



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

TEMA:

**“SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR
Y AIRE EN POZOS PETROLEROS CON CRUDO PESADO DE LA
SECCIÓN SUR DEL CAMPO LIBERTADOR”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

ARELYS ELIZABETH POZO BORBOR
EVELYN DANIELA YAGUAL ROCA

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE
VAPOR Y AIRE EN POZOS PETROLEROS CON CRUDO PESADO
DE LA SECCIÓN SUR DEL CAMPO LIBERTADOR**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

**ARELYS ELIZABETH POZO BORBOR
EVELYN DANIELA YAGUAL ROCA**

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. MARLLELIS GUTIERREZ, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA

Ing. FIDEL CHUCHUCA, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. CARLOS PORTILLA, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA

Ing. CARLOS MALAVÉ, MSc.
DOCENTE GUÍA DE LA UIC



Ing. DAVID VEGA GONZÁLEZ
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Este logro, es una expresión de la profunda influencia que tanto Dios como nuestras familias han tenido en nuestras vidas. Sirve como testimonio de su apoyo constante y su afecto incondicional que han allanado el sendero hacia este logro académico.

Dedicamos este trabajo a todas las personas que se comprometen en procesos de estudios académicos y se esfuerzan por alcanzar objetivos profesionales.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR Y AIRE EN POZOS PETROLEROS CON CRUDO PESADO DE LA SECCIÓN SUR DEL CAMPO LIBERTADOR**, elaborado por las estudiantes **ARELYS ELIZABETH POZO BORBOR** y **EVELYN DANIELA YAGUAL ROCA**, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un **4%** de la valoración permitida.



Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc.

C.I.: 0704789502

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotras, **Arelys Elizabeth Pozo Borbor** y **Evelyn Daniela Yagual Roca**, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “**SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR Y AIRE EN POZOS PETROLEROS CON CRUDO PESADO DE LA SECCIÓN SUR DEL CAMPO LIBERTADOR**”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración **cedemos** los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



Arelys Elizabeth Pozo Borbor

Autor de Tesis

C.I. 2400354136



Evelyn Daniela Yagual Roca

Autor de Tesis

C.I. 2450365925

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR Y AIRE EN POZOS PETROLEROS CON CRUDO PESADO DE LA SECCIÓN SUR DEL CAMPO LIBERTADOR** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por los señores: **Arelys Elizabeth Pozo Borbor** y **Evelyn Daniela Yagual Roca**, egresadas de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc.

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMÁTICA

La Libertad, diciembre 20 del 2023.

Lic. ALEXI JAVIER HERRERA REYES

Magíster En Diseño Y Evaluación

De Modelos Educativos

Certifica:

Que después de revisar el contenido del trabajo de integración curricular en opción al título de **INGENIERO EN PETRÓLEO** de: **POZO BORBOR ARELYS ELIZABETH & YAGUAL ROCA EVELYN DANIELA**, cuyo tema es: **“SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR Y AIRE EN POZOS PETROLEROS CON CRUDO PESADO DE LA SECCIÓN SUR DEL CAMPO LIBERTADOR”**, me permito declarar que el trabajo investigativo se encuentra idóneo y puede ser expuesto ante el jurado respectivo para la defensa del tema en mención.

Es todo cuanto puedo manifestar en honor a la verdad.



Docente de Español A: Literatura
C.I. 0924489255
Reg. Senescyt: 1050-14-86052904
Teléfono: 0962989420
e-mail: alexiherrerareyes@hotmail.com

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento especial y profundo a Dios por la oportunidad que nos brinda para llevar a cabo este trabajo académico.

A nuestros padres, por la contribución moral y económica fundamentales para nuestro éxito.

A nuestros compañeros de aula, por la amistad y el trabajo en equipo que en ocasiones resaltaron el aprendizaje en nuestro vivir académico.

También queremos manifestar nuestro agradecimiento a nuestros docentes y UPSE, cuyas enseñanzas, orientación y supervisión han contribuido significativamente a nuestro crecimiento tanto personal como profesional.

CONTENIDO

	Pág.
DEDICATORIA.....	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO DE GRAMÁTICA.....	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xvii
GLOSARIO DE TÉRMINOS	xviii
RESUMEN	xix
ABSTRACT	xx
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTEDECENTES	1
1.3 HIPÓTESIS	3

1.4 OBJETIVOS	3
1.4.1 Objetivo General.....	3
1.4.2 Objetivos Específicos.	3
1.5 ALCANCE	4
1.6 VARIABLES.....	4
1.6.1 Variables Dependientes.	4
1.6.2 Variables Independientes.....	4
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO LIBERTADOR.....	5
2.2 CARACTERÍSTICAS DEL PETRÓLEO	6
2.3 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO	7
2.3.1 Porosidad.	7
2.3.2 Permeabilidad.	7
2.3.3 Conductividad térmica.....	8
2.4 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN DEL PETRÓLEO	8
2.4.1 Primaria.	8
2.4.2 Secundaria.	9
2.4.3 Terciaria o EOR (Inyección Térmica).....	10
2.5 SIMULACIÓN DE RESERVORIOS	11
2.5.1 Simulación de reservorios con inyección continua de vapor.	11
2.5.2 Simulación de reservorios con inyección continua de aire.....	14
2.5.3 Arreglos de pozos para simulación de reservorios.	15

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....	17
3.1 DISEÑO	17
3.1.1 Tipo de investigación.	18
3.1.2 Enfoque de la investigación.....	18
3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA	19
3.2.1 Población.	19
3.2.2 Muestra.	19
3.3 PROCEDIMIENTO	19
3.4 SIMULACIÓN DE LA ARENA BASAL TENA DE LA SECCIÓN SUR DEL CAMPO LIBERTADOR.....	20
3.4.1 Modelo PVT del crudo pesado.	20
3.4.2 Modelo estático y dinámico de la arena Basal Tena.	26
3.4.3 Definición de los métodos de inyección térmica.....	38
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	41
4.1 ARREGLO DE 5 INVERTIDO	41
4.2 ARREGLO DE 7 INVERTIDO	47
4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	52
4.3.1 Situación actual.	56
4.3.2 Situación crítica.	58
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	61
5.1 CONCLUSIONES.....	61
5.2 RECOMENDACIONES	63

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64
ANEXOS	68
ANEXO A	69

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del campo Libertador	5
Figura 2. Esquema de la inyección de agua.....	9
Figura 3. Esquema de la Estimulación Cíclica con vapor	10
Figura 4. Esquema de Inyección con vapor.....	11
Figura 5. Esquema de Inyección continua de vapor.....	12
Figura 6. Esquema de arreglos de inyección	15
Figura 7. Fracciones ligeras del crudo pesado.....	21
Figura 8. Composición ligera y pesada de la mezcla del crudo de 12 API.	21
Figura 9. Ajuste para el cálculo de la presión de saturación de los hidrocarburos del crudo pesado.	22
Figura 10. Agrupación de siete componentes del crudo pesado.....	23
Figura 11. Ajuste para el crudo de 12 API.	24
Figura 12. Ajuste de la viscosidad del crudo pesado.....	25
Figura 13. Generación del PVT para el simulador STARS.....	26
Figura 14. Ventana de selección del simulador	26
Figura 15. Ventana de creación del mallado	27
Figura 16. Ventana de ingreso de las propiedades petrofísicas del reservorio,.....	28

Figura 17. Ventana de propiedades térmicas del reservorio,.....	29
Figura 18. Ventana de carga del archivo “.str” generado en Winprop	29
Figura 19. Ingreso de las fracciones molares de los componentes del fluido presente en el reservorio	30
Figura 20. Ventana de ingreso de la tabla de permeabilidades relativas de del sistema agua-petróleo	32
Figura 21. Ventana de ingreso de la tabla de permeabilidades relativas de del sistema gas-líquido.....	32
Figura 22. Ventana de ingreso de las condiciones iniciales del reservorio	33
Figura 23. Ventana de controles numéricos,	33
Figura 24. Ventana de creación de los pozos	34
Figura 25. Ventana de selección de fechas de la simulación.....	36
Figura 26. Malla del yacimiento con los 12 pozos productores y 6 inyectores,.....	36
Figura 27. Malla del yacimiento con los 20 pozos productores y 5 inyectores.....	38
Figura 28. Propiedades del fluido para la inyección continua de vapor.....	39
Figura 29. Propiedades del fluido para la inyección continua de aire,.....	39
Figura 30. Factor de recobro según los métodos de recuperación en un arreglo de 5 pozos invertido.....	41
Figura 31. Producción anual de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de vapor en un arreglo de 5 pozos invertido.....	42
Figura 32. Producción anual de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de aire en un arreglo de 5 pozos invertido.....	43
Figura 33. Saturaciones de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de vapor en un arreglo de 5 pozos invertido.	44

Figura 34. Saturaciones de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de aire en un arreglo de 5 pozos invertido.....	45
Figura 35. Presión promedio del yacimiento mediante la aplicación de métodos de recuperación en un arreglo de 5 pozos invertido.....	46
Figura 36. Factor de recobro según los métodos de recuperación en un arreglo de 7 pozos invertido.....	47
Figura 37. Producción anual de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de vapor en un arreglo de 7 pozos invertido.....	48
Figura 38. Producción anual de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de aire en un arreglo de 7 pozos invertido.....	49
Figura 39. Saturaciones de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de vapor en un arreglo de 7 pozos invertido	50
Figura 40. Saturaciones de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de aire en un arreglo de 7 pozos invertido.....	51
Figura 41. Presión promedio del yacimiento mediante la aplicación de métodos de recuperación en un arreglo de 7 pozos invertido.....	52
Figura 42. Flujo de efectivo para arreglo de 5 invertido con \$87 de precio del barril de petróleo.....	56
Figura 43. Flujo de efectivo para arreglo de 7 invertido con \$87 de precio del barril de petróleo.....	57
Figura 44. Flujo de efectivo para arreglo de 5 invertido con \$51 de precio del barril de petróleo.....	58
Figura 45. Flujo de efectivo para arreglo de 7 invertido con \$51 de precio del barril de petróleo.....	59

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros PVT de fluidos del campo Libertador	6
Tabla 2. Propiedades importantes de roca y fluidos para simulación base de reservorios,	12
Tabla 3. Patrones de inyección,	16
Tabla 4. Propiedades térmicas del reservorio	28
Tabla 5. Permeabilidades relativas del sistema agua-petróleo	30
Tabla 6. Permeabilidades relativas del sistema gas-líquido	31
Tabla 7. Ubicación de los pozos productores para arreglo de 5 invertido.....	35
Tabla 8. Ubicación de los pozos productores para arreglo de 7 invertido.....	37
Tabla 9. Condiciones operativas de los pozos inyectoros.	38
Tabla 10. Indicadores económicos para proyectos de inyección de vapor y aire.....	55
Tabla 11. Análisis económico de la situación actual para arreglo de 5 invertido.	69
Tabla 12. Análisis económico de la situación crítica para arreglo de 5 invertido.....	71
Tabla 13. Análisis económico de la situación actual para arreglo de 7 invertido.	73
Tabla 14. Análisis económico de la situación crítica para arreglo de 7 invertido.....	75

GLOSARIO DE TÉRMINOS

API: American Petroleum Institute.

BLS: Barril de petróleo.

Bo: Factor volumétrico.

B/C: Beneficio/Costo.

CAPEX: Gastos de capital.

CEPE: Corporación Estatal Petrolera del Ecuador.

CMG: Abreviatura de grupo de modelado por computadora.

GOR: Relación gas/petróleo.

Huff fan Puff: Inyección cíclica de vapor.

OVERBUR: Capacidad calorífica volumétrica sobrecarga.

OPEX: Gastos Operativos.

Pi: Presión inicial.

PVT: Presión, Volumen y Temperatura.

ROCKCP: Capacidad calorífica de la roca.

STARS: Simulador de modelos avanzados de procesos de recuperación de petróleo.

THCONG: Conductividad térmica de la fase gas.

THCONO: Conductividad térmica de la fase petróleo.

THCONR: Conductividad térmica de la roca.

THCONW: Conductividad térmica de la fase agua.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

Tr: Temperatura del reservorio.

UNDERBUR: Capacidad calorífica volumétrica bajo carga.

VAN: Valor Actual Neto.

γ gas: Compresibilidad del gas.

“SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR Y AIRE EN POZOS PETROLEROS CON CRUDO PESADO DE LA SECCIÓN SUR DEL CAMPO LIBERTADOR”

Autor (es): Pozo Borbor Arelys
Yagual Roca Evelyn

Tutor: Chuchuca Aguilar Fidel

RESUMEN

La implementación de métodos térmicos de recobro mejorado es una opción factible en campos de yacimientos que han agotado su energía. La inyección continua de vapor y aire permiten aumentar la tasa de producción en reservorios. Además, es importante el conocimiento de características geológicas de formaciones y propiedades de fluidos para mejorar la simulación. Este estudio predice el comportamiento de producción mediante simulación numérica de inyección continua de vapor y aire en la sección sur del campo Libertador para mejorar la movilidad del petróleo y facilitar su extracción. La metodología consiste en investigación bibliográfica; recopilación de datos petrofísicos, geológicos, cromatografía y PVT del campo; creación del modelo estático y dinámico; colocación de arreglos de pozos productores e inyectores de 5 y 7 invertidos; validación y simulación de inyección continua de vapor y aire en 40 años y determinar la viabilidad del proyecto. Este estudio obtuvo un factor de recobro superior en el arreglo de 7 pozos invertido, debido a que una mayor cantidad de pozos significa mayor área de drenaje, mejor manejo de presión en el yacimiento y cobertura de zonas no drenadas. Además, se concluye que la inyección de vapor es la opción más rentable en diversos escenarios.

PALABRAS CLAVE: inyección continua, simulación numérica, arreglos de 5/7 invertido, rentabilidad.

**“NUMERICAL SIMULATION OF STEAM AND AIR
CONTINUOUS INJECTION OF IN OIL WELLS WITH HEAVY
CRUDE OIL IN THE SOUTH SECTION OF THE LIBERTADOR
FIELD.”**

Autor (es): Pozo Borbor Arelys
Yagual Roca Evelyn

Tutor: Chuchuca Aguilar Fidel

ABSTRACT

Implementing enhanced thermal recovery methods is a feasible option in energy-depleted reservoir fields. The continuous injection of steam and air increases the production rate in reservoirs. In addition, knowledge of geological characteristics of formations and fluid properties is important to improve the simulation. This study predicts production behaviour through numerical simulation of continuous steam and air injection in the Libertador field's southern section to improve oil mobility and facilitate its extraction. The methodology consists of bibliographic research; collection of field petrophysical, geological, chromatography and PVT data; creation of the static and dynamic model; placement of arrays of 5 and 7 inverted producing wells and injectors; validation and simulation of continuous steam and air injection in 40 years and determine the viability of the project. This study obtained a higher recovery factor in the inverted 7-well arrangement because a greater number of wells means greater drainage area, better reservoir pressure management, and coverage of undrained zones. Furthermore, it is concluded that steam injection is the most profitable option in various scenarios.

KEYWORDS: continuous injection, numerical simulation, inverted 5/7 arrangements, profitability.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

De acuerdo con Cisneros (2020) menciona que en la sección sur del campo Libertador correspondiente a la arena Basal Tena contiene hidrocarburo pesado de 12 API que no se ha podido explotar por métodos convencionales. De este modo, la extracción del crudo pesado desde el reservorio implica una serie de desafíos y obstáculos que deben ser abordados para maximizar la producción y minimizar los costos asociados. Algunos de los problemas claves incluyen:

La alta viscosidad del crudo: El crudo pesado presenta una alta viscosidad, lo que dificulta su flujo y reduce la eficiencia de la extracción. La viscosidad del crudo puede variar significativamente según las condiciones geológicas y la composición del yacimiento, lo que requiere enfoques específicos para su manejo.

Técnicas de recuperación: Las técnicas convencionales de recuperación de petróleo, como la extracción primaria y secundaria, pueden resultar inadecuadas para el crudo pesado debido a su viscosidad. Esto limita la eficiencia de la extracción y deja una cantidad significativa de petróleo sin recuperar en el reservorio.

1.2 ANTEDECENTES

Montes (2016) realizó una simulación numérica de yacimientos referente a la inyección continua de vapor y calentamiento eléctrico mediante el simulador STARS. Además, utilizó ecuaciones para obtener la conductividad eléctrica del agua en función de la temperatura. Los resultados de este estudio presentan la efectividad de la incorporación de pozos productores horizontales en el incremento de la producción acumulada de petróleo. En el caso de los pozos verticales la producción aumentó en un 1,8%, mientras que en pozos horizontales la producción aumentó en 2,5%.

León et al. (2015) diseñaron una simulación numérica que argumenta la viabilidad técnica de proyectos de inyección de vapor en crudos medianos de un campo petrolero colombiano. Para aquello utilizaron cuatro modelos estratificados con diferentes tamaños de patrón, que representan las propiedades petrofísicas del campo. Seleccionaron el mejor escenario de explotación, es decir, analizaron la variabilidad de la tasa de inyección-espaciamiento, comportamiento del factor de recobro, relación vapor-crudo, el tiempo de ruptura e indicadores financieros (e.g., Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno). Este estudio concluye que el mejor escenario se presenta cuando el espaciamiento es de 2,5 acres y la tasa de inyección de 500 bbls/día.

En otro estudio, optimizaron la producción en yacimientos heterogéneos de areniscas mediante la evaluación de diversos escenarios de inyección de vapor en pozos productores de crudo viscoso. Utilizaron simulaciones numéricas de yacimientos en un modelo geológico con características típicas de crudo de siete pozos del Sureste de México. Los resultados de este estudio muestran que el ambiente depositacional del yacimiento genera la falta de conectividad entre arenas, impactando negativamente la inyección de vapor. Además, concluyen que la inyección continua de vapor en pozos horizontales es mejor que la inyección en pozos verticales (Roa et al., 2018).

Benavides & Pinilla (2017) realizaron dos modelos analíticos para inyección cíclica y continua de vapor, los mismos que estimaron la producción de petróleo mediante un simulador numérico (software CMG) en pozos colombianos. Este estudio alcanzó un factor de recobro del 53%, siendo la relación de espesores, la propiedad que más incide en la inyección continua de vapor. También, es necesario el ajuste de la presión del yacimiento, debido a que es la propiedad que mayor influencia posee en el petróleo recuperado.

Anbari et al. (2023) analizaron datos dinámicos de pozos petroleros horizontales con presencia de agua de fondo, mediante el análisis de la disposición del pozo de conducción de línea. Estimaron las tasas diarias y acumulativas de producción de petróleo mediante el historial de tasas de inyección de aire. Este estudio demostró que la inyección de aire provocó una reducción en el uso de oxígeno para todo el proceso. Además, identificaron una relación inversamente proporcional entre la concentración de coque y el perfil de oxígeno alrededor del pozo horizontal. Concluyeron que el uso del oxígeno mejoró en un

13%, obteniendo una producción acumulada de petróleo en un 73% mayor comparada con modelos anteriores.

