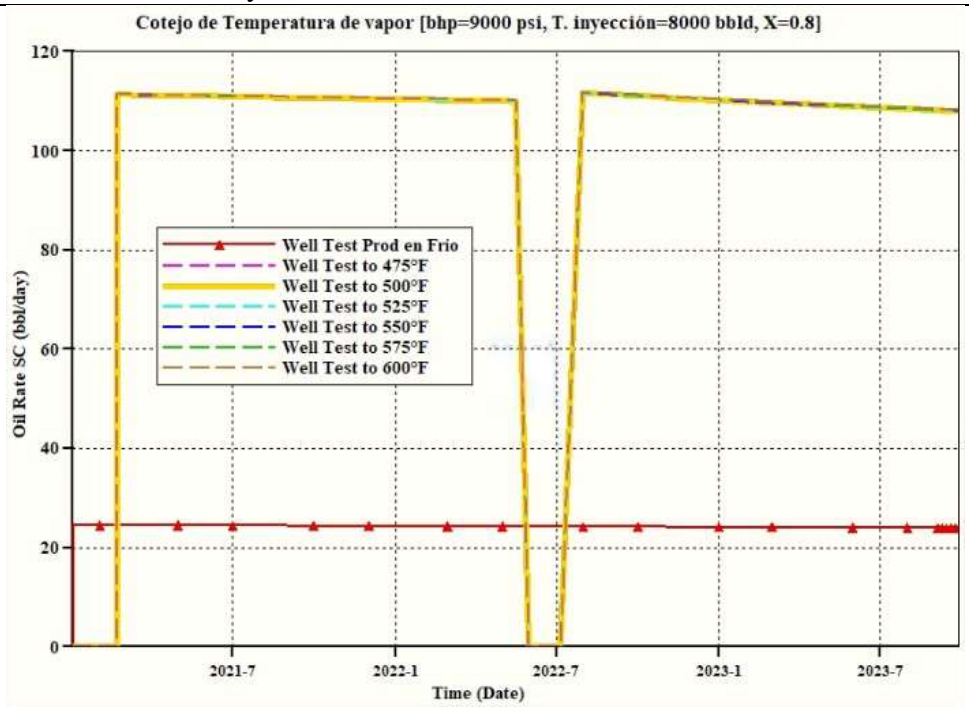
Elaborado por Carlos Asencio.

En las figuras 10a y 10b) se puede evidenciar que la variación de la temperatura en un rango de 475 a 600 °F del vapor inyectado tanto para tasas de inyección de 6000 y 8000 bbld no ejerce mayor diferencia en la producción de petróleo. Considerando que se necesita más energía para tener una temperatura mayor y no otorga resultados diferenciados, entonces es recomendable trabajar con una temperatura no tan alta pero

que si cumpla con el propósito principal. La temperatura que se define es de 500 °F, para este estudio.



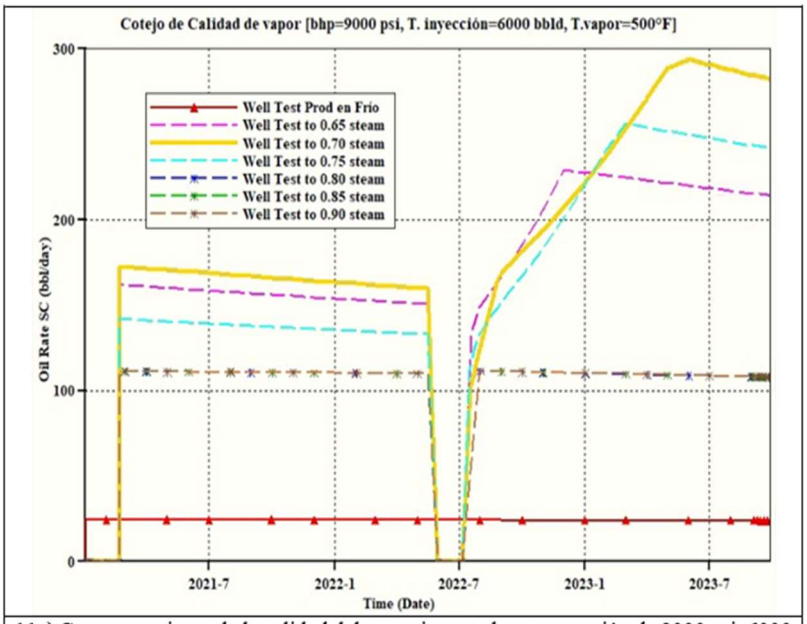
10a) Comportamiento de la temperatura del vapor inyectado a una presión de 9000 psi y 6000 bbld de tasa de inyección.



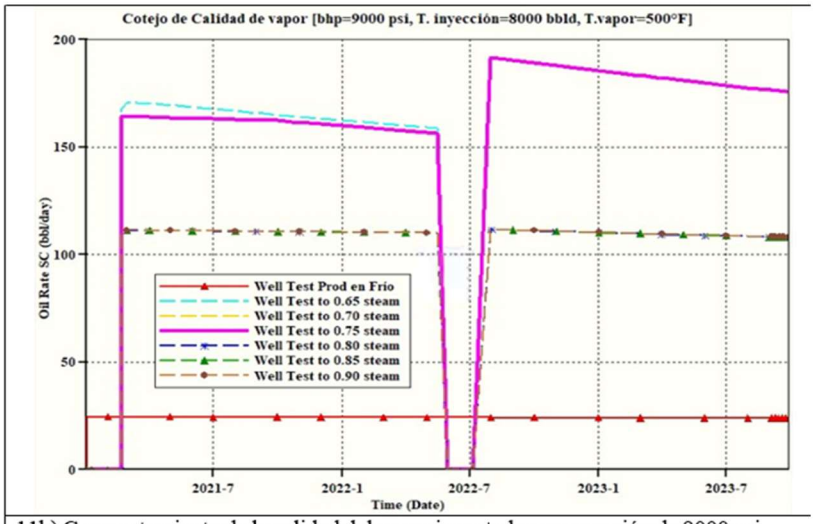
10b) Comportamiento de la temperatura del vapor inyectado a una presión de 9000 psi y 8000 bbld de tasa de inyección.

Figura 10. **Comportamiento de la Temperatura del vapor inyectado.**
Elaborado por Carlos Asencio.

Con respecto al efecto de variar la calidad del vapor inyectado, en la Figura 11 se observa que tiene un efecto adverso a valores mayores a 0.80 en la recuperación de crudo. De acuerdo a la Figura 11a) para una tasa de inyección de 6000 barriles de vapor diario es recomendable una calidad de vapor de 0.70 y con la Figura 11b) una calidad de vapor de 0.75 para una tasa de inyección de 8000 bbld. Pero en las simulaciones para el modelo analítico surgieron problemas de convergencia a estas calidades de vapor, por esto se asignó una calidad de vapor de 0.8 para este trabajo.



11a) Comportamiento de la calidad del vapor inyectado a una presión de 9000 psi, 6000 bbld de tasa de inyección y 500°F de temperatura



11b) Comportamiento de la calidad del vapor inyectado a una presión de 9000 psi, 8000 bbld de tasa de inyección y 500°F de temperatura.

Figura 11. **Comportamiento de la calidad del vapor inyectado.**

Elaborado por Carlos Asencio.

Ya expuestos los cotejos anteriores en nuestras simulaciones previas se establecen los valores de operación de los pozos como se puede observar en la Tabla 8, con estos valores se realizará la simulación del caso de estudio.