Khakimova et al. (2020) construyeron modelos numéricos a escala de laboratorio para proporcionar un modelo cinético de inyección de aire a alta presión en un campo petrolero de Rusia. Analizaron experimentos de oxidación con temperaturas a alta presión y tubos de combustión a media presión, para determinar la cinética de la reacción, la temperatura, la absorción de oxígeno, generación de CO₂ y la cantidad de petróleo quemado y recuperado. Las simulaciones numéricas obtuvieron una correlación satisfactoria con factor de recobro de 0,89, velocidad de frente de oxidación de 18,1 cm/h y caudal de aire óptimo de 220 st.m³/m³.

1.3 HIPÓTESIS

¿La inyección continua de vapor y aire permite la extracción de crudo pesado de la sección sur del campo Libertador, considerando el factor económico?

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

- Predecir el comportamiento de la producción mediante la simulación numérica de inyección continua de vapor y aire en la sección sur del campo Libertador para mejorar la movilidad del petróleo y facilitar su extracción.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Identificar las características geológicas y composicionales de los reservorios de crudo pesado.
- Evaluar el impacto de diferentes configuraciones en pozos de inyección y producción en la eficiencia de la recuperación.
- Determinar la factibilidad económica de los métodos aplicados mediante el VAN y TIR.

1.5 ALCANCE

El alcance de esta investigación es realizar la simulación numérica y la evaluación de la factibilidad económica de los métodos de inyección continua de vapor y aire. No se considerará la implementación práctica de los métodos ni la realización de pruebas de campo. Los resultados obtenidos servirán como base para futuros estudios y decisiones relacionadas con la extracción de crudo pesado en la sección sur del campo Libertador.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes.

- Eficiencia de la inyección continua de vapor y aire.
- Cantidad de vapor y aire inyectados en los pozos petroleros.

1.6.2 Variables Independientes.

- Configuración de los pozos inyectores y productores en el campo Libertador.
- Propiedades físicas y químicas del crudo pesado.
- Características del yacimiento petrolífero (porosidad, permeabilidad, entre otros.)
- Parámetros de operación (presión y temperatura de inyección).

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO LIBERTADOR

En los años 80, la compañía CEPE (Corporación Estatal Petrolera del Ecuador) actual Petroproducción descubrió el campo Libertador y realizó la perforación de tres campos petroleros: Secoya, Shuara, Shushuqui, junto con los pozos Secoya 1, Shuara 1 y Shushuqui 1 (Pinos, 2010; Sánchez & Donoso, 2013a).

Con una extensión de 10.118 hectáreas el campo Libertador se encuentra ubicado al Nororiente del Ecuador, provincia de Sucumbíos en el bloque 57, a 250 Km de Quito y 25 Km al sur de la frontera con Colombia. Sus coordenadas geográficas de latitud desde 00°04” Sur hasta 00°06” Norte y longitud desde 76°33’00” hasta 76°36’40” Oeste (Figura 1) (Brasales, 2015; Sánchez & Donoso, 2013a).

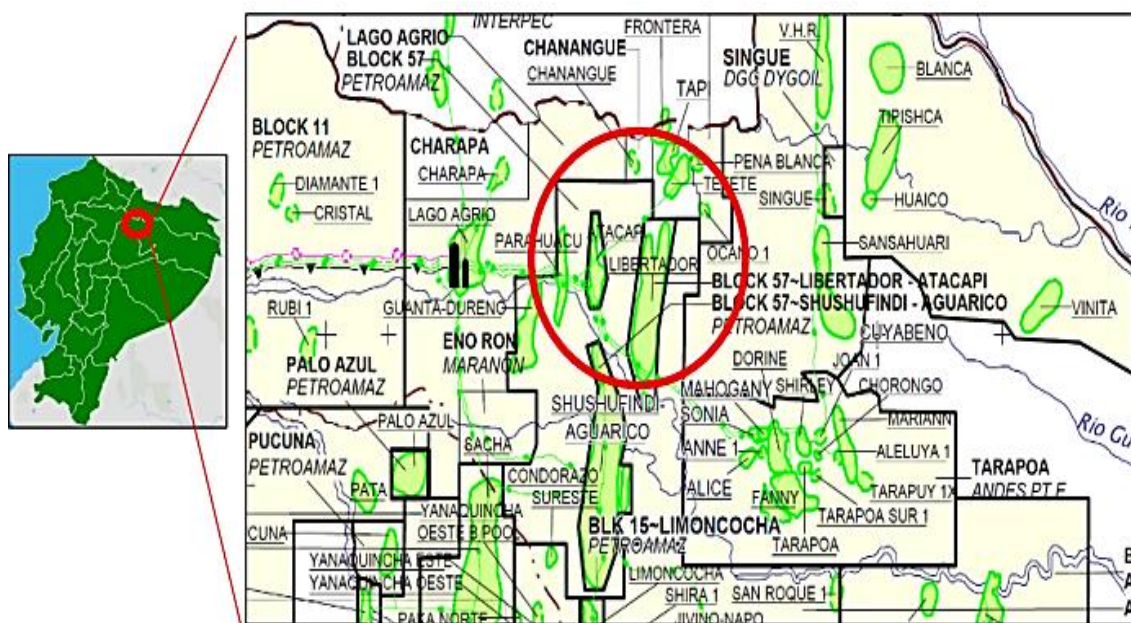


Figura 1. Ubicación geográfica del campo Libertador, (PetroAmazonas EP, 2019).

El campo Libertador está considerado uno de los mejores campos productores del Ecuador, siendo así la arenisca Basal Tena, U Superior e Inferior, T Superior y T Inferior, sus principales zonas productoras. En la actualidad este campo está formado por 8 estaciones, Frontera, Arazá, Tapi, Tetete, Shushuqui, Shuara, Pichincha, Secoya y Atacapi, estas últimas a cargo del consorcio Pardaliservices (Pucha & Sánchez, 2020).

2.2 CARACTERÍSTICAS DEL PETRÓLEO

El petróleo del campo Libertador tiene un factor volumétrico de 1.085 a 1.366 PCS/BLS, los fluidos PVT del campo en sus reservorios varían en temperatura desde 195 a 222°F y en su presión inicial de 3.000 a 4.150 psi, siendo esto un buen indicador (Chancay & Rumipamba, 2007).

El crudo se caracteriza por su poco porcentaje en azufre, el reservorio “U” tiene un rango de contenido de azufre de 0,49 a 0,97 y el reservorio “T” de 0,82 a 0,88, en su relación pristano/fitano el reservorio “U” tiene una relación de 0,95 a 1,24 y el “T” de 0,82 a 1,05 (Pérez, 2016).

La producción del campo Libertador es originaria de los campos, “U”, “T” y Basal Tena, la tasa de calidad del crudo en el área es de 30° API (Cáceres & Puruncajas, 2012; Pinos, 2010).

El crudo del reservorio “U” del campo Libertador tiene la viscosidad en el punto de burbuja (cp) de 1.253 y el reservorio de “T” de 1.520 respectivamente, el gas en estos reservorios posee gravedad específica de 0,992 a 1,54 (aire=1) (Pérez, 2016). La tabla 1 muestra los parámetros PVT de los fluidos de las arenas del campo Libertador.

Tabla 1. Parámetros PVT de fluidos del campo Libertador (Zapata & Pinto, 2019).

Yacimiento	Pi (Psi)	Tr (°F)	β_o (BY/BF)	GOR (Scf/bbl)	API (°)	y gas (Aire=1)
Basal Tena	3.100	205	1.170	70	20	1.350
U Superior	3.800	232	1.263	270	27	1.420

Tabla 1. (Continuación).

Yacimiento	Pi (Psi)	Tr (°F)	β_o (BY/BF)	GOR (Scf/bbl)	API (°)	y gas (Aire=1)
U Inferior	3.800	217	1.224	284	27,8	1.220
T	3.900	216	1.266	383	29,9	1.620

Nota: Pi: presión inicial, Tr: temperatura del reservorio, β_o : factor volumétrico, GOR: relación gas-petróleo.

2.3 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO

2.3.1 Porosidad.

La porosidad es una propiedad importante en el estudio de yacimientos, debido a que representa la capacidad que posee la roca para almacenar un fluido (Sánchez & Donoso, 2013b).

La porosidad promedio de la arena Basal Tena, en este campo petrolero es de 15,7%. Sin embargo, en las arenas U Superior, U Inferior, T Superior y T inferior la porosidad promedio alcanza un rango de 12 a 17,6% (Cáceres & Puruncajas, 2012).

2.3.2 Permeabilidad.

La permeabilidad es una característica crucial que representa la capacidad de la roca para dar paso al fluido sometido a un determinado diferencial de presión (Jiménez & Paucar, 2011).

En el campo petrolero Libertador, la arenisca Basal Tena se caracteriza por sus arenas cuarzosas redondeadas de grano medio a grueso con una permeabilidad promedio de 600 a 1000 md (Cáceres & Puruncajas, 2012). En la arena U Superior la permeabilidad promedio se encuentra en un rango de 150 a 200 md. En la arena U Inferior la permeabilidad promedio tiene un rango de 50 a 1.500 md. Mientras que en la arena T el rango de permeabilidad promedio es de 100 a 2.500 md.

2.3.3 Conductividad térmica.

La conductividad térmica determina donde y cuanto calor fluye debido a las diferencias de temperaturas del yacimiento (Evgeny, 2013). La conductividad térmica en rocas porosas disminuye con temperatura y aumenta con saturación de agua y presión (Carrión & Medina, 2016). Las formaciones del campo petrolero Libertador poseen conductividad térmica alrededor de 0,322 a 0,983 BTU/h-pie-°F (Maiquiza, 2008). Además, en rocas saturadas de agua alcanzan conductividad térmica de 0,975 a 2.050 BTU/h-pie-°F.

2.4 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN DEL PETRÓLEO

La producción del petróleo posee tres etapas diferentes: i) primaria, producción a partir de la energía del yacimiento natural, ii) secundaria, suministro de energía externa al yacimiento para el aumento de su presión, y iii) terciaria, métodos mejorados de recuperación de petróleo que aumentan la movilidad del yacimiento para el aumento de la producción (Green & Paul Willhite, 2018).

2.4.1 Primaria.

La recuperación primaria es el resultado del uso de la energía natural que está presente en un yacimiento, la misma que permite el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores (Green & Paul Willhite, 2018). Muchas de las fuentes de energía naturales son el impulso de gas, agua natural, fluido, expansión de la roca y drenaje por gravedad.

Además, la presión del yacimiento es más elevada que la presión del fondo del pozo. Esta presión diferencial empuja los hidrocarburos hacia el pozo y superficie. Por lo tanto, a medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción, la presión diferencial también disminuye. Así mismo, para incrementar la presión diferencial para el aumento de producción de hidrocarburos se implementan sistemas de levantamiento artificial (Schlumberger, 2023).

2.4.2 Secundaria.

- *Inyección de agua.*

El método de inyección de agua se aplicó por primera vez con la finalidad de mantener la presión después del agotamiento primario y desplazar el petróleo aprovechando la fuerza de la viscosidad de los fluidos (Figura 2) (Katende & Sagala, 2019).

Es un método simple de menor costo. Uno de los principales problemas de la inyección se determina cuando el petróleo posee una viscosidad más alta que el agua y puede provocar un desplazamiento inestable. Para solucionar este inconveniente se aumenta la viscosidad del agua mediante un polímero o agente químico que mejore el barrido durante el proceso (Cheraghian & Hendraningrat, 2016).

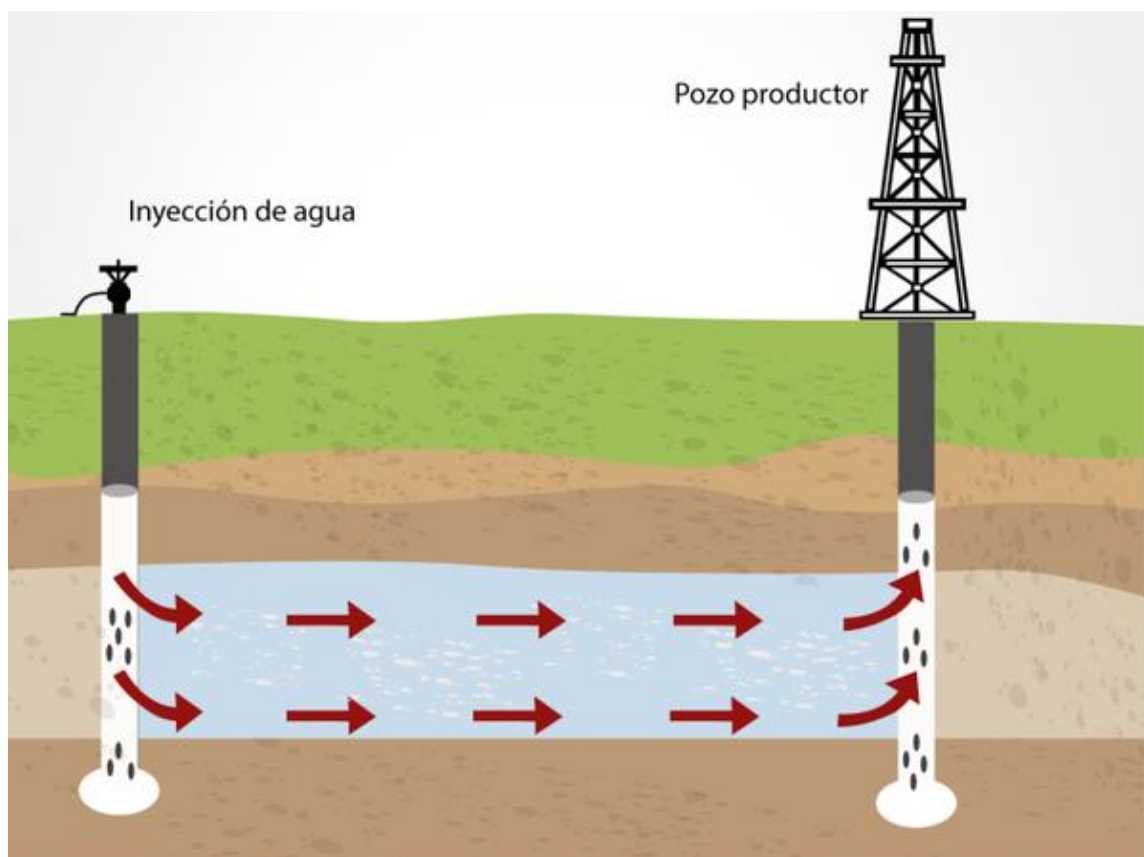


Figura 2. Esquema de la inyección de agua, (Geolis, 2023).

2.4.3 Terciaria o EOR (Inyección Térmica).

- *Estimulación cíclica de vapor.*

La estimulación cíclica de vapor (Huff and Puff), es un proceso que conlleva tres pasos fundamentales: i) inyección de vapor a alta presión durante varias semanas, ii) remojo, permite que el vapor inyectado se difunda lo suficiente a través del yacimiento, el vapor y el agua caliente, calientan el petróleo viscoso aumentando su movilidad y iii) utiliza el mismo pozo de producción para la extracción de aceites móviles (Guo et al., 2016).

La figura 3 muestra el diagrama de estimulación cíclica de vapor, donde la tasa de producción se mantiene en un nivel alto en un corto periodo de tiempo antes de la declinación del petróleo. Este proceso se reinicia hasta que se alcance un factor de recuperación deseable.

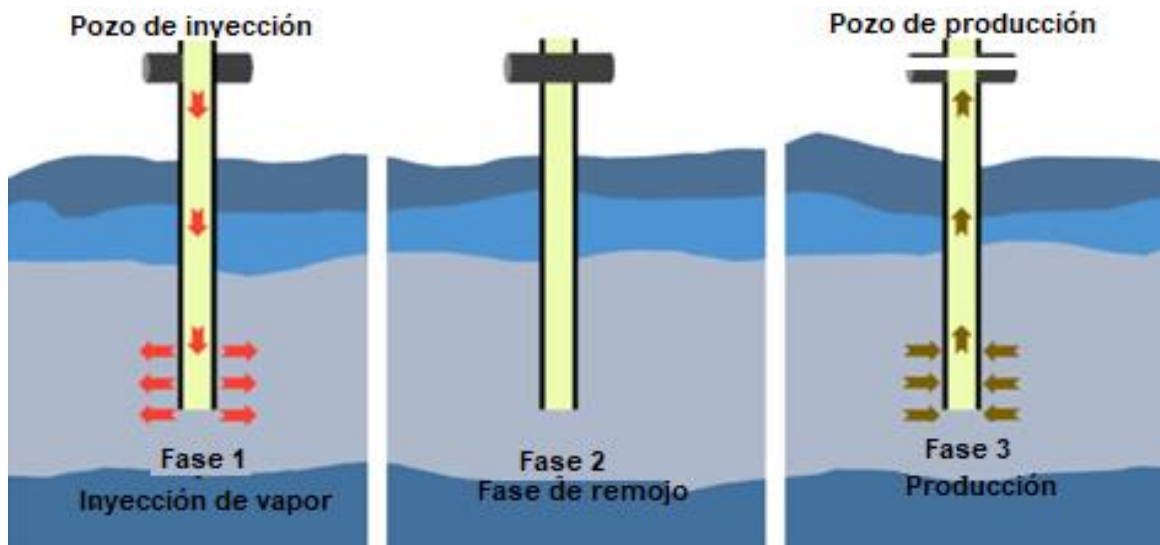


Figura 3. Esquema de la Estimulación Cíclica con vapor, (Guo et al., 2016).

- *Inyección de vapor.*

La inyección con vapor se utiliza como tecnología de recuperación para la extracción de petróleos más densos y espesos que los convencionales. Este método necesita de un suministro continuo de vapor mediante pozos de inyección verticales para calentar los fluidos pesados (Figura 4) (Zhao et al., 2014).