Tabla 8. **Parámetros operacionales de pozos.**

En fase de inyección	**Max Tasa de inyección [bbld]**	6000-8000
	Max Presión de inyección [psi]	9000
	Temperatura del vapor [°F]	500
	Calidad del vapor	0.80
En fase de producción	**Max Tasa de producción [bbld]**	500
	Min Presión de fondo [psi]	38

Elaborado por Carlos Asencio

4.2 Resultados y análisis del apartado A-2.

Para tener un contraste del alcance de la inyección cíclica de vapor se comparó su desempeño frente a una producción por flujo natural y otros métodos de recuperación.

4.2.1 Análisis de variables de producción.

4.2.1.1 Respecto a la tasa de producción de Petróleo.

Con respecto a las tasas de producción de petróleo se evidencia lo superior que es el método de recuperación mejorada de inyección cíclica de vapor, obteniendo en la P.E. tasas de producción diaria superiores a los 1400 barriles de petróleo en su primer ciclo llegando a su último ciclo a una tasa promedio de 1300 barriles aproximadamente, por otro lado el S.E. solo nos proporciona hasta 900 barriles diarios de petróleo promedio en todos sus ciclos, cabe resaltar que tomando de referencia una producción en frio o natural, tan solo da un promedio de 450 barriles de petróleo diario, es visible en la figura 12. La superioridad de valores de producción que se obtienen aplicando la inyección cíclica de vapor a este yacimiento, pero estos a su vez irán declinando a través del tiempo.

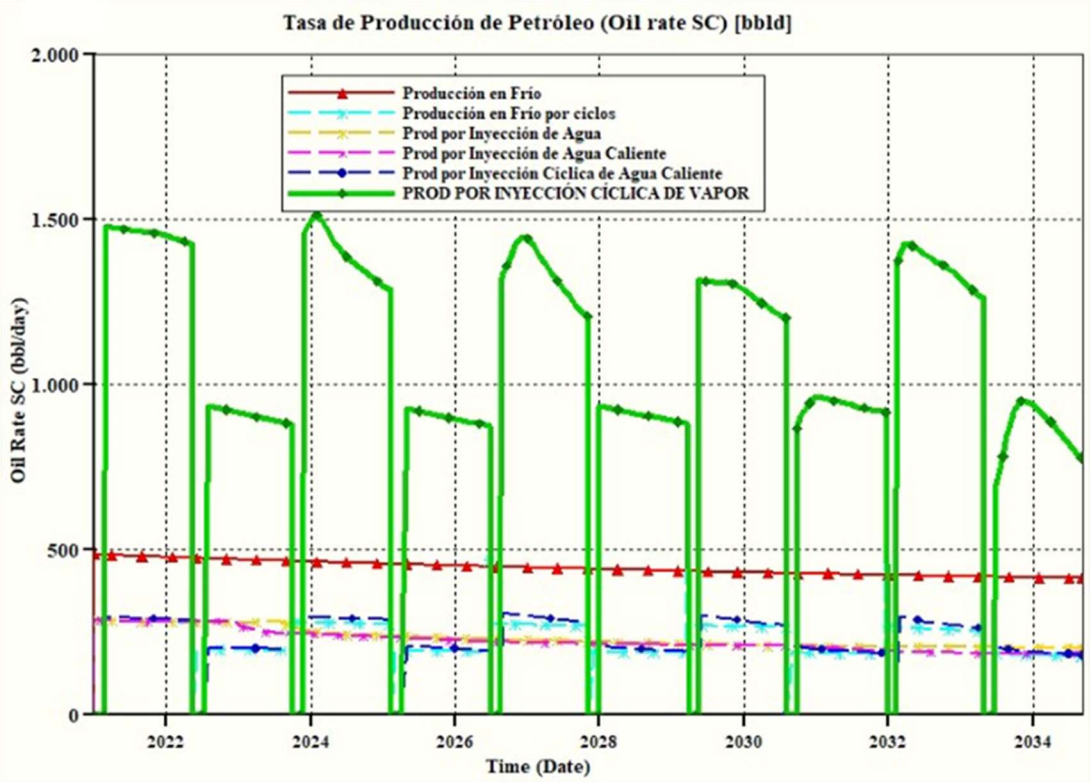


Figura 12. **Tasa de Producción de Petróleo del caso de estudio**
Elaborado por Carlos Asencio

4.2.1.2 Respecto al corte de agua.

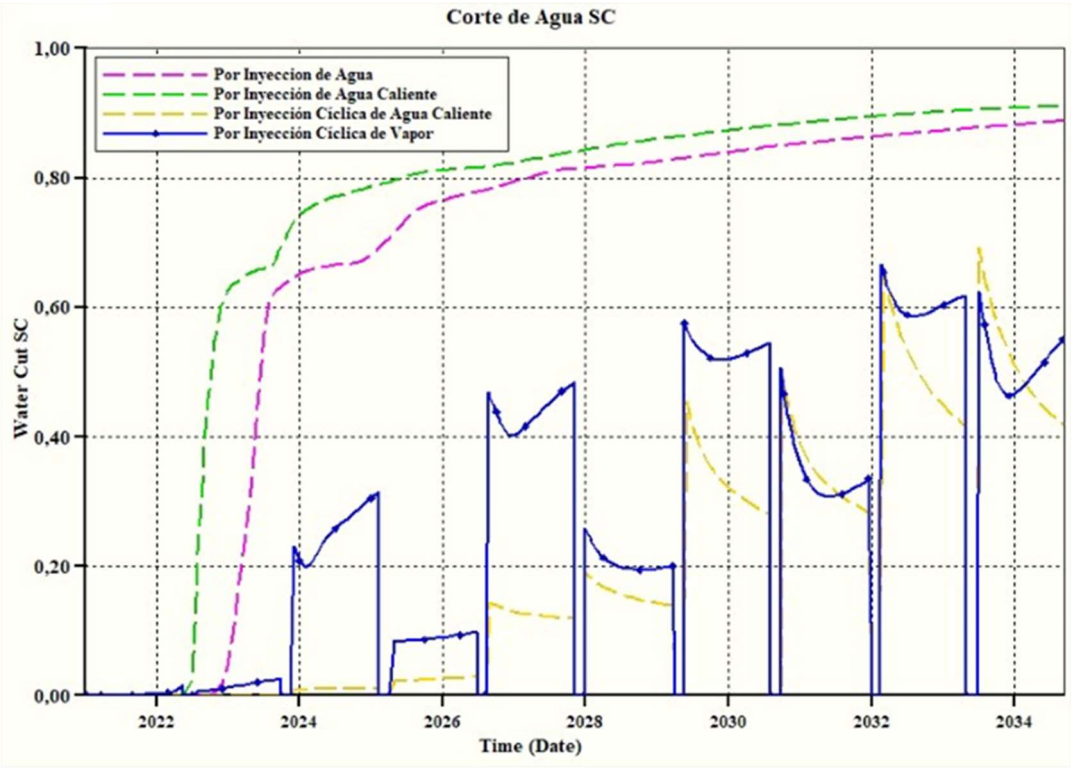


Figura 13. **Corte de agua presente en el reservorio**
Elaborado por Carlos Asencio

Observando la Figura 13. El corte de agua en la inyección cíclica de vapor disminuye notablemente en comparación a la inyección de agua y agua caliente, pero este a su vez ira aumentando con respecto al tiempo ya que a medida que producimos petróleo los espacios antes ocupados por este, será ocupado por agua y esta a su vez fluirá hacia el pozo en un tiempo determinado, resaltando y siendo satisfactorios los resultados de producción de petróleo mencionados en el apartado 1.1 de este capítulo.

4.2.1.3 Respecto al factor de recobro.

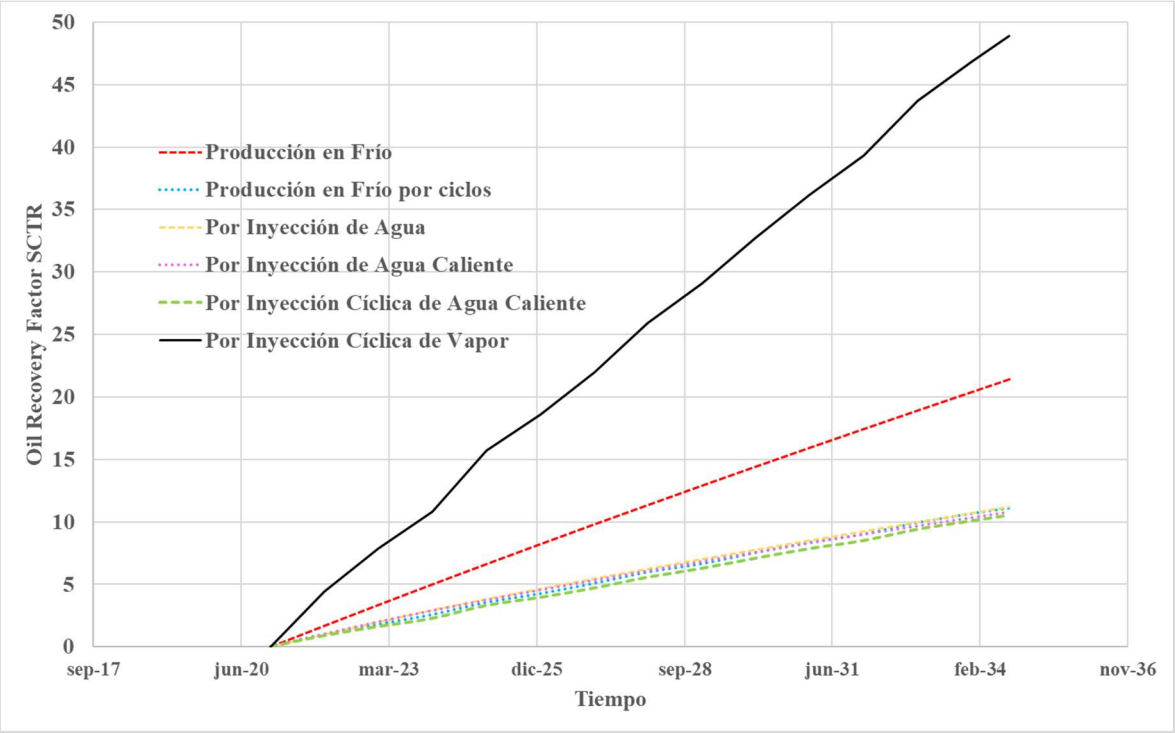


Figura 14. Factor de recobro del modelo de reservorio
Elaborado por Carlos Asencio

El factor de recobro con la inyección cíclica de vapor nos da como resultado el 48%, siendo un valor muy alto y aceptable en esta técnica de recuperación de petróleo y nuevamente tomando como referencia una recuperación con flujo natural que llega al 22% aproximadamente.

4.2.2 Análisis de variables petrofísicas.

Es importante saber también cuánto se ve afectado el yacimiento al aplicar la recuperación mejorada de petróleo por inyección cíclica de vapor, es por ello que a continuación se muestran algunos parámetros petrofísicos.

4.2.2.1 Temperatura del reservorio.

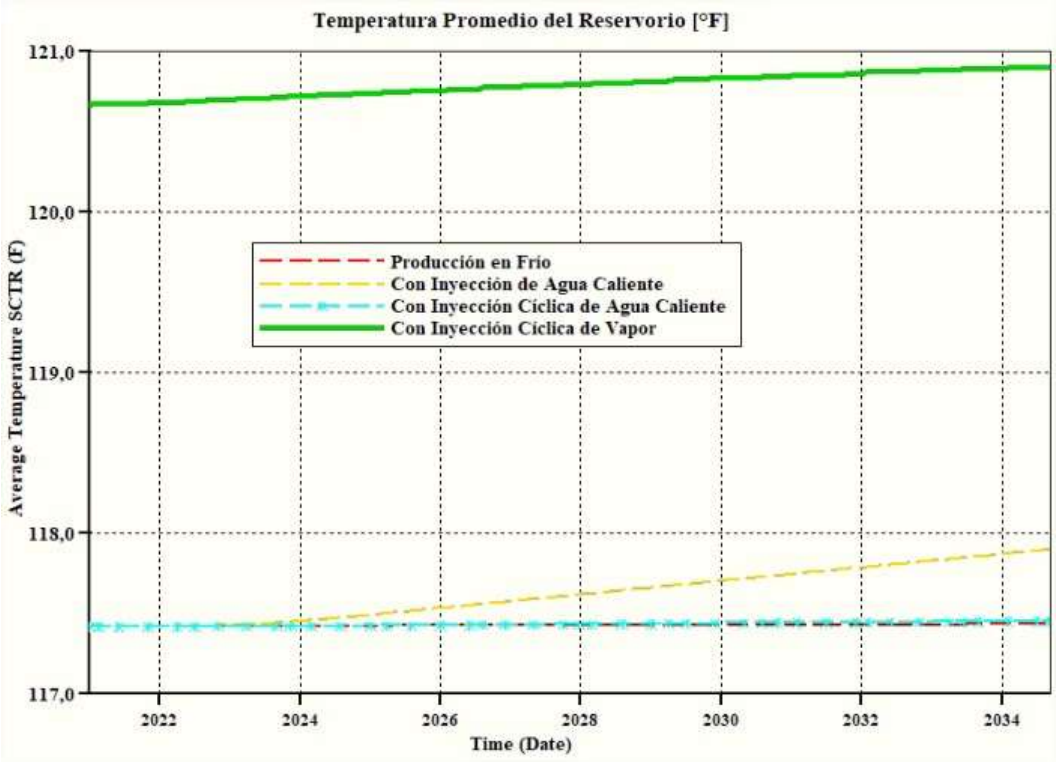


Figura 15. ***Comportamiento promedio de la temperatura de reservorio.***
Elaborado por Carlos Asencio