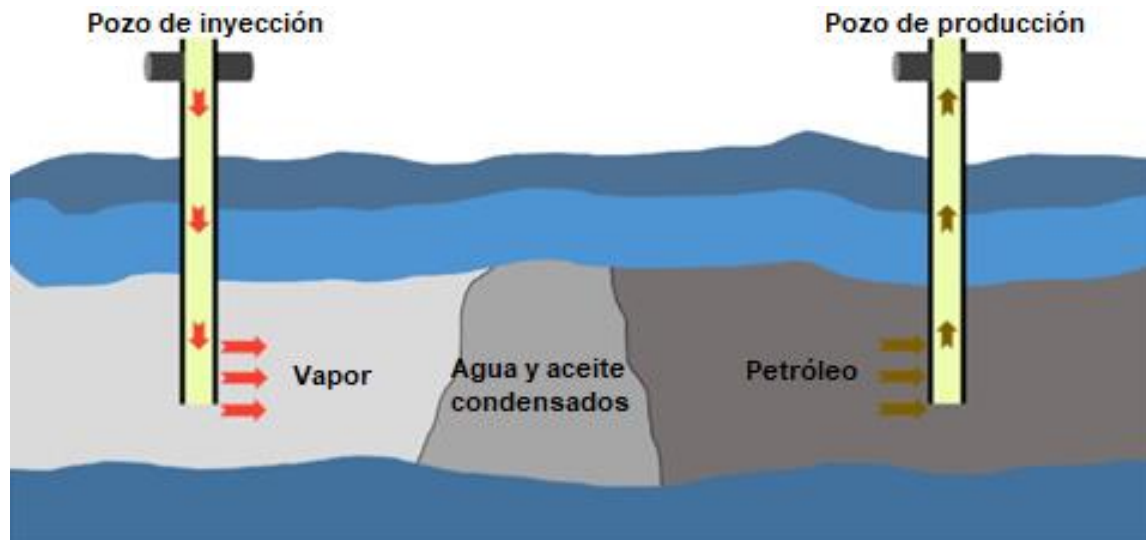


Figura 4. Esquema de Inyección con vapor, (Guo et al., 2016).

En este método, el aumento de la temperatura reduce la viscosidad y permite que el fluido se desplace fácilmente a los pozos de producción.

2.5 SIMULACIÓN DE RESERVORIOS

2.5.1 Simulación de reservorios con inyección continua de vapor.

- *Proceso de inyección continua de vapor.*

El proceso de inyección continua de vapor es una combinación de condiciones térmicas, disminución de la viscosidad del fluido y restablecimiento de la presión (Lizcano & Méndez, 2011). Este proceso de desplazamiento térmico inyecta vapor de agua de manera continua desde un pozo hacia pozos productores. Además, inyecta a la formación vapor que se generó en la superficie. En el interior de la formación, el vapor circula a través del espacio poroso y se vaporizan algunos hidrocarburos previos a la condensación. Posteriormente tanto el vapor y el crudo se condensan debido a las pérdidas de calor presentes en las formaciones vecinas. Adicionalmente, el agua condensada tiene la misma temperatura del vapor, lo que favorece el empuje del aceite mientras disminuye la temperatura del yacimiento. Dando origen a tres zonas principales en el área de incidencia del vapor: i) zona de vapor, ii) zona de agua caliente, y iii) zona de agua fría a temperatura del yacimiento (Figura 5) (Reina, 2017).

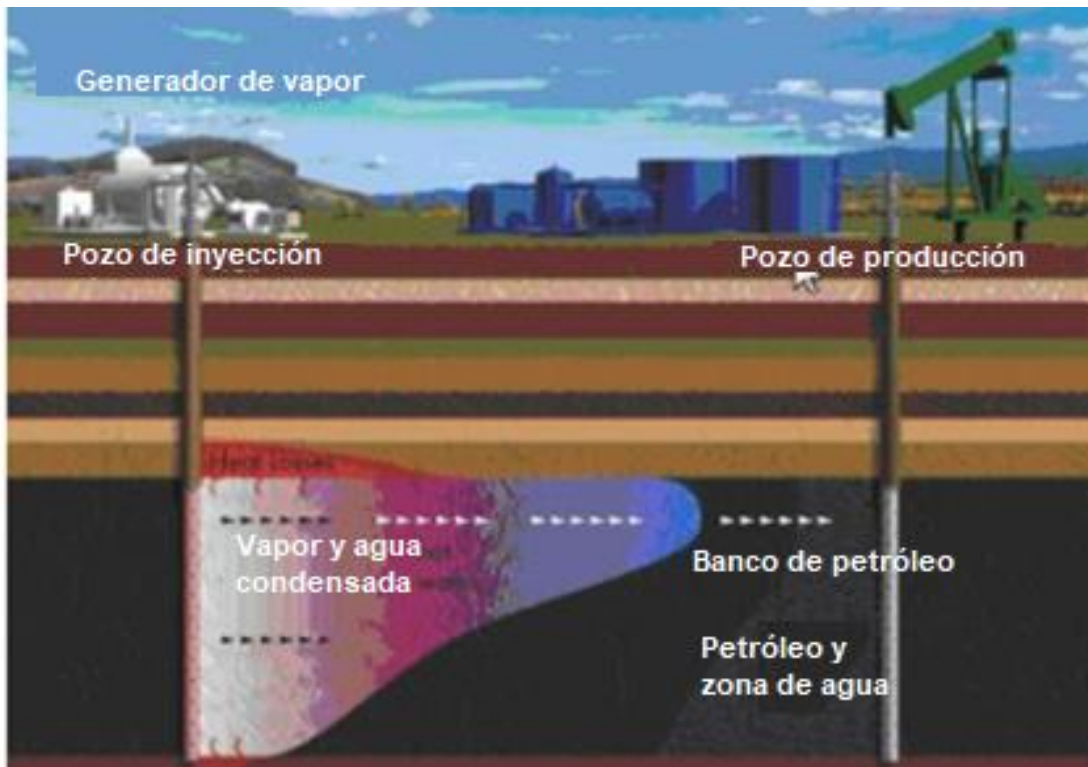


Figura 5. Esquema de Inyección continua de vapor, (Reina, 2017).

- **Modelo base de simulación.**

En un modelo base de simulación se desarrolla un análisis de sensibilidad con las propiedades del grid (e.d., número de celda, dimensiones, refinamiento y confinamiento). Además, se considera el tiempo de cómputo y exactitud de resultados (Pinilla et al., 2009).

La tabla 2 muestra las propiedades básicas de la roca y fluido utilizadas en la construcción del modelo base.

Tabla 2. Propiedades importantes de roca y fluidos para simulación base de reservorios, (Pinilla et al., 2009).

Sistema	Propiedad
Roca	<ul style="list-style-type: none"> • Permeabilidad horizontal. • Permeabilidad vertical. • Porosidad. • Compresibilidad de la formación. • Conductividad térmica. • Capacidad calorífica volumétrica.

Tabla 2. (Continuación).

Sistema	<ul style="list-style-type: none">• Propiedad
Fluido	<ul style="list-style-type: none">• Peso molecular.• Densidad del aceite.• Compresibilidad.• Coeficiente de expansión térmica.• Viscosidad inicial.• Gravedad API.

- ***Ventajas y desventajas.***

Según Esteban Gutiérrez-Vega et al. (2022) las ventajas y desventajas del método de inyección continua de vapor son:

Ventajas

- La inyección continua de vapor se la utiliza más en la producción de aceites viscosos que poseen baja gravedad API.
- Ocasiona menos daños en los pozos comparada con la combustión in situ.
- Aumento de eficiencia del desplazamiento debido al calor.
- Agua caliente utilizada para transportar calor con variaciones mínimas.

Desventajas

- Este método es sensible al agua dulce o áreas de alta presión, donde es imposible utilizar el vapor.
- No se puede utilizar en yacimientos profundos.
- Falla de cementación frecuente en operaciones térmicas.
- Inversión inicial alta en generadores de vapor.

2.5.2 Simulación de reservorios con inyección continua de aire.

- *Proceso de inyección continua de aire.*

El proceso de inyección continua de aire es una técnica que genera y acumula energía térmica in situ para recuperación del petróleo crudo del yacimiento (Huang & Sheng, 2018). Este método se aplica en reservorios de petróleo pesado y ligero. En los yacimientos de petróleo pesado, el aire se emplea como donante de oxígeno para la propagación de reacciones de combustión in situ, la misma que genera calor y disminuye la viscosidad del crudo. Mientras que, en los yacimientos de petróleo ligero, el oxígeno del aire se consume a través de oxidación espontánea a baja temperatura (Fan et al., 2015).

Según Jia & Sheng (2016), los principales mecanismos de recuperación del proceso de inyección de aire son los siguientes:

- Mejora la eficiencia del barrido debido a los gases de combustión.
- Rápida resaturación de los yacimientos.
- Extracción de componentes ligeros.
- Hinchamiento del petróleo por disolución de gases de combustión.
- Potencial de inyección miscible.
- Creación de microfracturas generadas térmicamente en el reservorio.
- Disminución de la viscosidad del petróleo por efectos térmicos.

- *Modelo base de simulación.*

El modelo de simulación de yacimientos con inyección continua de aire utiliza las propiedades de una grid, presión inicial del yacimiento, temperatura, profundidad superior del reservorio, permeabilidad, y porosidad. Además, utiliza propiedades de fluidos como viscosidad, gravedad API, presión, temperatura y composición (datos PVT) (Jia & Sheng, 2016).

2.5.3 Arreglos de pozos para simulación de reservorios.

Los arreglos de pozos o patrones determinan los procesos de desplazamiento en el yacimiento, permitiendo una configuración específica de pozos inyectores o productores que se repite en el campo petrolero (Figura 6) (Trujillo & Galindo, 2011).

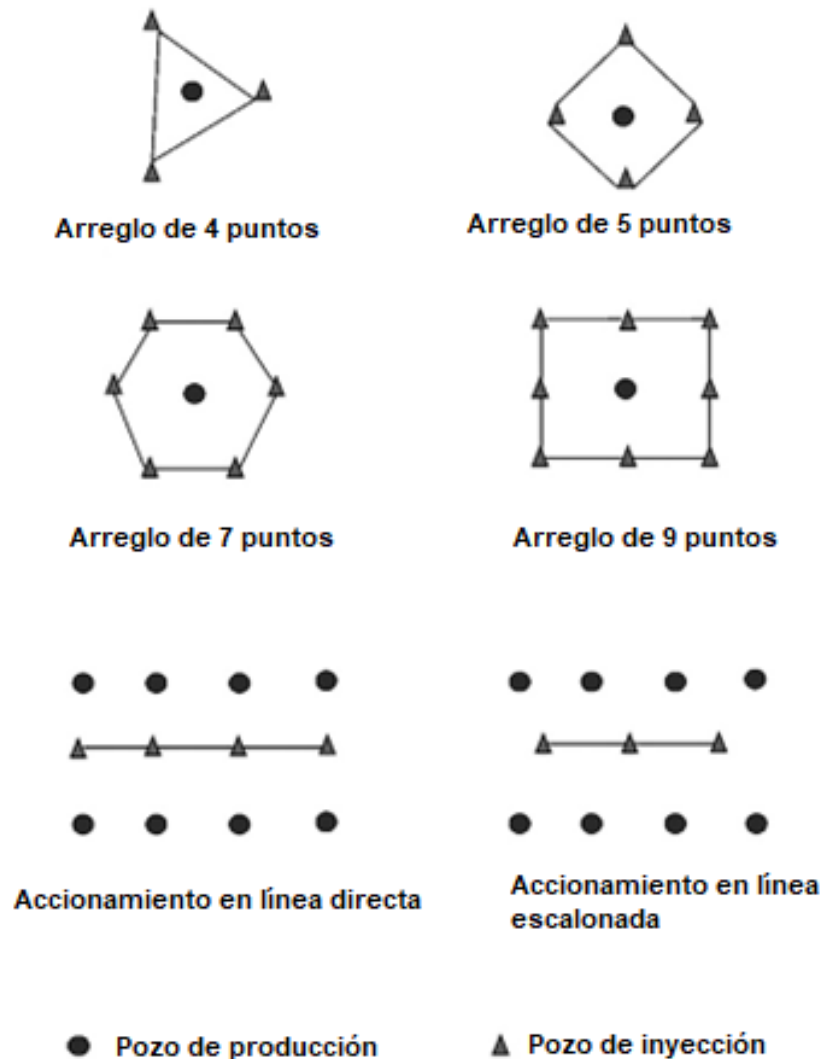


Figura 6. Esquema de arreglos de inyección, (Vishnyakov et al., 2020).

Los arreglos de 2 y 3 pozos son aislados para pruebas piloto. La tabla 3 presenta las características de arreglos de inyección, donde se puede apreciar que el arreglo normal de 4 pozos es similar al arreglo invertido de 7 pozos, con la diferencia de que el invertido solo posee un inyector por patrón.

Tabla 3. Patrones de inyección, (Trujillo & Galindo, 2011).

Patrón	Relación entre pozos (productor/inyector)	Patrón de perforación
4 pozos normales	2	Triángulo equilátero
4 pozos sesgados	2	Cuadrado
5 pozos normales	1	Cuadrado
7 pozos normales	1 / 2	Triángulo equilátero
7 pozos invertidos	2	Triángulo equilátero
9 pozos normales	1 / 3	Cuadrado
9 pozos invertidos	3	Cuadrado
Empuje de línea directa	1	Rectángulo
Empuje de línea alterna	1	Línea intermitente de pozos

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 DISEÑO

El diseño de investigación es un paso crítico en el proceso de investigación, debido a que establece la base para realizar un estudio riguroso y confiable generando conocimiento valioso y respuestas a las preguntas de investigación. Pérez et al. (2020) mencionaron que el diseño de investigación se refiere a la hoja de ruta de un estudio, experimental o no experimental con una estructura sistemática y rigurosa para dar solución a la problemática y generar un conocimiento significativo. En este sentido, el diseño del presente caso de estudio conlleva los siguientes aspectos:

- *Diseño experimental*

- ✚ Con el propósito de conocer las preguntas de la investigación.
- ✚ Validación o rechazo de hipótesis.

- *Experimental puro*

- ✚ Alteración deliberada de la variable independiente, en este caso la configuración de los arreglos de pozos inyectoros y productores en el campo Libertador.
- ✚ Evaluación de las variables dependientes, en este caso la eficiencia de la inyección continua de vapor y aire, la cantidad de vapor y aire inyectados en los pozos petroleros.
- ✚ Dos o más conjuntos para efectuar comparaciones, es decir, los tipos de arreglos de pozos productores con inyectoros y los métodos de inyección continua de vapor y aire.

Los diseños experimentales puros son el estándar de oro en la investigación científica para establecer relaciones de causa y efecto entre variables. En estos diseños, los investigadores manipulan una o más variables independientes de manera sistemática y aleatoria, controlan cuidadosamente las condiciones experimentales y asignan aleatoriamente a los participantes a grupos experimentales y de control. Esto permite minimizar el impacto de variables no controladas y aumenta la validez interna. Al comparar los resultados entre los grupos, los investigadores pueden inferir con mayor confianza si la manipulación de la variable independiente causó cambios en la variable dependiente (Calle, 2023).

3.1.1 Tipo de investigación.

El presente caso de estudio pertenece a la investigación de tipo cuantitativa debido a que se utilizaron datos numéricos referentes a las condiciones estáticas y dinámicas del reservorio. La investigación cuantitativa es un enfoque científico que implica recopilar y analizar datos numéricos para comprender patrones y relaciones en una población o muestra. Utiliza métodos estadísticos y matemáticos para obtener conclusiones objetivas y generalizables, con el objetivo de comprender las relaciones entre variables y validar hipótesis o teorías. Se basa en datos cuantificables obtenidos a través de experimentos y análisis de datos secundarios, entre otros métodos (Polanía et al., 2020).

3.1.2 Enfoque de la investigación.

El enfoque de la investigación se basa en el método hipotético-deductivo que involucra la formulación de hipótesis, seguido por la deducción lógica de consecuencias específicas de esas hipótesis, y luego la comprobación empírica de esas consecuencias con los resultados del proceso metodológico. En este método, se sigue un proceso lógico desde lo general hacia lo específico para evaluar la validez de las hipótesis planteadas. Las conclusiones obtenidas de la comprobación empírica se utilizan para respaldar, refutar las hipótesis originales, lo que contribuye al avance del conocimiento científico (Reyes et al., 2022).

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.2.1 Población.

La población del presente caso de estudio es de tipo finita y está delimitada por la cantidad de pozos que se implementarán en la sección sur del campo Libertador.

Una población finita se refiere a un grupo de elementos con características comunes y un número limitado de miembros que puede cuantificarse en su totalidad. A diferencia de poblaciones infinitas, donde el número es demasiado grande para contar individualmente. En una población finita es posible acceder a cada elemento. Esto es útil en investigación y estadísticas, ya que permite un análisis más detallado y preciso que trabajar con muestras en poblaciones infinitas (Condori-Ojeda, 2020).

3.2.2 Muestra.

La muestra representa una sección de la población para el desarrollo de los procesos metodológicos. Se aplicará el muestreo por conveniencia para definir la cantidad y configuración de arreglos de pozos inyectores y productores.

El muestreo por conveniencia, también conocido como muestreo no probabilístico o muestreo de juicio, es un método de selección de muestras en el cual los elementos son escogidos basándose en la comodidad y disponibilidad del investigador, en lugar de seguir un proceso aleatorio o probabilístico (Mercado & Coronado, 2021).

3.3 PROCEDIMIENTO

Para el desarrollo del trabajo de investigación y cumplimiento de los objetivos se ha planificado las siguientes fases:

- **Fase 1:** Investigación bibliográfica de artículos científicos y libros de la inyección de vapor y aire sobre casos de estudio; en esta sección; también se recopilará los diferentes arreglos de pozos inyectores y productores.

- **Fase 2:** Recopilación de los datos petrofísicos, geológicos, cromatografía y PVT de la sección sur del campo Libertador. Adicionalmente en esta sección se considerará aplicaciones de acceso libre certificadas de la industria del petróleo para definir los valores PVT y obtener propiedades a diferentes condiciones de temperatura.
- **Fase 3:** Definir las propiedades del fluido de la cromatografía mediante un software especializado que implemente las ecuaciones de estado para predecir el comportamiento de las fracciones pesadas y determinar la variación de la viscosidad, GOR y densidades.
- **Fase 4:** Creación del modelo estático y dinámico en un software especializado la arena Basal Tena de la sección sur del campo Libertador. En este caso se implementará el mapa de espesores y contorno.
- **Fase 5:** Colocación de arreglos de pozos productores e inyectores de 5 y 7 invertidos en la malla de simulación con base a las áreas potenciales de saturación de petróleo. Adicionalmente, en esta etapa del proceso se definirá las condiciones de inyección respecto a las cantidades de vapor, aire y las cantidades de ciclos.
- **Fase 6:** Validar la simulación de la inyección continua de vapor y aire para determinar y analizar el comportamiento de la producción, factor de recobro durante un periodo de 40 años.
- **Fase 7:** Determinar la viabilidad del proyecto mediante indicadores VAN y TIR.