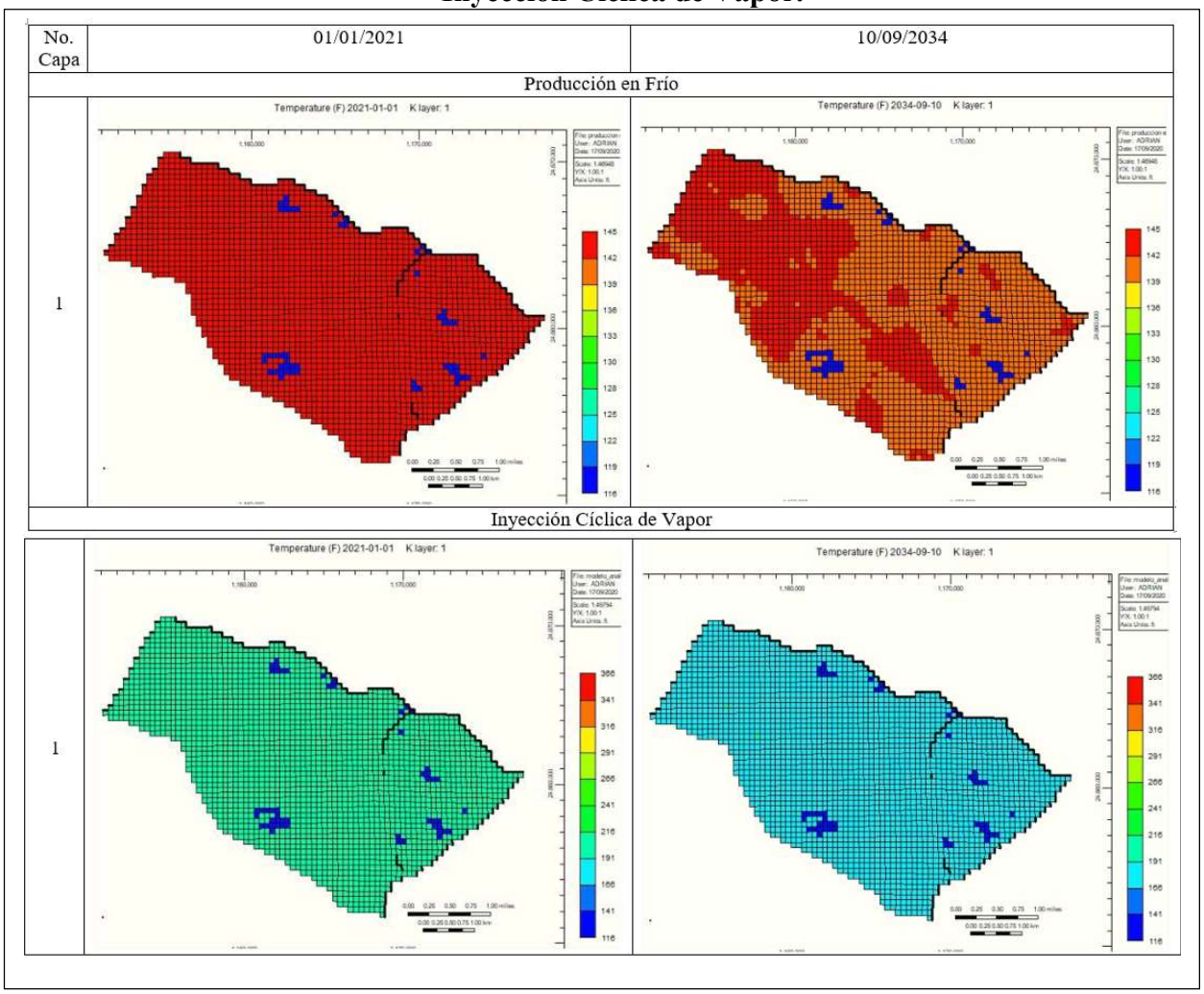
La inyección cíclica de vapor aumenta la temperatura de la arena productora a diferencia de otros métodos convencionales de recuperación, con un valor cercano de aumento de 4° como se muestra en la Figura 15.

Un análisis más detallado se puede ver como varía la temperatura, vista desde planta. Teniendo en cuenta que el modelo consta de 20 capas verticales. (Ver Figura 16)

La temperatura del reservorio a condiciones normales es aproximadamente 145°F y disminuye hasta 140 en el último año. Con la inyección cíclica de vapor, el modelo de

reservorio registra una Temperatura inicial de 210°F aproximadamente y termina con

Figura 16. **Efecto en la Temperatura de reservorio entre una producción en Frío y una Inyección Cíclica de Vapor.**



Elaborado por Carlos Asencio.

4.2.2.2 Viscosidad del crudo en el reservorio.

Como ya se sabe que a altas temperaturas la viscosidad del petróleo disminuye, es lógico que el aplicar la inyección cíclica de vapor repercute a esta propiedad, esto se evidencia en la Figura 17 y 18, donde podemos observar las densidades iniciales y finales que tendría el petróleo en la simulación al no aplicarse ningún método de recuperación además de la primaria y como varia al aplicar este método de recuperación mejorada.

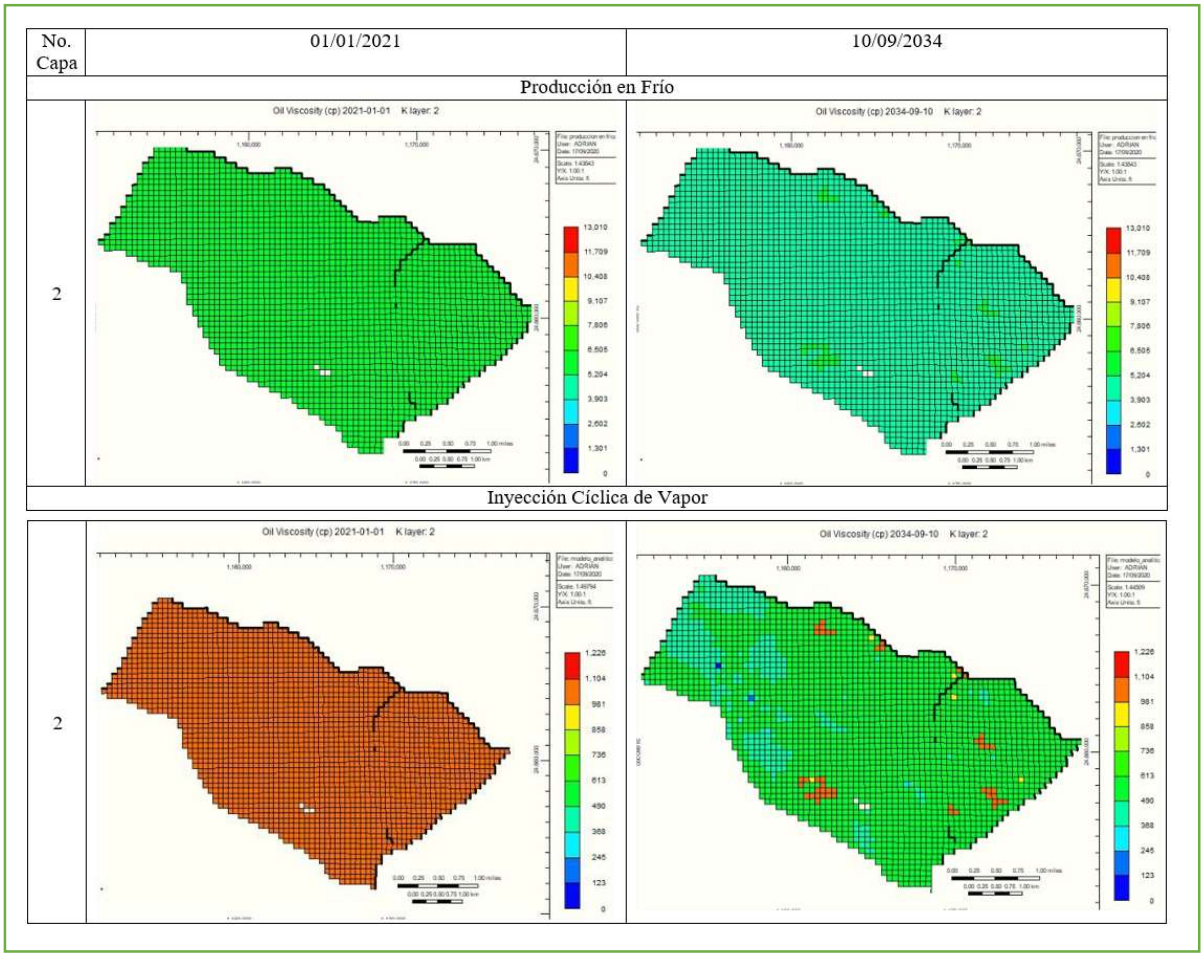


Figura 17. **Variación de la Viscosidad del petróleo.**
Elaborado por Carlos Asencio.

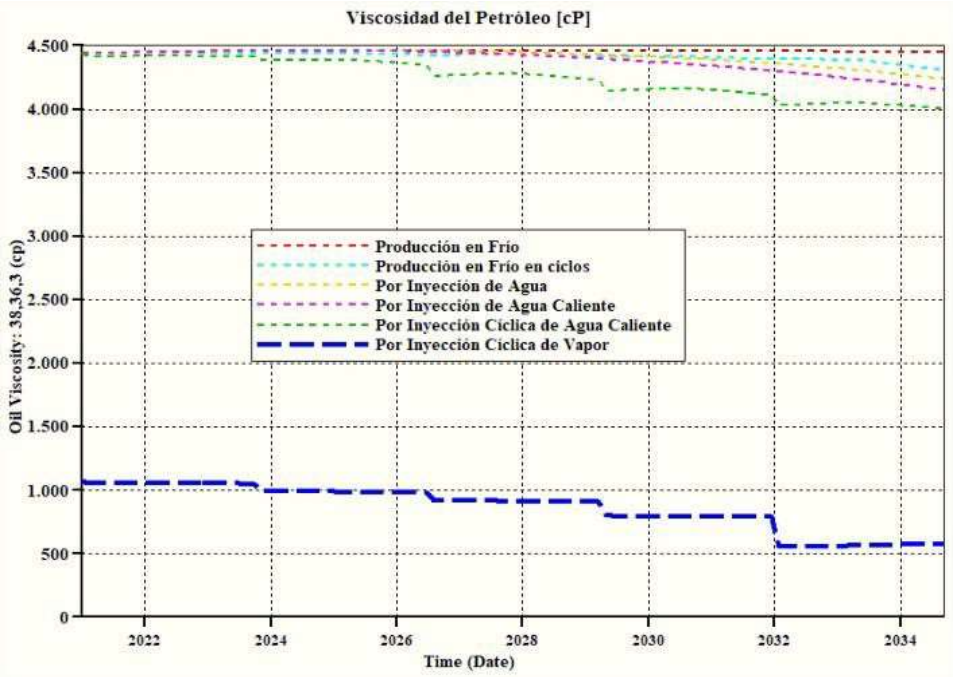


Figura 18. ***Contraste de la viscosidad del petróleo***
Elaborado por Carlos Asencio

4.2.2.3 Entalpia del vapor inyectado.

El propósito esencial es llevar la mayor cantidad disponible de calor a la arena productora para lograr la reducción de la viscosidad, como se observa en la Figura 19. El agua es capaz de llevar más calor que en cualquiera de sus otros estados y por eso se evidencia la gran diferencia de calor aportado al aplicar la inyección cíclica de vapor. La inyección de agua surge un efecto adverso, pues actuaría como refrigerante y el sistema perdería calor.

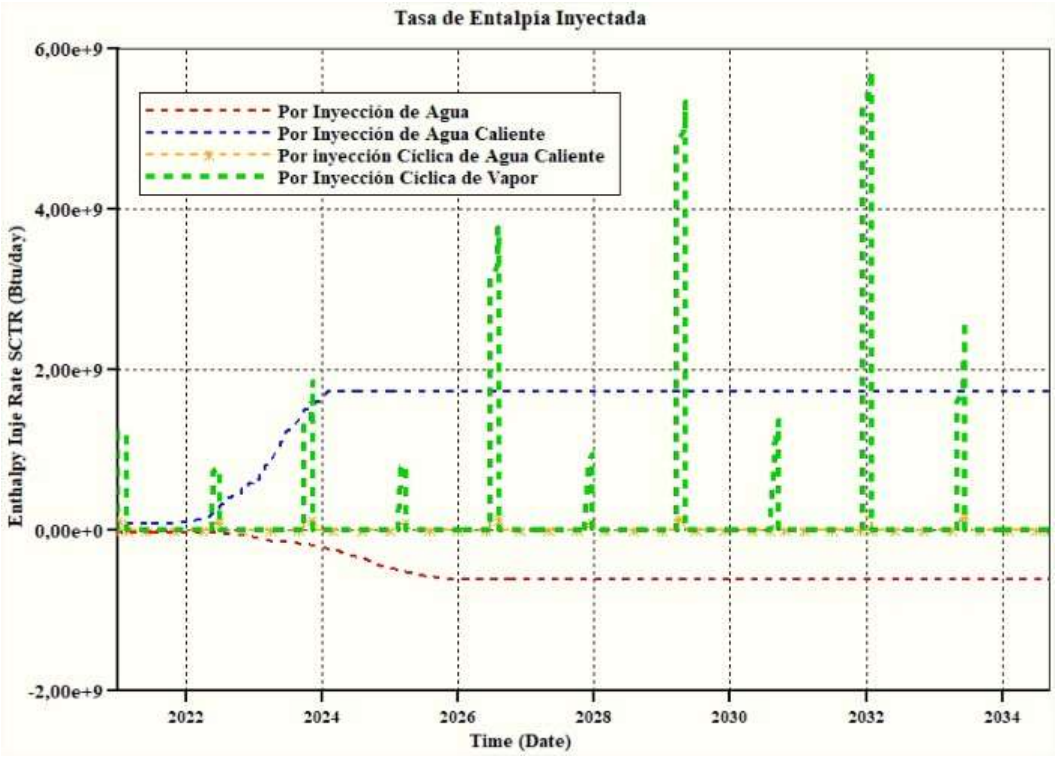


Figura 19. ***Entalpía del vapor inyectado***
Elaborado por Carlos Asencio

4.2.2.4. Saturación promedia de petróleo.

La Figura 20, nos permite interpretar que la saturación de petróleo tiene una disminución progresiva por la inyección cíclica de vapor, pero no a valores críticos, esto indica que el efecto del vapor actúa de buena manera para la recuperación de crudo, mientras que los otros métodos no disminuyen su saturación por la razón que no está teniendo un buen desempeño en la arena. Este aspecto se puede verificar con la Figura 21, donde la permeabilidad del petróleo se ve influenciada de la misma manera.