3.4 SIMULACIÓN DE LA ARENA BASAL TENA DE LA SECCIÓN SUR DEL CAMPO LIBERTADOR

3.4.1 Modelo PVT del crudo pesado.

En la Figura 7 se puede observar el ingreso de los componentes correspondientes a las fracciones ligeras que conforman el crudo pesado de 12 API que existe en la sección sur del campo Libertador, para ello cada componente fue seleccionado con la función “Ins Lib” a excepción del O₂ que se ingresó manualmente con la función “Ins Own” como grupo de componente 4 para diferenciar que no es un hidrocarburo y con una presión crítica de 49,75 atm, temperatura crítica de 154,58 K, peso molecular de 32 gr/mol, gravedad específica de 0,001855 y las correlaciones de defecto (Buğrahan et al., 2022). Luego se colocó la temperatura del reservorio y se aplicó los cambios al archivo.

Luego de haber cargado los componentes y eliminado “Plus Fraction Splitting”, se procedió a calcular la presión de saturación mediante regresión de parámetros a la presión crítica del C26+, donde se implementó las correlaciones de cambio de volumen dependientes de la temperatura y se cambió en el exponente de 1,2 a 0 en el grupo de hidrocarburos HC-HC como se observa en la Figura 9. Posteriormente, se aplicó un valor tentativo de presión de saturación de 500 Psi en la subsección de regresión, en el cual oscilan los crudos pesados. En los resultados se determinó que la presión de saturación para este caso es de 335,308 Psi. Finalmente, se cambió dicho valor en la subsección de regresión y se comprobó que sea igual.

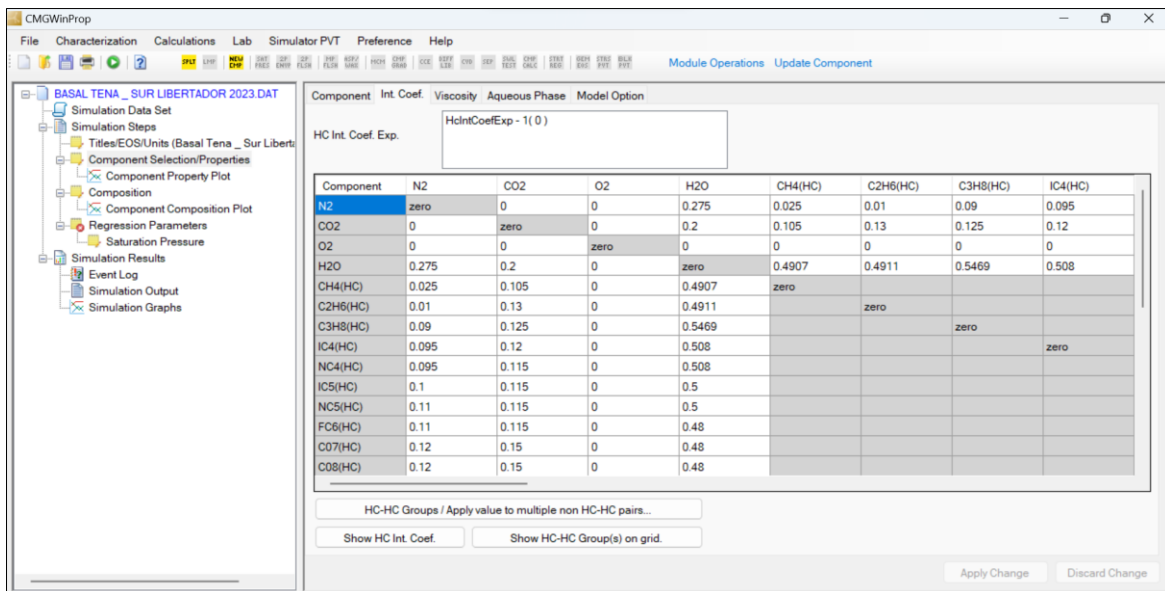


Figura 9. Ajuste para el cálculo de la presión de saturación de los hidrocarburos del crudo pesado.

Luego de haber cargado los componentes y eliminado la regresión se procedió con el agrupamiento de componentes a 7. Para ello se utilizó la función “Component Lumping” posteriormente se corrió la simulación y se verificó que la presión de saturación sea similar a la determinada en la regresión para garantizar la convergencia del agrupamiento como se puede observar en la Figura 10. Finalmente, se cargó el agrupamiento y se eliminó la función de agrupamiento.

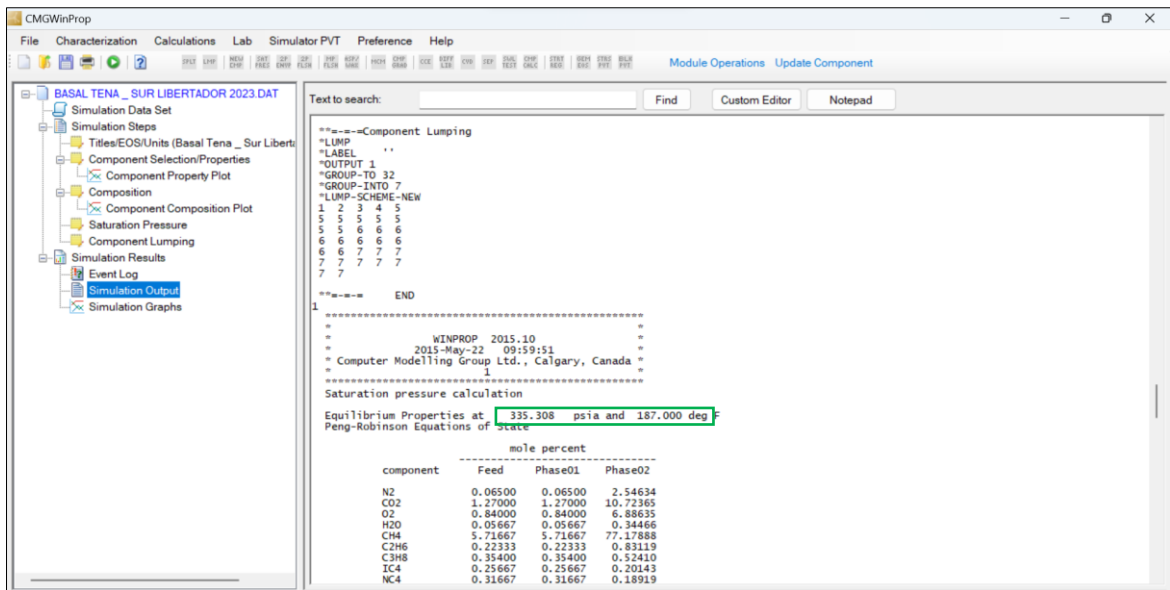


Figura 10. Agrupación de siete componentes del crudo pesado.

En la Figura 11 se puede observar el ajuste y resultado final de 12 API correspondiente al crudo pesado, para ello se aplicó la prueba de liberación diferencial con regresión al volumen del segundo conjunto de ecuaciones, correspondiente a las fracciones más pesadas o últimos grupos de componentes y las correlaciones lineales de cambio de volumen dependientes de la temperatura.

De igual manera, se cargaron los cálculos luego de verificar que coincida la gravedad API con los valores ingresados inicialmente, referente a la gravedad específica de la fracción pesada, ya que esto asegura la coherencia en la evaluación del sistema de inyección y el comportamiento en la producción de los pozos. Además, la consistencia entre ambos contextos previene problemas en la implementación, reduce riesgos y facilita la resolución de problemas durante la transición a producción. Por otra parte, la alineación permite una transferencia más efectiva de conocimientos y mejoras obtenidas en el experimento, respaldando así un desarrollo y despliegue más confiable y eficiente de la prueba de liberación diferencial.

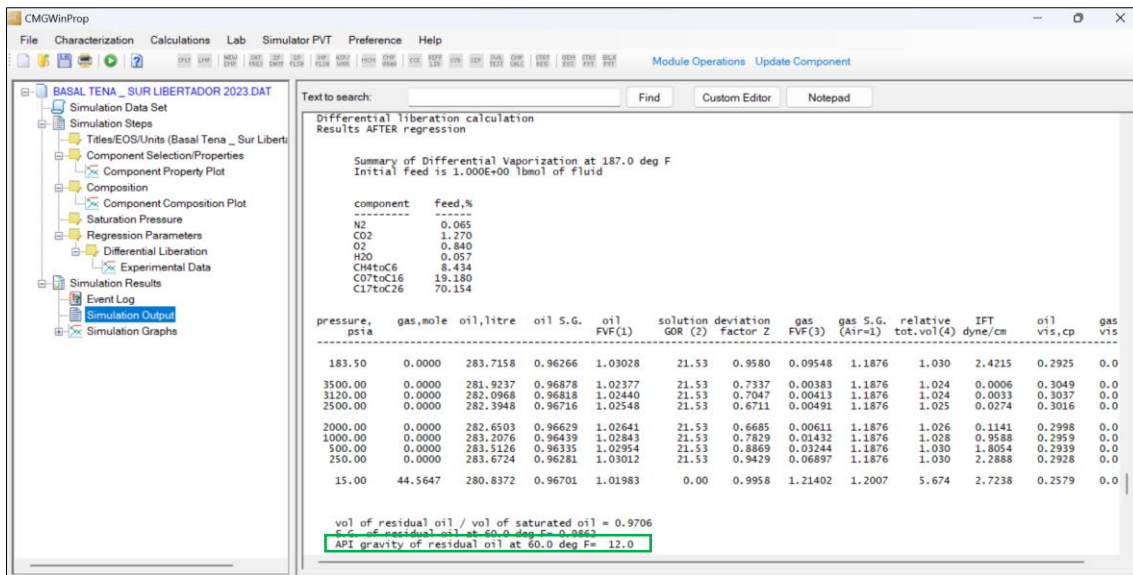


Figura 11. Ajuste para el crudo de 12 API.

En la Figura 12, se puede visualizar las condiciones finales del ajuste de la viscosidad del crudo las cuales se rigieron al siguiente procedimiento:

- Ingreso de la gravedad específica del crudo de 12 API.
 - ✚ Asignación de 1 al peso de la gravedad específica del crudo de 12 API.
 - ✚ Regresión al volumen de las fracciones más pesadas del primer grupo de ecuaciones.
 - ✚ Correr la simulación y cargar las propiedades
- Ingreso del factor volumétrico del petróleo y relación gas petróleo.
 - ✚ Asignación de 0 al peso de la gravedad específica del crudo de 12 API.
 - ✚ Asignación de 1 al peso del factor volumétrico del petróleo y relación gas petróleo.
 - ✚ Regresión al volumen de las fracciones más pesadas del primer grupo de ecuaciones.
 - ✚ Correr la simulación y cargar las propiedades
- Ingreso de la viscosidad del petróleo.
 - ✚ Asignación de 0 al peso de la gravedad específica del crudo de 12 API, factor volumétrico del petróleo y relación gas petróleo.
 - ✚ Asignación de 1 al peso de la viscosidad.

- ✚ Regresión a todos los parámetros de viscosidad, verificar ajuste y no cargar.
- Corrección de la viscosidad del crudo de 12 API
 - ✚ Asignación de 0 al peso de la gravedad específica del crudo de 12 API, factor volumétrico del petróleo y relación gas petróleo.
 - ✚ Asignación de 1 al peso de la viscosidad.
 - ✚ Regresión a todos los parámetros de viscosidad.
 - ✚ Cambio del modelo Jossi- Stielde por el de Pederson para viscosidad en los componentes.
 - ✚ Verificar ajuste, cargar los cálculos y eliminar regresión.

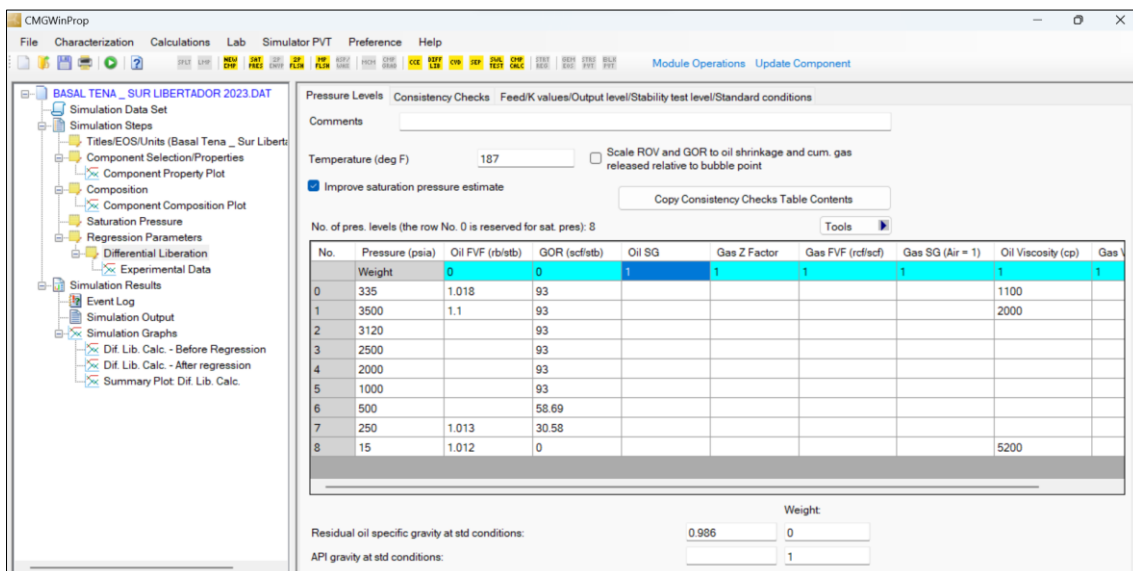


Figura 12. Ajuste de la viscosidad del crudo pesado.

Finalmente, en la Figura 13 se puede observar que en las condiciones de referencia se ingresó la presión del reservorio y temperatura. También, se seleccionó la segunda opción para el modelo de viscosidad, los valores mínimos de presión y temperatura corresponden a las condiciones de superficie y los valores máximos son superiores a la presión del reservorio, presión de saturación y temperatura del yacimiento. En la casilla del control de parámetros de densidad de superficie se dejan valores por defecto. Posteriormente, se corre la simulación y se verifica que no exista errores; de este modo, se obtiene el modelo PVT para el crudo pesado de 12 API que existe en la arena Basal Tena de la sección sur del campo Libertador mediante un archivo con extensión “str” que se importará en la sección de componentes del simulador STARS.

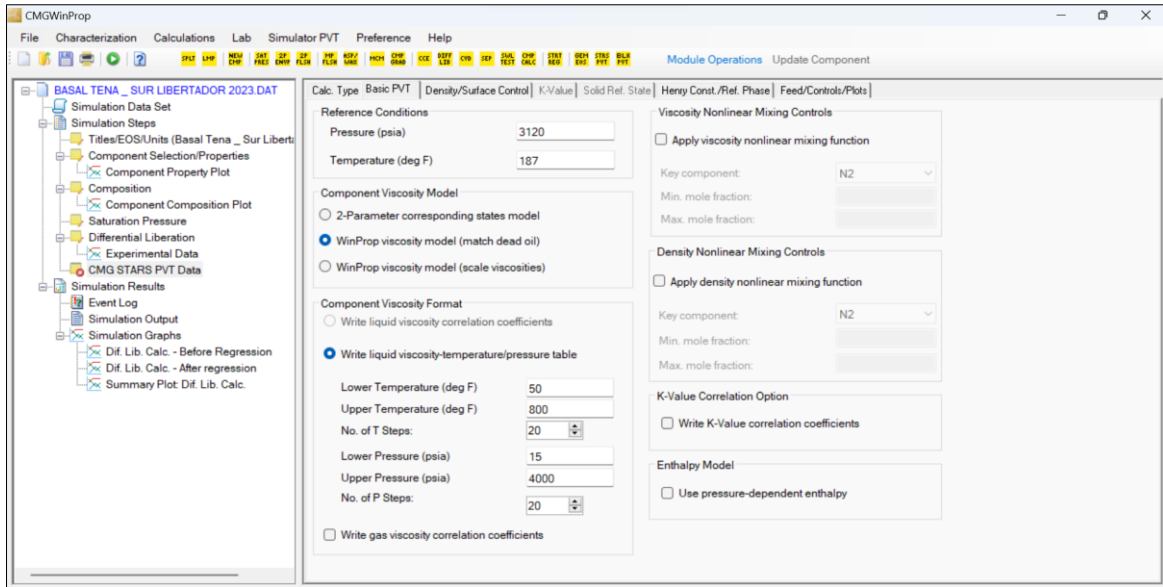


Figura 13. Generación del PVT para el simulador STARS.

3.4.2 Modelo estático y dinámico de la arena Basal Tena.

- *Inicialización del simulador.*

Se ingresa a la aplicación BUILDER. Posteriormente, se insertarán todos los datos iniciales necesarios. Para este caso, se elige el simulador “STARS”, el sistema de unidades será “Field” y la fecha de inicialización del modelo “1 de enero del 2023” (Figura 14).

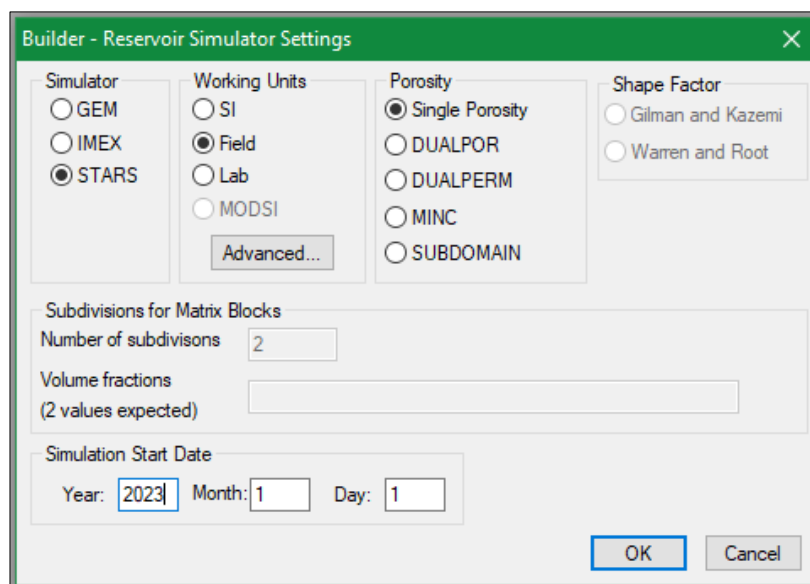


Figura 14. Ventana de selección del simulador (CMG, 2015).