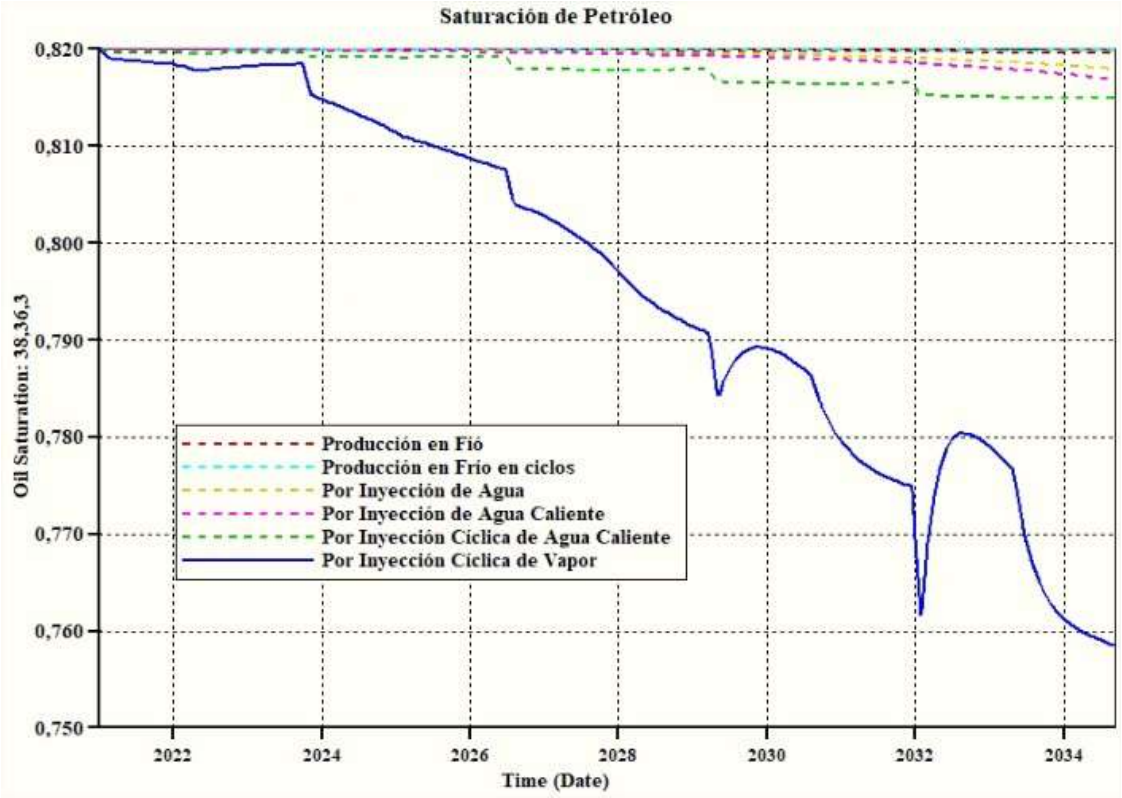


Figura 20. ***Saturación promedio de Petróleo***
Elaborado por Carlos Asencio

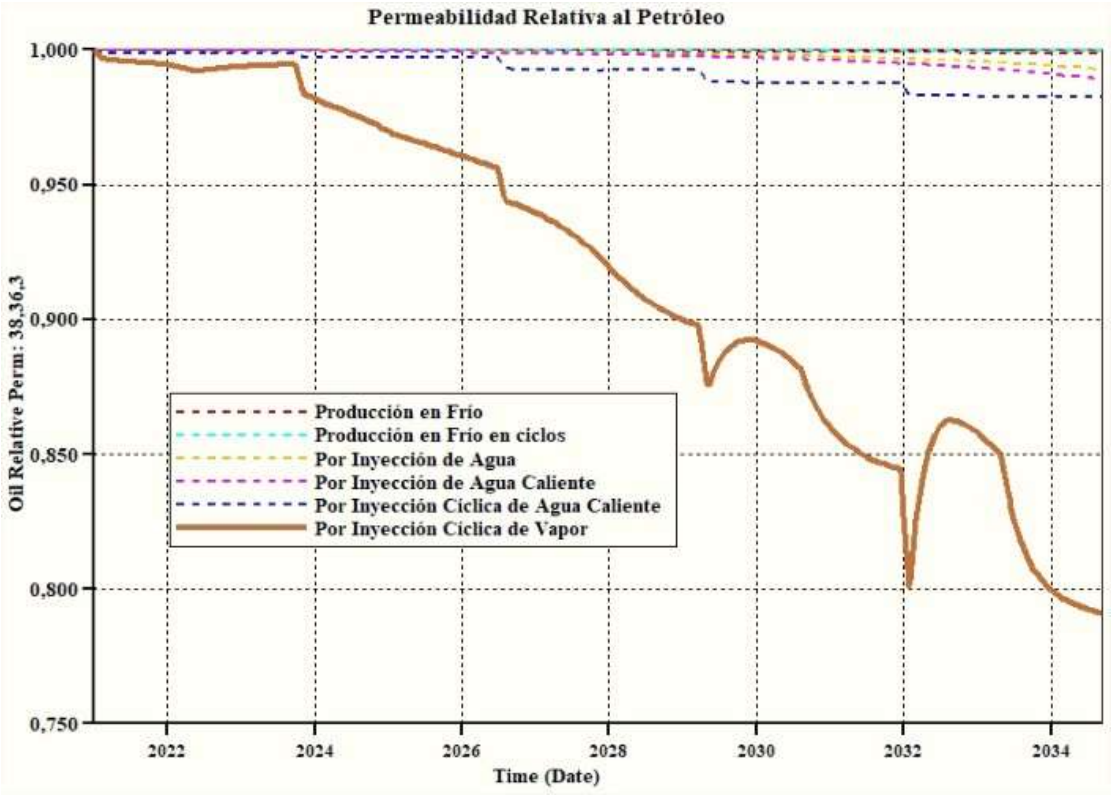


Figura 21. ***Permeabilidad Relativa al Petróleo***
Elaborado por Carlos Asencio

4.2.2.5. Flujo de petróleo.

El flujo de petróleo en el reservorio mejora más allá del 100% con respecto a sus condiciones de flujo natural. Este comportamiento es descrito por flujo promedio en la dirección k, lo que indica que hay un efecto de drenaje gravitacional en las capas del reservorio. (Este comportamiento sólo corresponde a una capa del total de 20 capas del modelo.

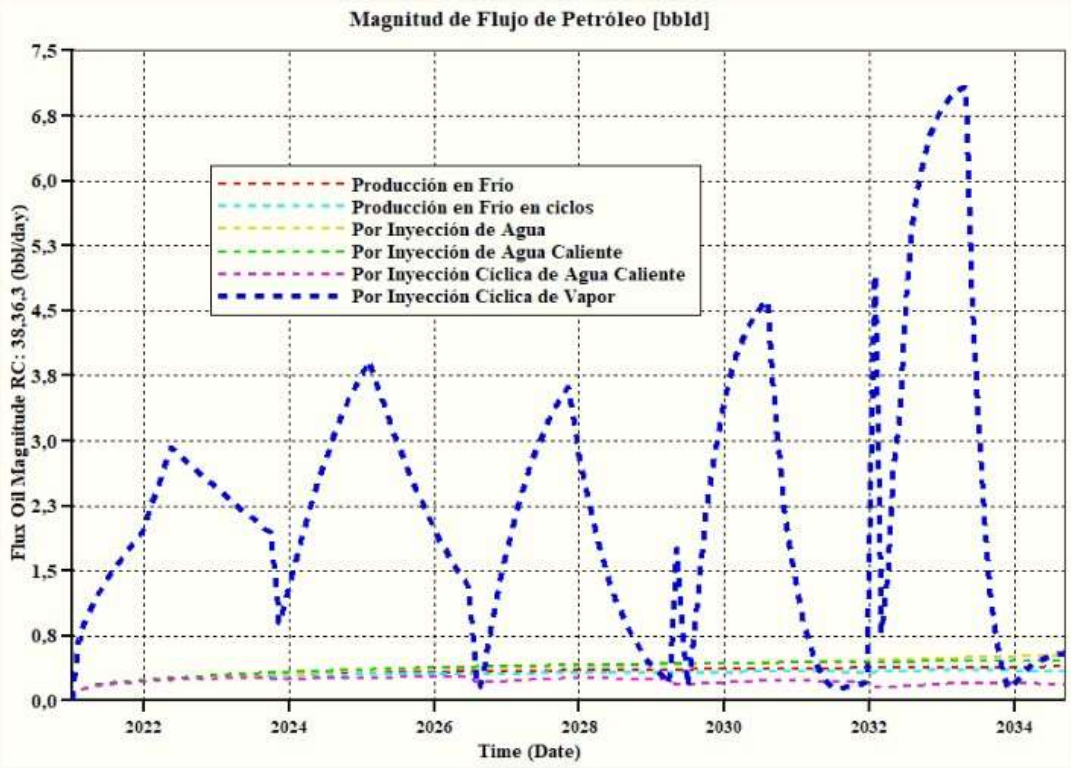


Figura 22. ***Magnitud de Flujo de Petróleo***
Elaborado por Carlos Asencio

Lo anterior coincide con la Figura 23, relación Petróleo-Vapor que indica cuantos barriles de petróleo se obtiene por una unidad de barril de vapor (la inyección cíclica de vapor presenta mayores picos, teniendo en cuenta que los otros casos son barriles de agua en vez de vapor). Además, también se fundamenta en la Relación Vapor-Petróleo de la Figura 24, donde la interpretación nos permite decir cuántos barriles de vapor se necesitan para producir 1 barril de petróleo, como se verifica que para el vapor son menos de 30

barriles de vapor mientras que para los otros métodos superan más de 200 barril de agua para recuperar una unidad de petróleo.

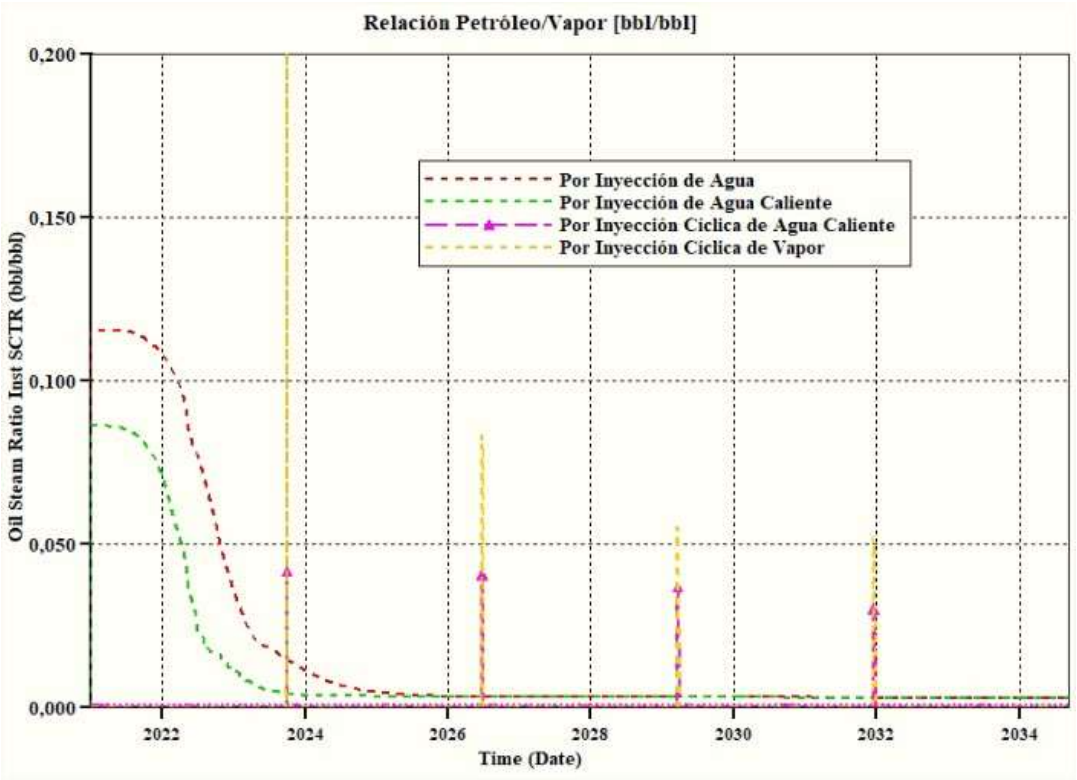


Figura 23. ***Relación Petróleo-Vapor***
Elaborado por Carlos Asencio

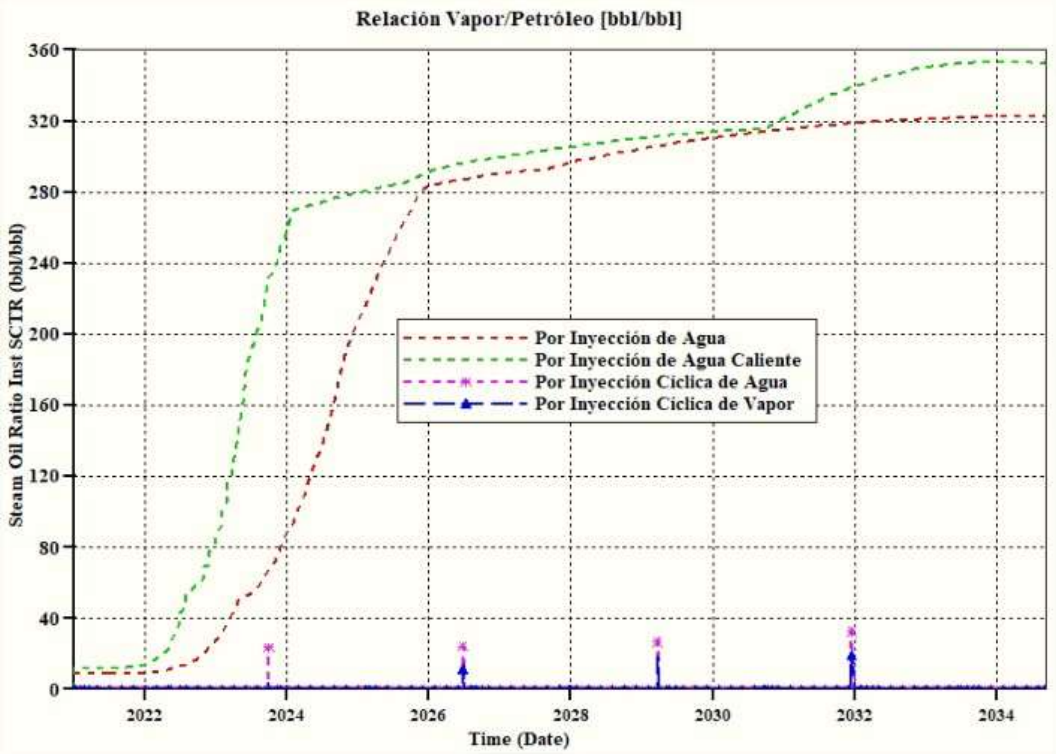


Figura 24. ***Relación Vapor-Petróleo***
Elaborado por Carlos Asencio

4.2.2.6. Producción acumulada de petróleo por composición.

La inyección cíclica de vapor debe aumentar la recuperación de las fases pesadas, la cual es la función principal al usar este método y esto se corrobora con la Figura 25, donde evidentemente recupera en gran proporción fases de hidrocarburos C30+, la cual sería la fase más pesada en este yacimiento.