- **Dimensiones del yacimiento.**

El área de estudio será una sección Sur del campo Libertador, el cual tiene un área de 6.879.484 pies cuadrados y un espesor de 130 pies. La configuración del mallado es “47” “43” “10” siendo las unidades en el espacio “i”, “j”, “k” respectivamente. Cada celda “i” tiene 46 pies y cada celda “j” tiene 74 pies de longitud. El espesor de cada celda “k” es de 13 pies. Para digitar la información anterior, se ingresa en la sección “Reservoir”, se selecciona “Created Grid” y luego “Ortogonal Corner Point” (Figura 15).

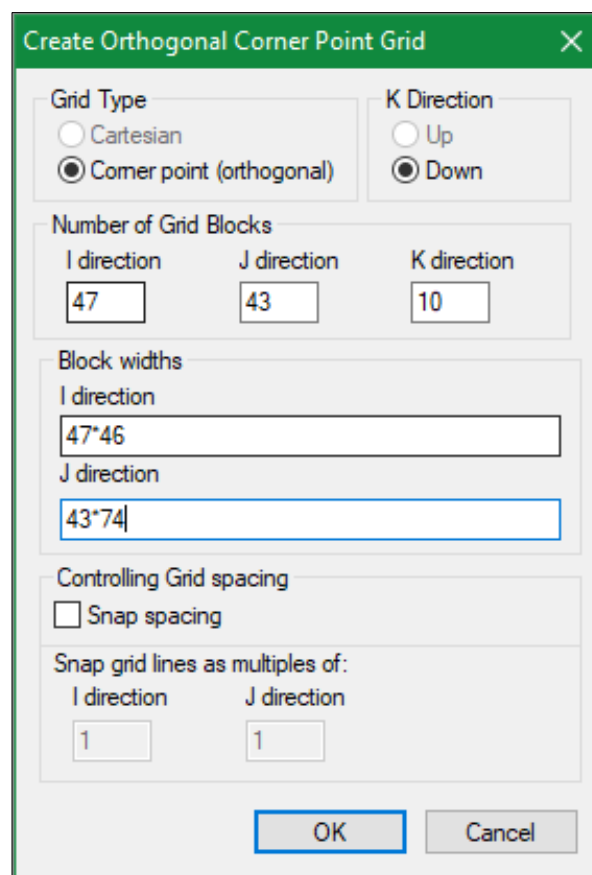


Figura 15. Ventana de creación del mallado (CMG, 2015).

- **Propiedades del reservorio.**

Para ingresar las propiedades del yacimiento, damos clic en la sección “Reservoir” y luego en “Specify Property”. La porosidad del yacimiento es de 16%. Las permeabilidades horizontales en los espacios “i”, “j” son 246 y 328 milidarcys respectivamente. La permeabilidad vertical es de 135 milidarcys como se muestra en la Figura 16.

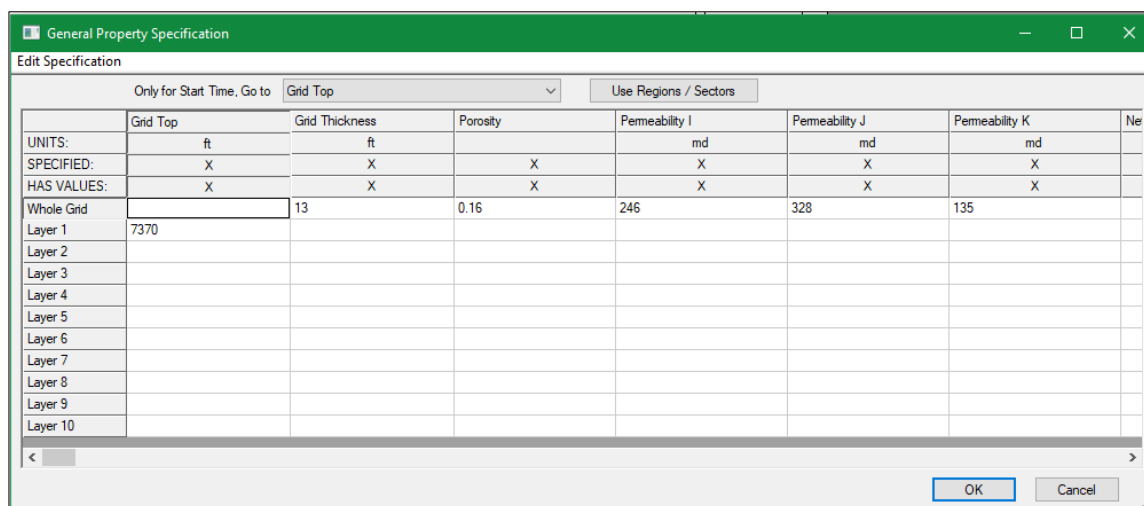


Figura 16. Ventana de ingreso de las propiedades petrofísicas del reservorio, (CMG, 2015).

- **Propiedades térmicas del reservorio.**

En la sección “Reservoir” se encuentra el módulo “Other Reservoir Properties” donde se ingresan las propiedades térmicas del reservorio, tales como conductividad térmica, compresibilidad de la roca y capacidad calorífica; dichos valores se especifican en la Tabla 4.

Tabla 4. Propiedades térmicas del reservorio (Akot, 2018).

Propiedades térmicas	Valores
Capacidad calorífica de la roca (ROCKCP)	35,02 Btu/ft3-F
Conductividad térmica de la roca (THCONR)	1 Btu/ft-day-F
Conductividad térmica de la fase agua (THCONW)	0,36 Btu/ft-day-F
Conductividad térmica de la fase petróleo (THCONO)	1,2 Btu/ft-day-F
Conductividad térmica de la fase gas (THCONG)	0,0833 Btu/ft/day-F
Capacidad calorífica volumétrica sobrecarga (OVERBUR)	35 Btu/ft3-F
Capacidad calorífica volumétrica bajo carga (UNDERBUR)	35 Btu/ft3-F
Conductividad térmica sobrecarga (OVERBUR)	24 Btu/ft-day-F
Conductividad térmica bajo carga	24 Btu/ft-day-F

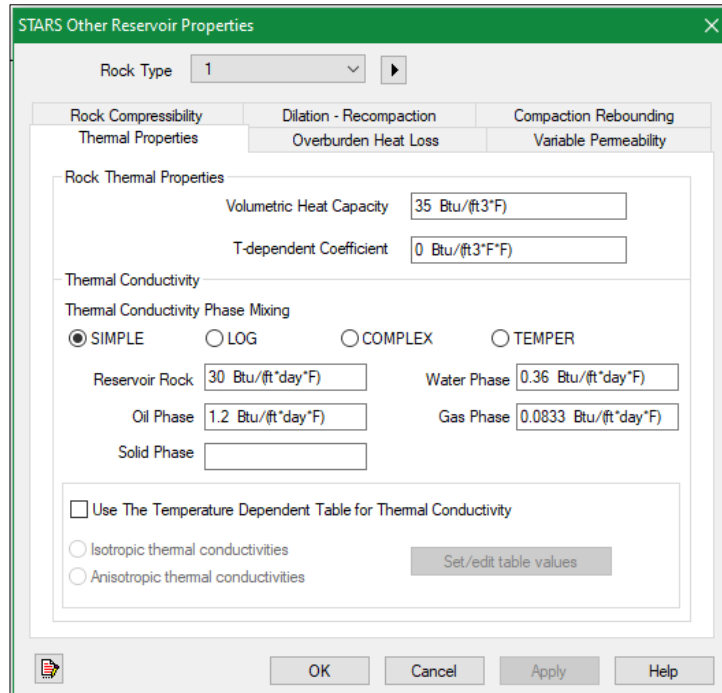


Figura 17. Ventana de propiedades térmicas del reservorio, (CMG, 2015).

- **Importación del modelo Winprop a Builder.**

Para importar el modelo creado en WinProp, se da clic en la sección “Components”, y luego en “Import WinProp-generated Model...” y se selecciona el archivo “Basal Tena_Sur Libertador 2023.str” que anteriormente se creó en la aplicación WinProp (Figura 18).

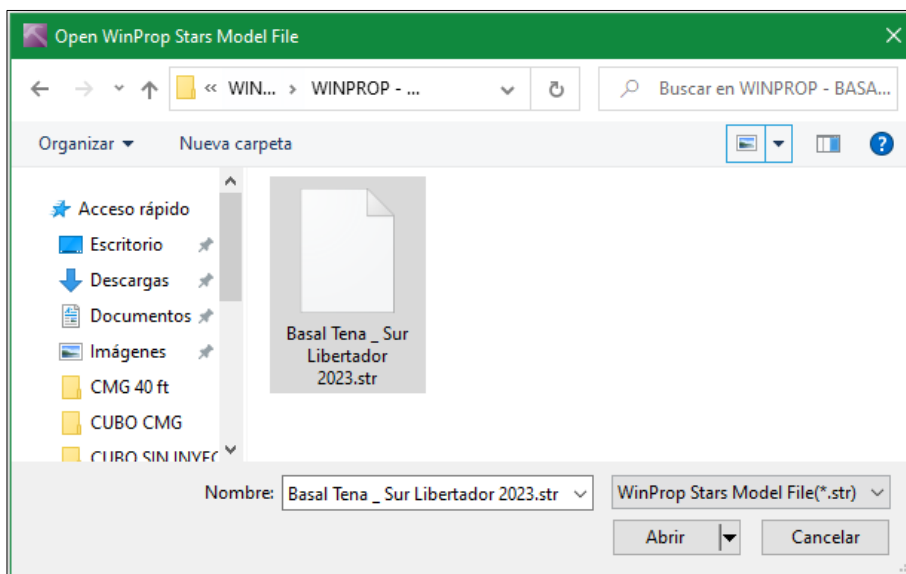


Figura 18. Ventana de carga del archivo “.str” generado en Winprop (CMG, 2015).

Una vez importado el archivo “.str”, se digita las fracciones molares de los componentes del fluido presente en el reservorio. Para esto nos dirigimos a la sección “Components” y luego damos clic en “Specify Property” (Figura 19).

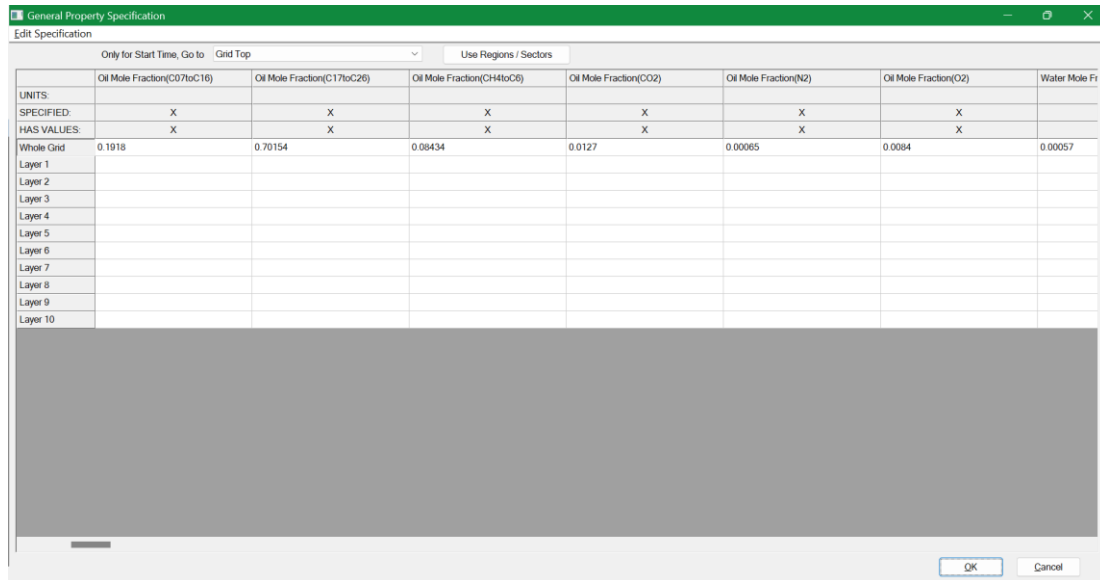


Figura 19. Ingreso de las fracciones molares de los componentes del fluido presente en el reservorio (CMG, 2015)

- ***Interacción roca-fluido.***

En esta sección se ingresan los datos para la creación de las curvas de permeabilidades relativas de los sistemas agua-petróleo y gas-líquido.

Tabla 5. Permeabilidades relativas del sistema agua-petróleo (Akot, 2018).

Sw	Krw	Krow
0,45	0	0,4
0,47	0,000056	0,361
0,5	0,000552	0,30625
0,55	0,00312	0,225
0,6	0,00861	0,15625
0,65	0,01768	0,1
0,7	0,03088	0,05625
0,75	0,04871	0,025
0,77	0,05724	0,016
0,8	0,07162	0,00625
0,82	0,08229	0,00225
0,85	0,1	0

Tabla 6. Permeabilidades relativas del sistema gas-líquido (Akot, 2018).

SI	Krg	Krog
0,45	0,2	0
0,55	0,14202	0
0,57	0,13123	0,00079
0,6	0,1156	0,00494
0,62	0,10555	0,00968
0,65	0,09106	0,01975
0,67	0,08181	0,02844
0,7	0,06856	0,04444
0,72	0,06017	0,05709
0,75	0,04829	0,07901
0,77	0,04087	0,0956
0,8	0,03054	0,12346
0,83	0,02127	0,15486
0,85	0,01574	0,17778
0,87	0,0108	0,20227
0,9	0,00467	0,24198
0,92	0,00165	0,27042
0,94	0	0,30044
1	0	0,4

Para el ingreso de las tablas de permeabilidades relativas, nos dirigimos a la sección “Rock-Fluid” y luego en “Create/Edit Rock Types”. En la ventana generada, damos clic en la flecha que se encuentra al lado de “Rock Type” y se selecciona “New Rock Type”. De esta forma ingresamos la tabla de permeabilidades relativas del sistema agua-petróleo (Figura 20).

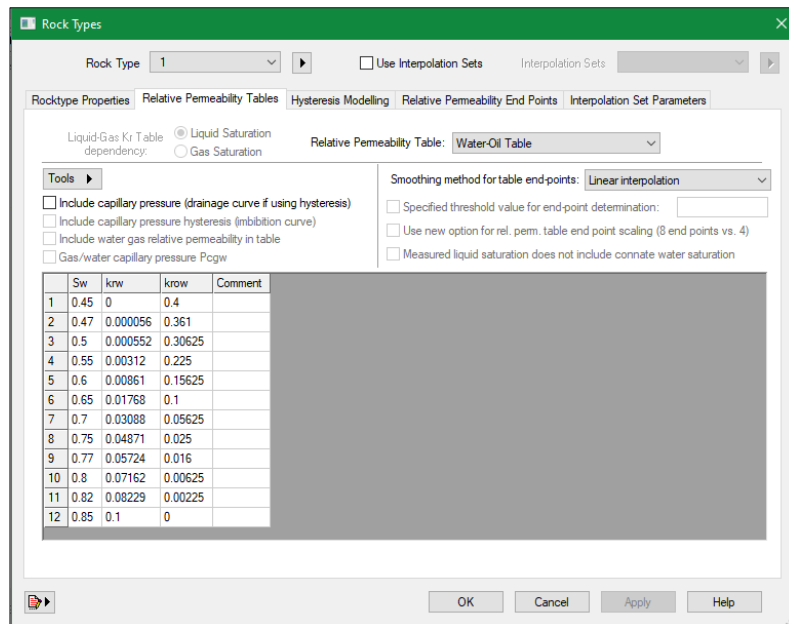


Figura 20. Ventana de ingreso de la tabla de permeabilidades relativas de del sistema agua-petróleo (CMG, 2015).

Luego, para el ingreso de la tabla de permeabilidades relativas del sistema gas-líquido, en la opción “Relative Permeability Table” se selecciona “Liquid-Gas Table”.

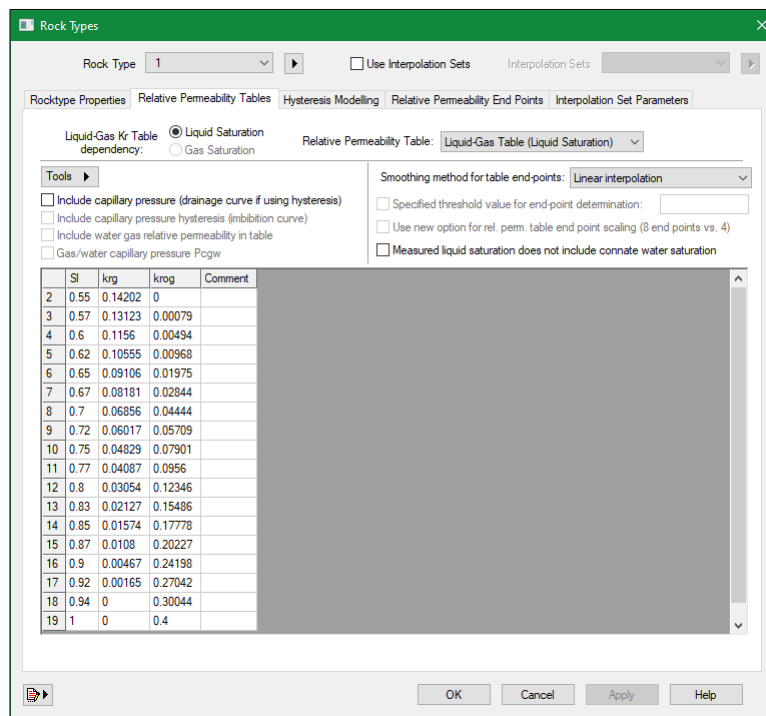


Figura 21. Ventana de ingreso de la tabla de permeabilidades relativas de del sistema gas-líquido (CMG, 2015).

- **Condiciones iniciales del yacimiento.**

Las condiciones iniciales del yacimiento son ingresadas en la sección “Initial Conditions” del simulador. En esta ventana se ingresan la presión y profundidad de referencia del reservorio (Figura 22).

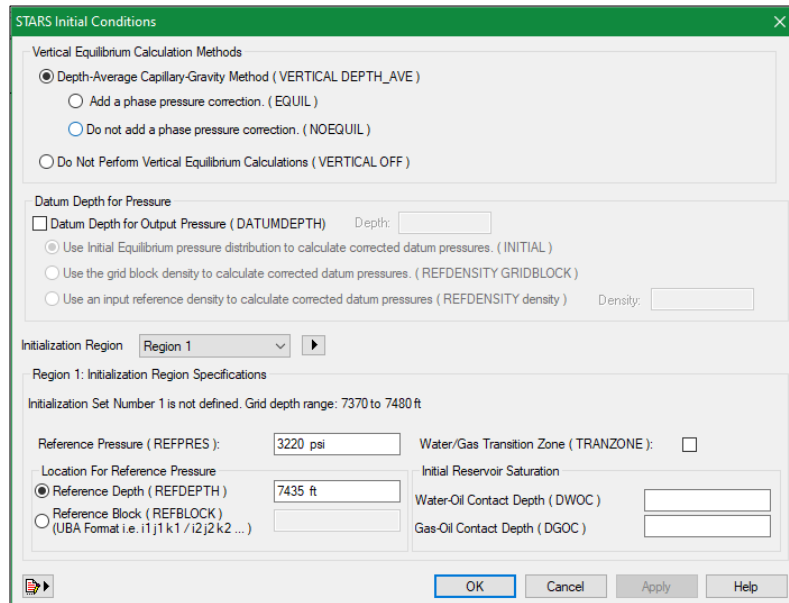


Figura 22. Ventana de ingreso de las condiciones iniciales del reservorio (CMG, 2015).

- **Controles numéricos.**

En la sección “Numerical Controls”, se ingresa en “DTWELL” el valor de 0.001 day, con la finalidad de optimizar el proceso de la simulación.

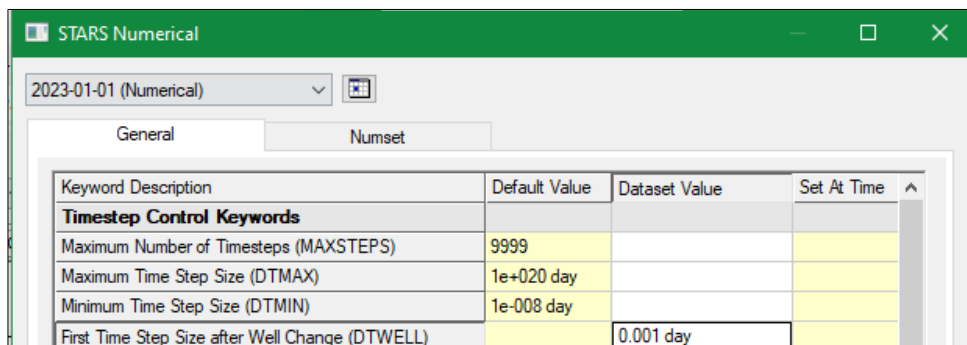


Figura 23. Ventana de controles numéricos, (CMG, 2015).

- **Pozos y datos recurrentes.**

En este modelo se crearán 12 pozos productores denominados: PROD-1, PROD-2, PROD-3, PROD-4, PROD-5, PROD-6, PROD-7, PROD-8, PROD-9, PROD-10, PROD-11 y PROD-12. Para crear los pozos se ingresa a la sección “Well & Recurrent”, se selecciona la opción “Well New” y se mostrará la ventana para crear los pozos, en la cual se digita el nombre del pozo y en “Types” se selecciona “PRODUCER” (Figura 24).

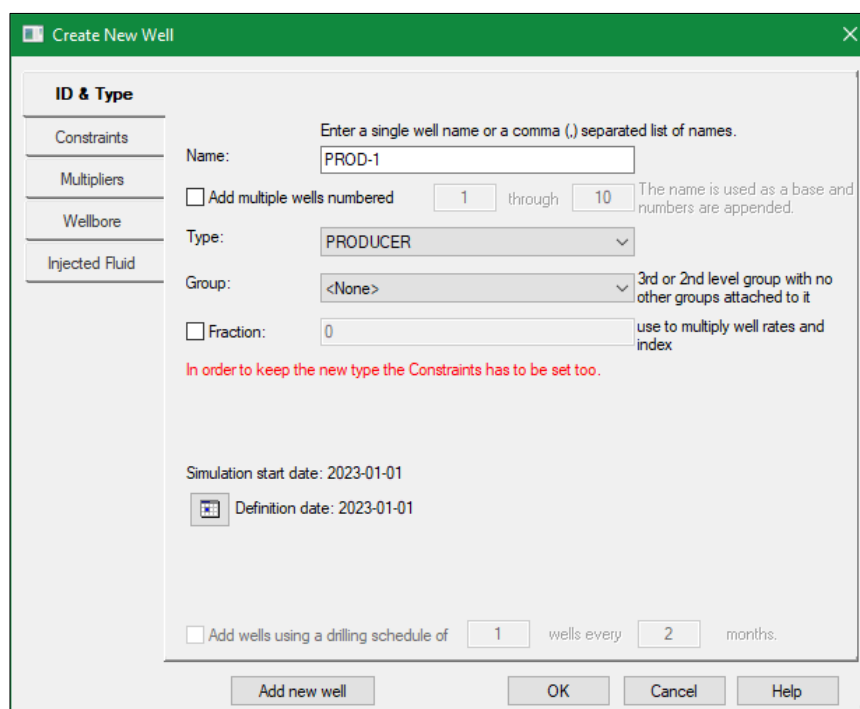


Figura 24. Ventana de creación de los pozos (CMG,2015).

Los parámetros operacionales de los pozos productores son los siguientes:

Tasa de producción máxima (stl): 2.500 bbl/d

Presión de fondo mínima (bhp): 100 psi

- **Perforación de los pozos productores para arreglo de 5 invertido.**

Para perforar los pozos creados anteriormente, se selecciona el pozo respectivo y damos clic en “Well Completion Data”, luego en la ventana “Perforation”, y en la casilla “User Block Address” se digita las celdas de la malla que se desea perforar.

Tabla 7. Ubicación de los pozos productores para arreglo de 5 invertido.

Nombre del pozo	Coordenadas en la malla
PROD-1	6 4 1:10
PROD-2	24 4 1:10
PROD-3	42 4 1:10
PROD-4	6 16 1:10
PROD-5	24 16 1:10
PROD-6	42 16 1:10
PROD-7	6 28 1:10
PROD-8	24 28 1:10
PROD-9	42 28 1:10
PROD-10	6 40 1:10
PROD-11	24 40 1:10
PROD-12	42 40 1:10

- ***Tiempo de simulación.***

El tiempo de este proyecto será de 40 años, por lo tanto, para el ingreso de las fechas nos dirigimos a la sección “Well & Current”, seleccionamos “Dates”, en la ventana generada damos clic al ícono “Add a range of dates”, en la casilla “To” elegimos la fecha “1 de enero de 2063”, y en “Step” se selecciona “1” y “Year” (Figura 25).

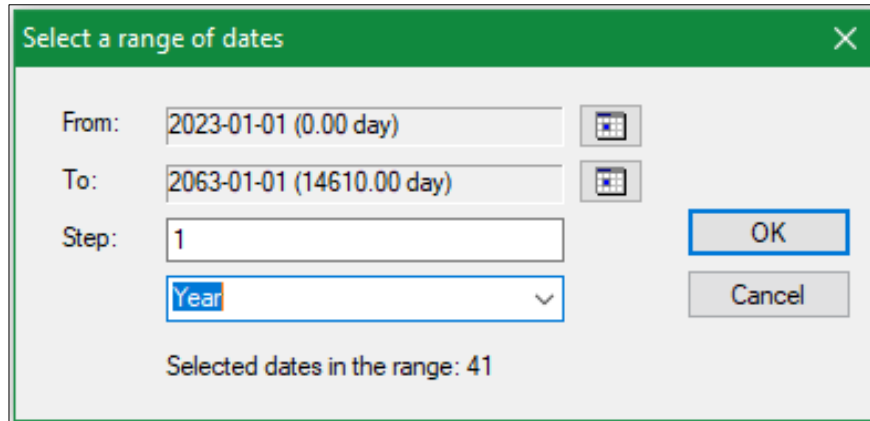


Figura 25. Ventana de selección de fechas de la simulación (CMG, 2015).

Finalmente, se marca la fecha en la que debe terminar la simulación, es decir el “1 de enero de 2063” y se da clic en “Close”.

A continuación, se muestra una imagen en 3D la malla del yacimiento con los pozos creados (Figura 26).

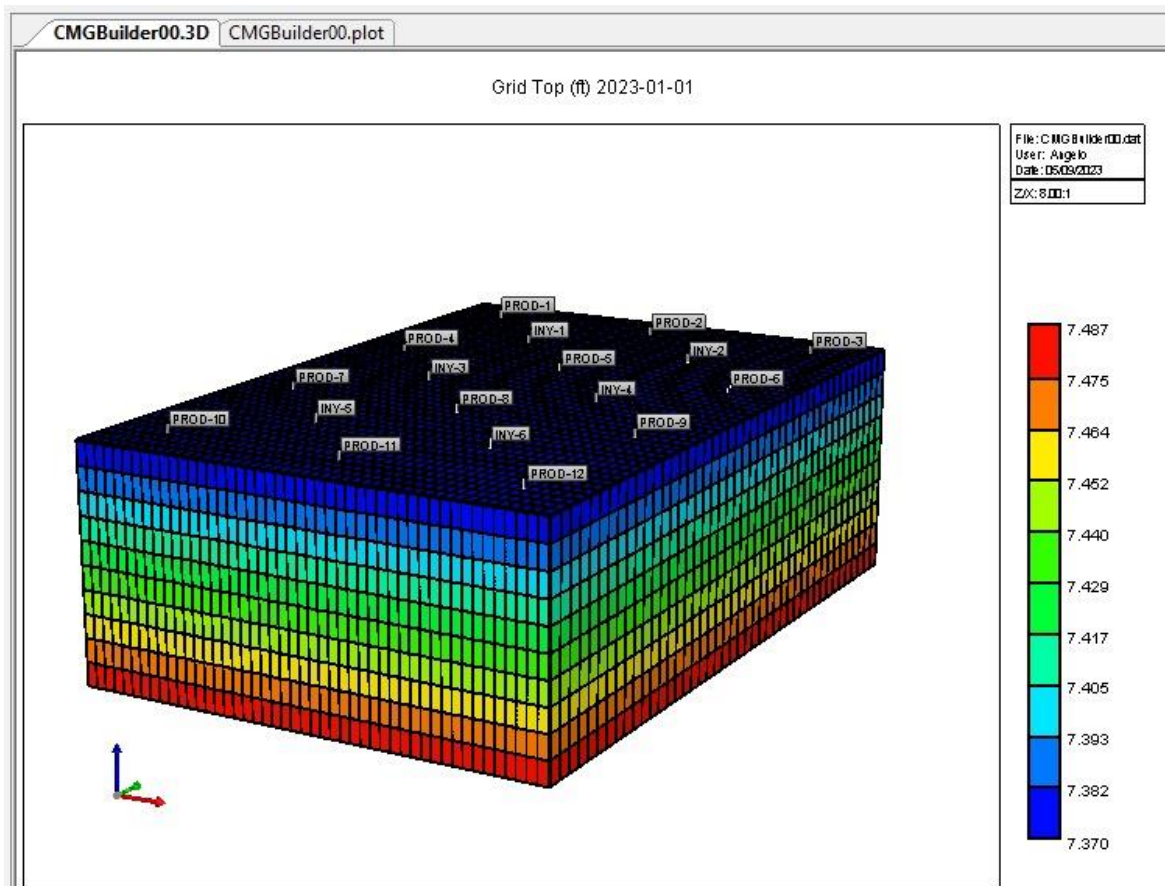


Figura 26. Malla del yacimiento con los 12 pozos productores y 6 inyectores, (CMG, 2015).

- *Perforación de los pozos productores para arreglo de 7 invertido.*

Tabla 8. Ubicación de los pozos productores para arreglo de 7 invertido.

Nombre del pozo	Coordenadas en la malla
PROD-1	14 5 1:10
PROD-2	33 5 1:10
PROD-3	6 9 1:10
PROD-4	24 9 1:10
PROD-5	42 9 1:10
PROD-6	6 15 1:10
PROD-7	24 15 1:10
PROD-8	42 15 1:10
PROD-9	15 19 1:10
PROD-10	33 19 1:10
PROD-11	15 25 1:10
PROD-12	33 25 1:10
PROD-13	6 29 1:10
PROD-14	24 29 1:10
PROD-15	42 29 1:10
PROD-16	6 35 1:10
PROD-17	25 35 1:10
PROD-18	42 35 1:10
PROD-19	15 38 1:10
PROD-20	33 39 1:10

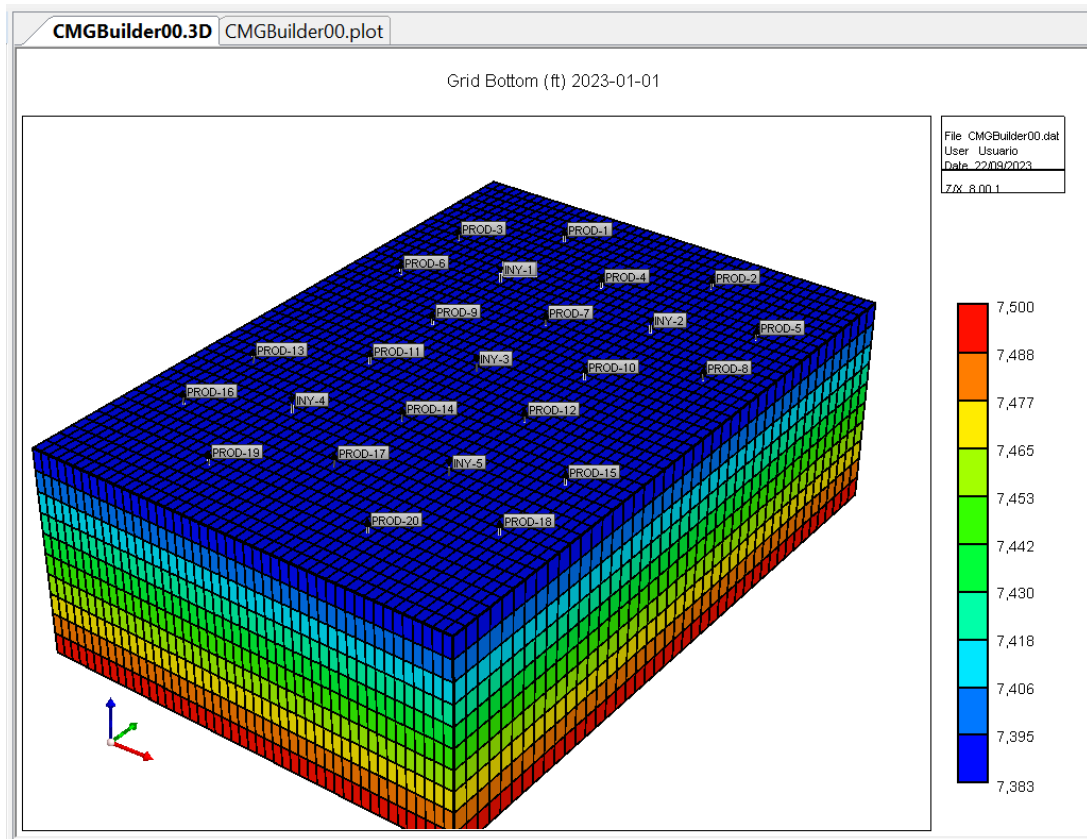


Figura 27. Malla del yacimiento con los 20 pozos productores y 5 inyectores (CMG, 2015).

3.4.3 Definición de los métodos de inyección térmica.

Tabla 9. Condiciones operativas de los pozos inyectores.

Tipo de arreglo	Cantidad de pozos inyectores	Restricciones	Cantidad	Unidad
5 invertido	6	Presión de fondo máxima	4.500	Psi
		Tasa máxima de la fase total en superficie	5.000	bb1
7 invertido	5	Presión de fondo máxima	4.500	Psi
		Tasa máxima de la fase total en superficie	6.000	bb1

Las condiciones operativas de los pozos inyectores, se detallan en la tabla 9 y desempeñan un papel esencial en la gestión segura y efectiva de la sección sur del campo Libertador. Además, incluyen restricciones en la presión de fondo y la tasa máximas de la fase total en

superficie, que tienen como objetivo garantizar la integridad de los pozos y el sistema de producción en general para mantener un control adecuado de la inyección de vapor y aire.

WATER

#	Component	Mole Fraction
1	WATER	1.0
2	N2	0.0
3	CO2	0.0
4	O2	0.0
5	CH4toC6	0.0
6	C07toC16	0.0
7	C17toC26	0.0
Total:		1.0

Normalize

Injection fluid / stream attributes

Temperature 500 F

Steam quality 0.8

Pressure 0 psi

Figura 28. Propiedades del fluido para la inyección continua de vapor (CMG, 2015).

WATER-GAS

#	Component	Volume Fra...
1	WATER	0.0097
2	N2	0.78
3	CO2	0.0003
4	O2	0.21
5	CH4toC6	0.0
6	C07toC16	0.0
7	C17toC26	0.0
Total:		1.0

Normalize

Injection fluid / stream attributes

Temperature 500 F

Steam quality 0.8

Pressure 4000 psi

Figura 29. Propiedades del fluido para la inyección continua de aire, (CMG, 2015).

En las Figuras 28 y 29, que detallan las propiedades de los fluidos utilizados en la inyección de vapor y aire, respectivamente (Han y otros, 2020). Tales propiedades son elementos críticos para comprender a fondo las características y comportamientos de los fluidos empleados en los procesos de inyección térmica dentro de la industria del petróleo, incluyendo la reducción de la viscosidad que es un factor crítico en la optimización de la movilidad de los crudos pesados lo que es fundamental para aumentar la eficiencia de la recuperación de hidrocarburos.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 ARREGLO DE 5 INVERTIDO

- *Factor de recobro*

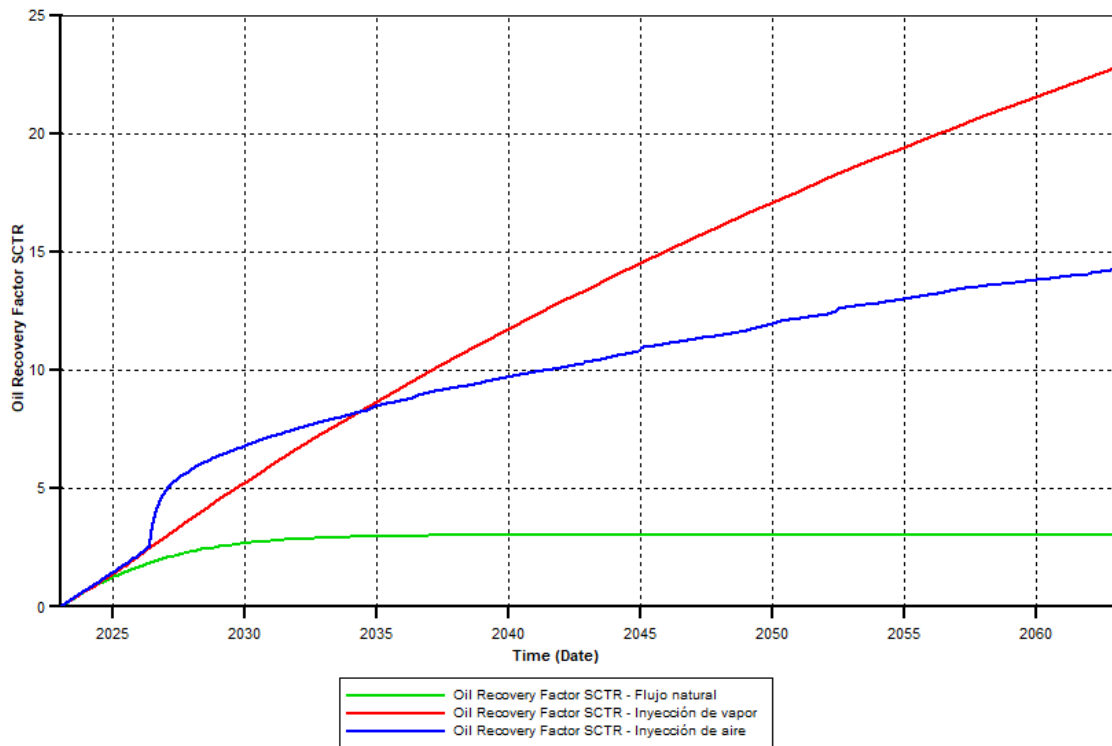


Figura 30. Factor de recobro según los métodos de recuperación en un arreglo de 5 pozos invertido.