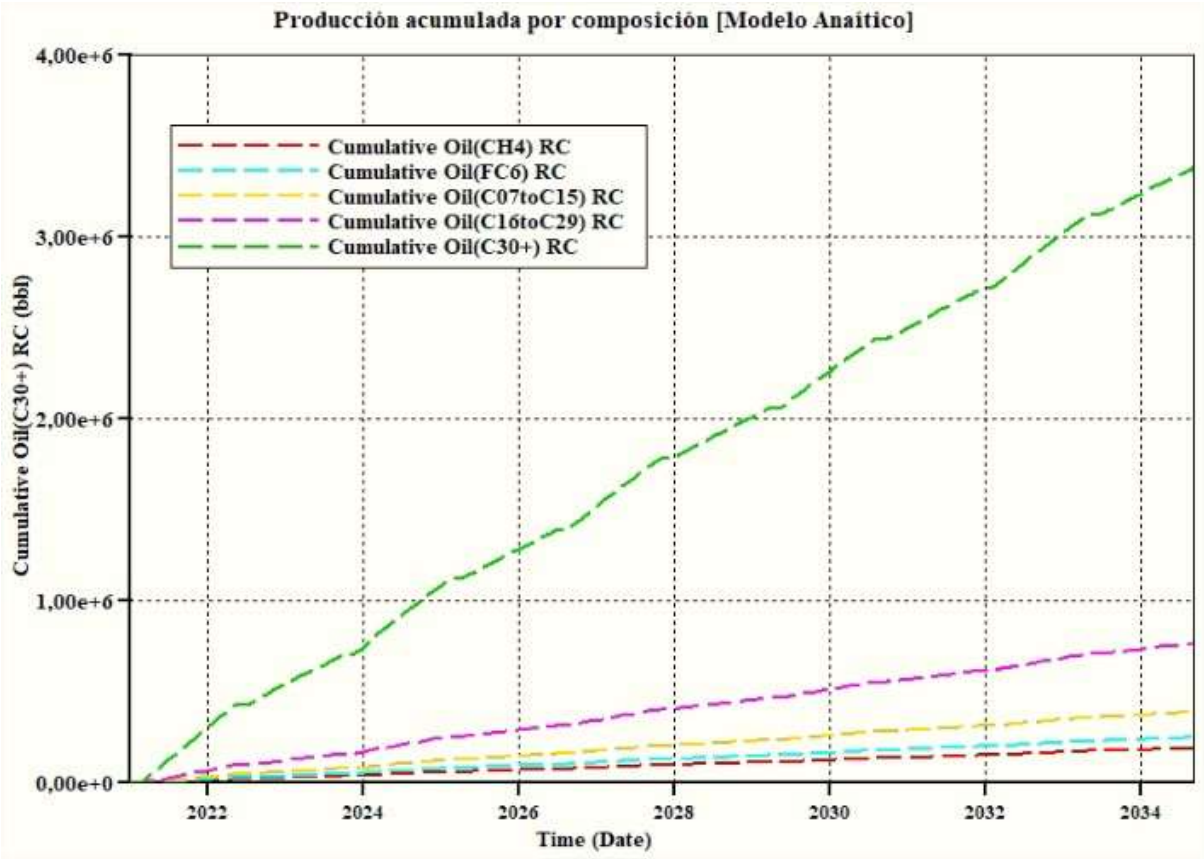


Figura 25. ***Producción acumulada por composición***
Elaborado por Carlos Asencio

CONCLUSIONES

Dados los parámetros de operación dispuestos en el Well Test, se realizó la simulación completa planificada, obteniendo resultados favorables en la aplicación de método de recuperación mejorada, inyección cíclica de vapor, con una tasa de producción promedio de; 1400 barriles de petróleo en el P.E. y 900 barriles de petróleo diario en la S.E. superando una simulación de producción en frio que tan solo rinde una tasa promedio de 450 barriles de petróleo.

La técnica de recuperación mejorada, inyección cíclica de vapor, supera la producción en frio el doble y el tripe de sus valores en cada etapa. Además, al aplicarse este método de recuperación mejorada de petróleo, observamos que el corte en el primer ciclo de cada etapa no supera el 5%, lo cual técnicamente es muy beneficioso, aunque este valor posteriormente aumentara a más del 60%.

Los 14 años de producción con este método de recuperación mejorada nos otorga un 48% de recobro del petróleo a diferencia de una recuperación primaria que nos da tan solo el 22%, cabe resaltar que al usar este método en el inicio de la explotación de este yacimiento aprovechamos al máximo la energía del gas disuelto que nos otorga al momento de poner en producción los pozos en el primer ciclo.

RECOMENDACIONES

Se recomienda variar la tolerancia de la simulación para obtener resultados con una mejor precisión en las aproximaciones, además de la libre comparación que pueda tener con otro método de recuperación mejorada.

En base al estudio, se recomienda ejecutar el S.E. con flujo natural y analizar los cambios que tendría esta decisión en su producción posterior a implementar la inyección cíclica de vapor u otro método de recuperación de petróleo, además de evaluar el desenvolvimiento pozo por pozo, e incluso aumentando más pozos de petróleo

BIBLIOGRAFIA

Arboleda, U. S. (5 de 08 de 2011). *PRIME BUSINESS SCHOOL UNIVERSIDAD SERGIO ARBOLEDA*. Obtenido de CRUDOS PESADOS: https://www.usergioarboleda.edu.co/escuela-de-negocios-prime/noticias/crudos-pesados/

Carl Curtis, R. K. (2002 - 2003). *YACIMIENTO DE CRUDO PESADO.* VENEZUELA: OILFIELD REVIEW.

CMG. (2020). *Introducción al Modelaje de Procesos RMH utilizando Métodos Térmicos – Tutorial.* Caracaz, Venezuela: CMG.

DOUGLAS ALVARADO, C. B. (2002). *RECUPERACION TERMICA DE VAPOR.* CARACAS.

(s.f.). *Evaluation of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Implemented in Bamboo Field.* هتالـــل الاس: هتالـــل الاس.

Gabriel, C. Q. (2018). *OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS, MEDIANTE SIMULACIÓN DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR E INYECCIÓN DE CO2, UTILIZANDO UN SOFTWARE DE INGENIERÍA.* La Libertad - Ecuador: Repositorio UPSE.

Gaspar, A., Santos, A., Avansi, G., Hohendorff Filho, J. C., & Schiozer, D. (April 2015). UNISIM-I-D: Benchmark Studies of Oil Field Development Strategy Selection. *International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry, 9*, pp. 47-55.

Hilal Mamoun Khalid Ali, M. A. (2015). *Optimization of cyclic steam stimulation (CSS) using (CMG) software to increase the recovery factor.* Khartoum: University of Khartoum.

Ramos Guerra, D. A. (2003). *ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS QUE AFECTAN EL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES CONSIDERANDO UN CICLO DE INYECCIÒN.* CARACAS: UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA.

Torres Zambrano, C. V. (2018). *Estudio comparativo de los métodos de recuperación mejorada SAGD y VAPEX en el Campo Pungarayacu mediante software de ingeniería.* La Libertad, Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.