En la Figura 30 se observa que por medio de la producción por flujo natural alcanzamos un factor de recobro del 4%. Por lo tanto, los métodos de recuperación aplicados en el yacimiento son factibles, especialmente el método de inyección de vapor, ya que se obtiene un factor de recobro del 23%, y con el método de inyección de aire se obtiene un 14%.

El incremento del factor de recobro obtenido con el método de inyección de vapor se debe a varias razones, entre ellas; la reducción de la viscosidad, ya que el vapor actúa como un agente de calentamiento, disminuyendo la cohesión entre moléculas de petróleo, lo cual permite que éste fluya más fácilmente hacia los pozos productores. Además, el vapor ayuda a desplazar el petróleo residual que no se puede recuperar de manera eficiente mediante métodos convencionales de extracción por gravedad.

- ***Producción anual de petróleo, gas y agua***

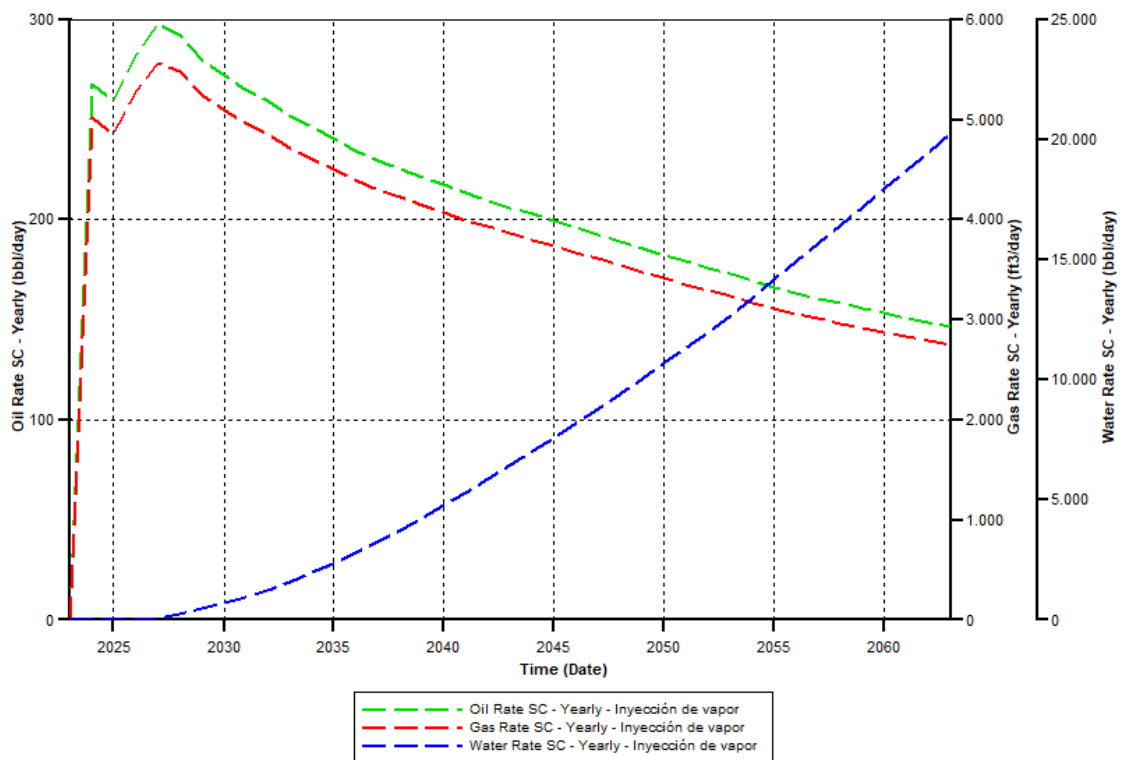


Figura 31. Producción anual de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de vapor en un arreglo de 5 pozos invertido.

En la Figura 31, se observa el comportamiento de las tasas anuales de producción promedio de petróleo, gas y agua, en un proyecto de inyección de vapor. Las tasas de producción de petróleo y de gas tienen un comportamiento similar, ya que incrementa exponencialmente en el primer año de producción a 280 barriles y 5.000 pies cúbicos por día respectivamente. Luego en el año 2024 existe una leve reducción en ambas curvas, hasta el año 2025, donde empiezan a aumentar hasta el año 2027 alcanzando sus valores máximos de producción, siendo estos de 300 barriles y 5.500 pies cúbicos por día de

petróleo y gas respectivamente. A partir del año 2027 las producciones de gas y petróleo tienden a disminuir levemente, debido al efecto del vapor inyectado, lo cual aumenta la producción del agua.

Con el método de inyección de vapor se logra que el vapor se desplace a través de los poros de las rocas y empuje el petróleo hacia el pozo de producción. Esto significa que se obtiene una mejor eficiencia de barrido, es decir, que una mayor proporción del petróleo presente en el yacimiento puede ser extraída.

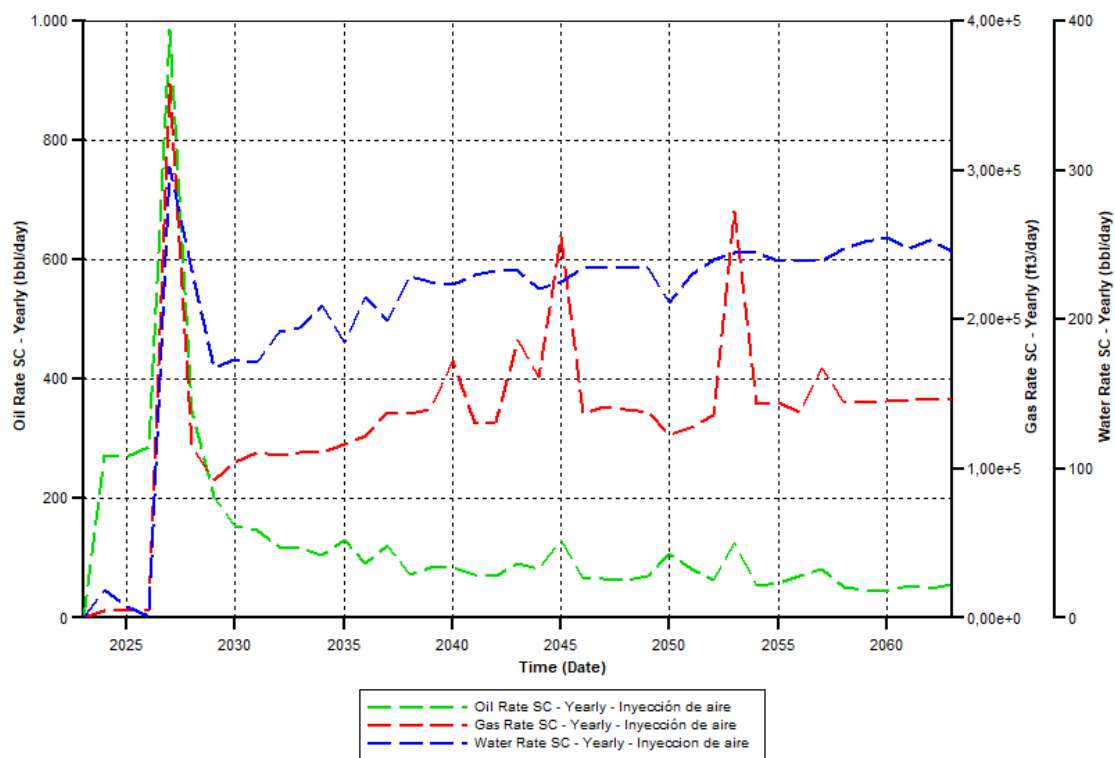


Figura 32. Producción anual de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de aire en un arreglo de 5 pozos invertido.

En la Figura 32, se aprecia que todas las curvas de producción tienen un comportamiento parecido en los 8 primeros años de producción; es decir, las producciones son bajas hasta el año 2026, a partir de este año el campo tiene un aumento significativo en la producción hasta el año 2027, en donde alcanza un valor de 980.300 barriles y 350.000 pies cúbicos por día de producción promedio de petróleo, agua y gas respectivamente. A partir del año 2027 la producción tiene una drástica caída constante hasta el año 2030, a partir de este año la producción tiende a incrementar y disminuir ligeramente.

El incremento de la producción de petróleo mediante la inyección de aire se debe a que el oxígeno del aire inyectado reacciona con los componentes del petróleo, lo cual genera calor y reduce la viscosidad del petróleo. Además, la inyección de aire aumenta la presión en el yacimiento, lo que puede afectar la producción de petróleo. Una presión adecuada es necesaria para impulsar el petróleo hacia los pozos, pero una presión excesiva puede llevar a problemas como la conificación de agua (infiltración de agua no deseada hacia los pozos de producción) o la fracturación de las rocas, lo que puede disminuir la producción.

- *Saturaciones de petróleo, gas y agua*

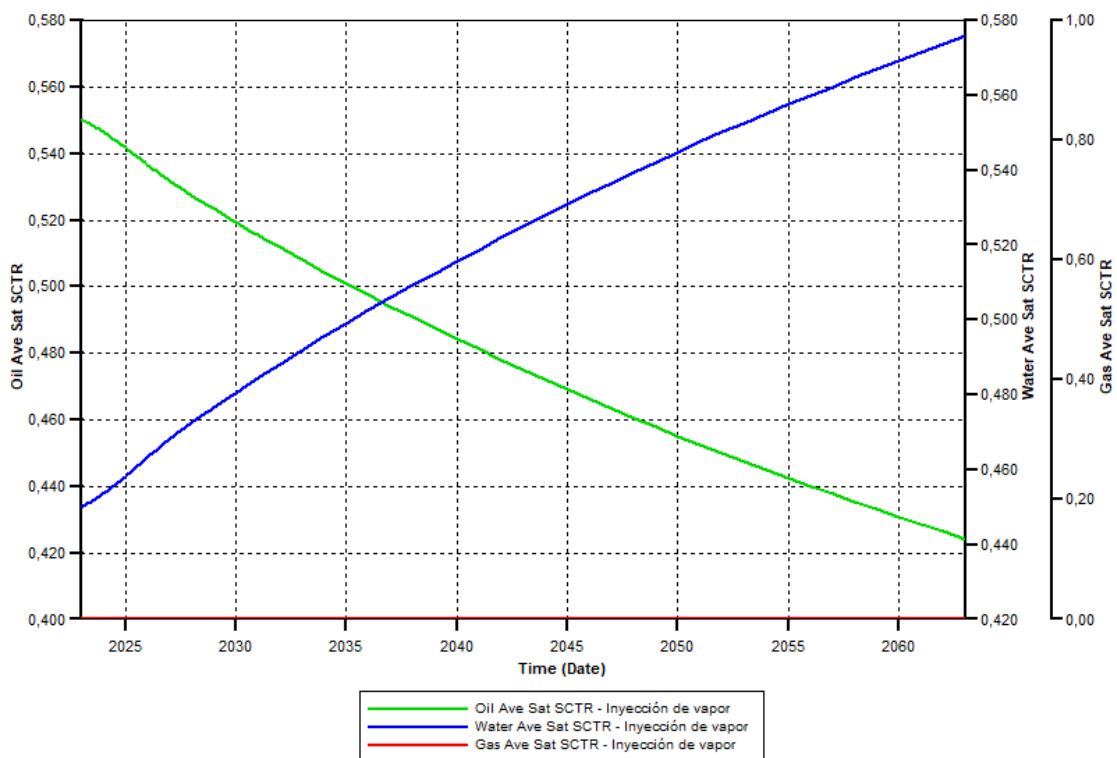


Figura 33. Saturaciones de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de vapor en un arreglo de 5 pozos invertido.

En la Figura 33 se observa que, en el proceso de inyección de vapor, la saturación de petróleo en el yacimiento se reduce constantemente, ya que al inicio tiene un valor de 0,55 y en el año 2063 alcanza un valor de 0,44. Caso contrario ocurre con la saturación de agua de inicialmente posee un valor de 0,45 e incrementa constantemente hasta el año

2063 donde se obtiene un valor de 0,57. Mientras que la saturación de gas se mantiene muy baja debido a las características del fluido y del reservorio.

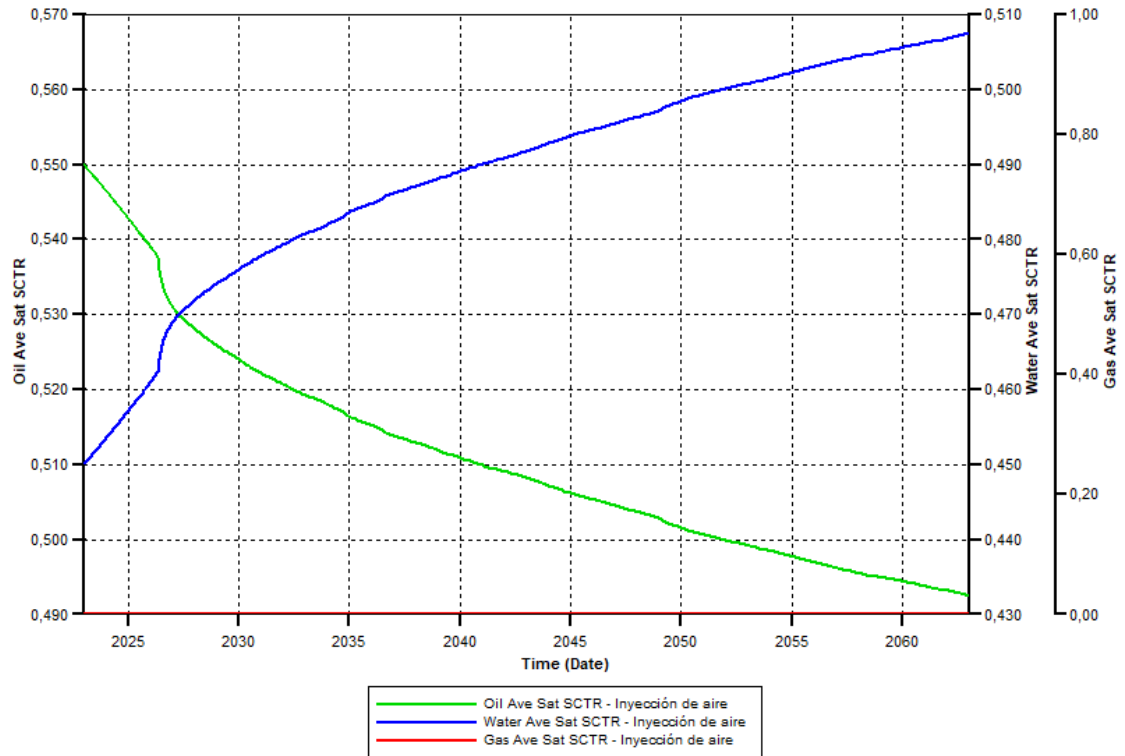


Figura 34. Saturaciones de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de aire en un arreglo de 5 pozos invertido.

En la Figura 34, se observa que, en el proceso de inyección de aire, la saturación de petróleo disminuye de 0,55 a 0,49, y la saturación de agua aumenta de 0,45 a 0,51. Y al igual que en el caso de inyección de vapor la saturación de gas es relativamente baja, esto se debe a la naturaleza del aire y las reacciones químicas que ocurren con los fluidos en el yacimiento.

- **Presión promedio del yacimiento**

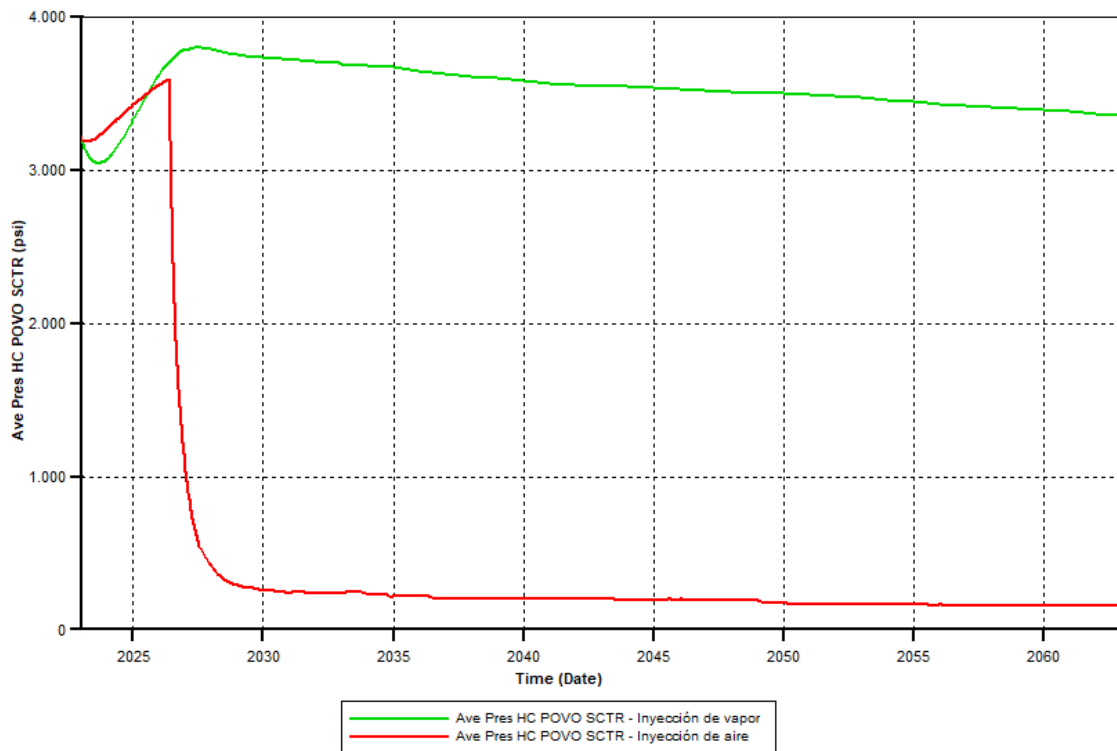


Figura 35. Presión promedio del yacimiento mediante la aplicación de métodos de recuperación en un arreglo de 5 pozos invertido.

En la Figura 35 se observa que, en los tres primeros años de aplicación de los procesos de recuperación mejorada, la presión promedio del yacimiento incrementa de 3.220 a 3.800 psi, con inyección de vapor y de 3.220 a 3.588 psi, aplicando inyección de aire. En el año 2027, con el proceso de inyección de vapor, la presión del yacimiento empieza a disminuir levemente hasta que en el año 2063 se obtiene una presión de 3.361 psi. En el caso del proceso de inyección de aire, a partir del año 2026, la presión cae drásticamente de 3.588 a 277 psi, y a partir del año 2028, disminuye constantemente hasta el año 2063, en donde se obtiene 155 psi.

La presión del yacimiento aumenta con la inyección de vapor y cae drásticamente con la inyección de aire debido a las diferencias en los procesos y los efectos que estos fluidos tienen en el yacimiento. Es decir, en el proceso de inyección de vapor, la presión aumenta debido a la expansión térmica del petróleo y del agua, mientras que, a través de la inyección de aire, la presión disminuye debido a que el oxígeno provoca la oxidación de los hidrocarburos y la generación de productos gaseosos.

4.2 ARREGLO DE 7 INVERTIDO

- *Factor de recobro*

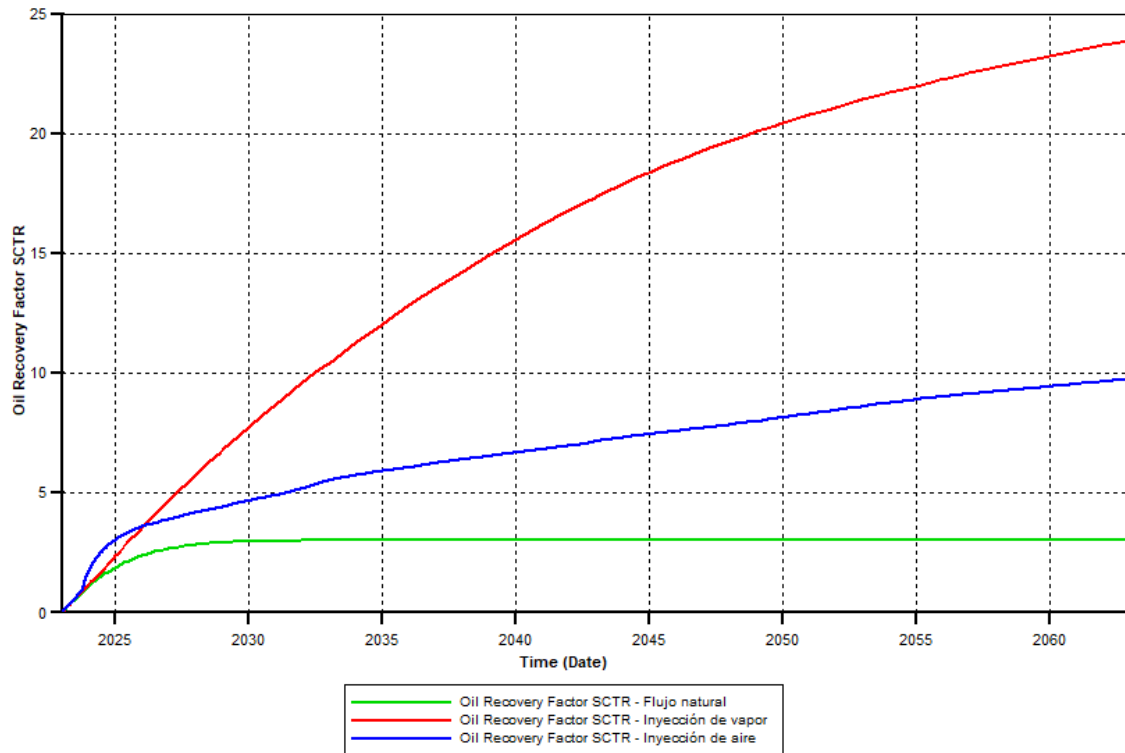


Figura 36. Factor de recobro según los métodos de recuperación en un arreglo de 7 pozos invertido.

En la Figura 36 se observa que el método de recuperación más factible para el campo Libertador es la inyección de vapor, cuyo factor de recobro es del 24%. Mientras que con el método de la inyección de aire se obtuvo un factor de recobro del 10%. Y produciendo por flujo natural, el factor de recobro será solamente del 3%.

- *Producción anual de petróleo, gas y agua*

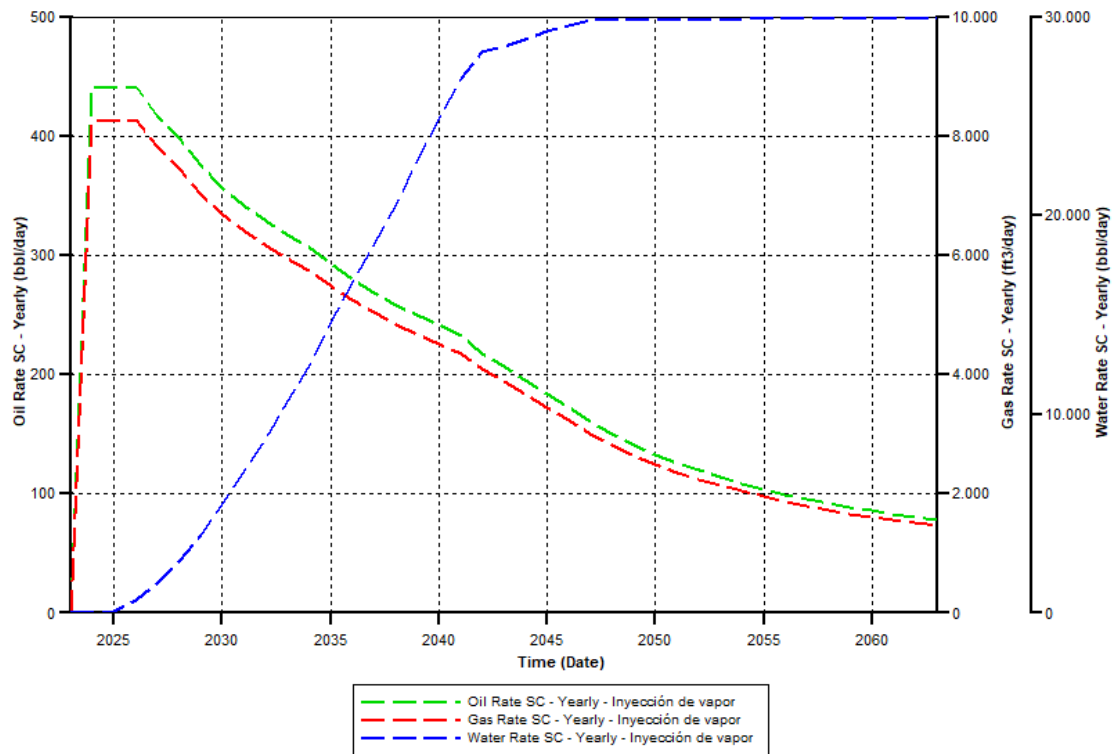


Figura 37. Producción anual de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de vapor en un arreglo de 7 pozos invertido.

En la Figura 37, se puede observar cómo evolucionan las tasas anuales de producción promedio de petróleo, gas y agua en un proyecto de inyección de vapor. Las tasas de producción de petróleo y gas muestran un patrón similar: aumentan de manera significativa en el primer año de producción, alcanzando valores de 440 barriles por día para el petróleo y 8.100 pies cúbicos por día para el gas, y se mantienen constantes hasta el año 2026. Sin embargo, a partir del año 2027, se observa una tendencia a la disminución en las producciones de gas y petróleo. Esto se debe al efecto de la inyección continua de vapor, que contribuye a un aumento en la producción de agua en el yacimiento.

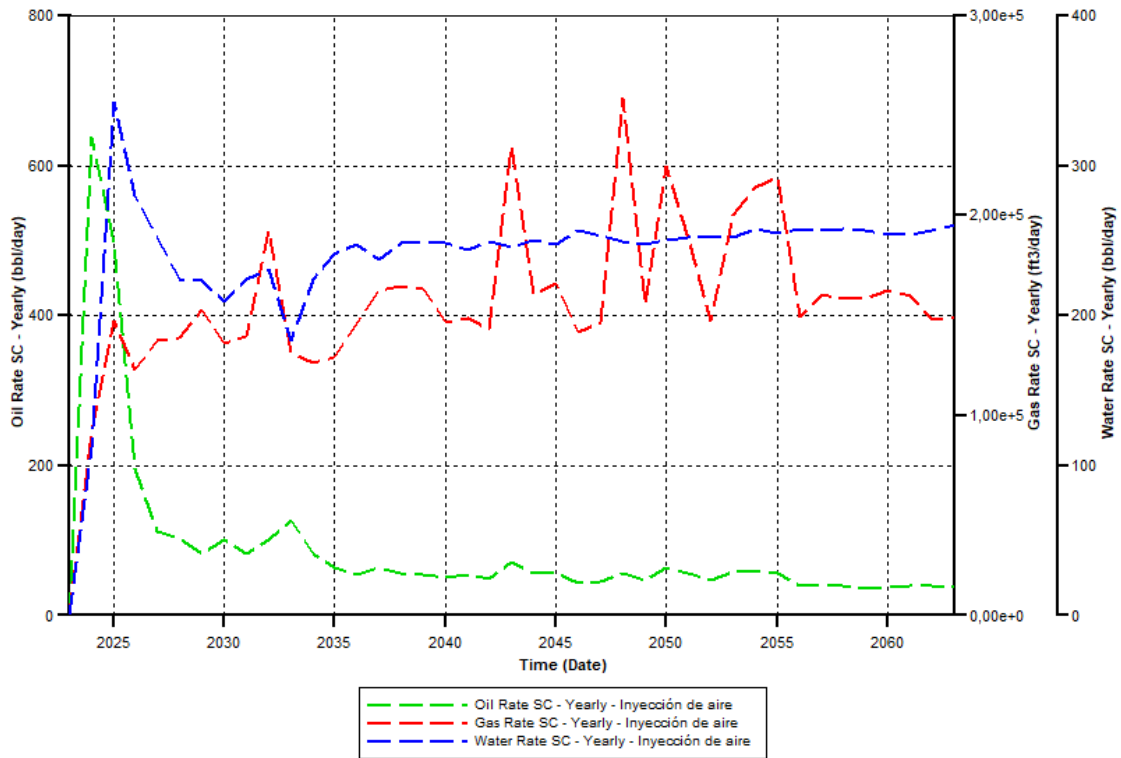


Figura 38. Producción anual de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de aire en un arreglo de 7 pozos invertido.

En la Figura 38 se observa que, en el proceso de inyección de aire, las curvas de producción de petróleo, gas y agua tienen un comportamiento similar, es decir, incrementan en los primeros años, hasta el año 2025 donde alcanzan sus valores máximos, siendo estos de 640 barriles, 147.000 pies cúbicos y 340 barriles por días respectivamente.

Desde el año 2025 al 2026 las producciones disminuyen, y a partir del año 2027, la producción tiende a incrementar y disminuir ligeramente.

- *Saturaciones de petróleo, gas y agua*

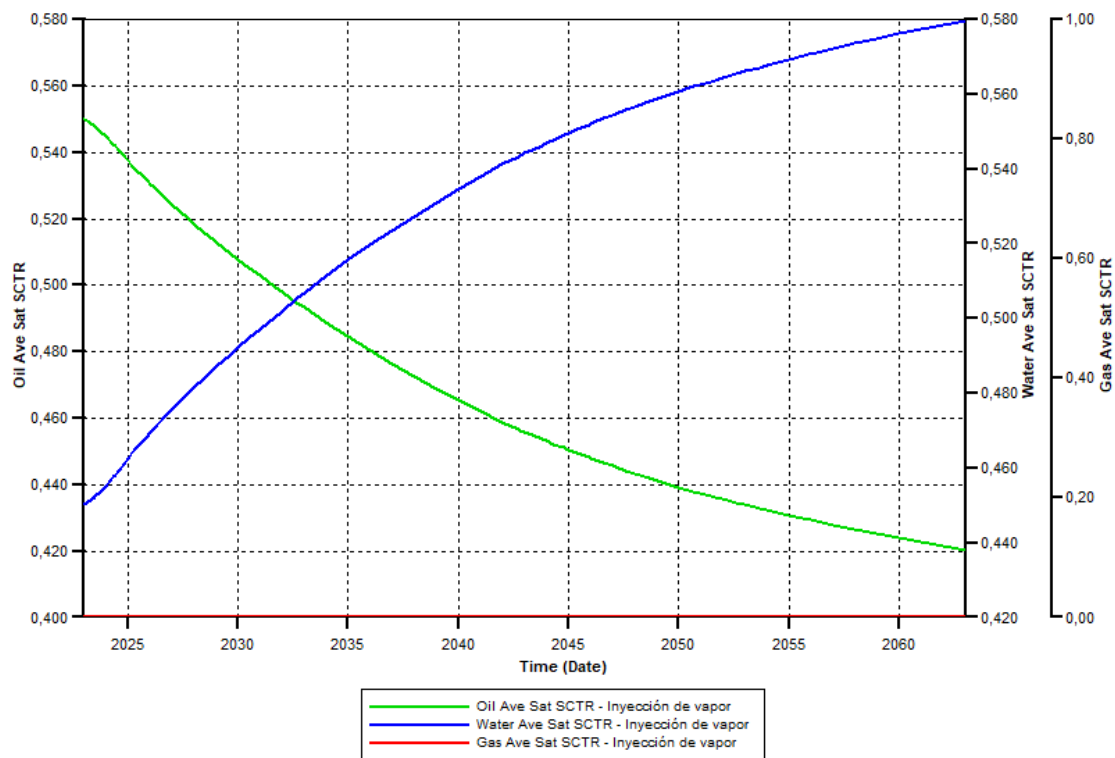


Figura 39. Saturaciones de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de vapor en un arreglo de 7 pozos invertido

En la Figura 39, se puede apreciar que, en el proceso de inyección de vapor, la cantidad de petróleo presente en el yacimiento disminuye de manera constante. Inicialmente, la saturación de petróleo es del 0,56, pero para el año 2063, esta cifra se reduce a 0,42. Por otro lado, la saturación de agua muestra un comportamiento opuesto, ya que comienza en un valor inicial de 0,44 y aumenta de manera continua hasta alcanzar un valor de 0,58 en el año 2063. En contraste, la saturación de gas se mantiene en niveles muy bajos a lo largo del tiempo debido a las propiedades particulares del fluido y del yacimiento.

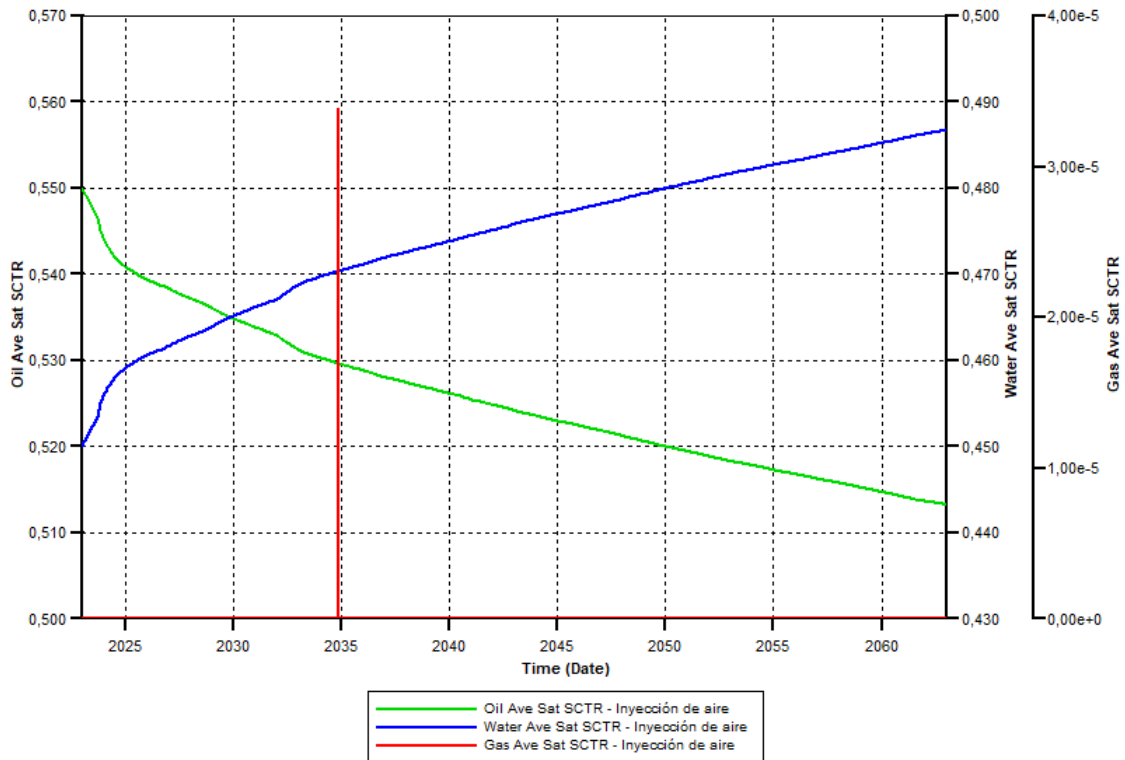


Figura 40. Saturaciones de petróleo, gas y agua mediante la aplicación de inyección de aire en un arreglo de 7 pozos invertido.

En la Figura 40, se puede notar que, en el proceso de inyección de aire, la cantidad de petróleo presente en el yacimiento experimenta una disminución, pasando de una saturación inicial de 0,55 a 0,51. Por otro lado, la saturación de agua muestra un aumento en este proceso, partiendo de 0,45 y llegando a 0,49. Similar al caso de la inyección de vapor, la saturación de gas se mantiene en niveles relativamente bajos debido a las propiedades del aire y a las reacciones químicas que tienen lugar en el yacimiento con los fluidos.

- **Presión promedio del yacimiento**

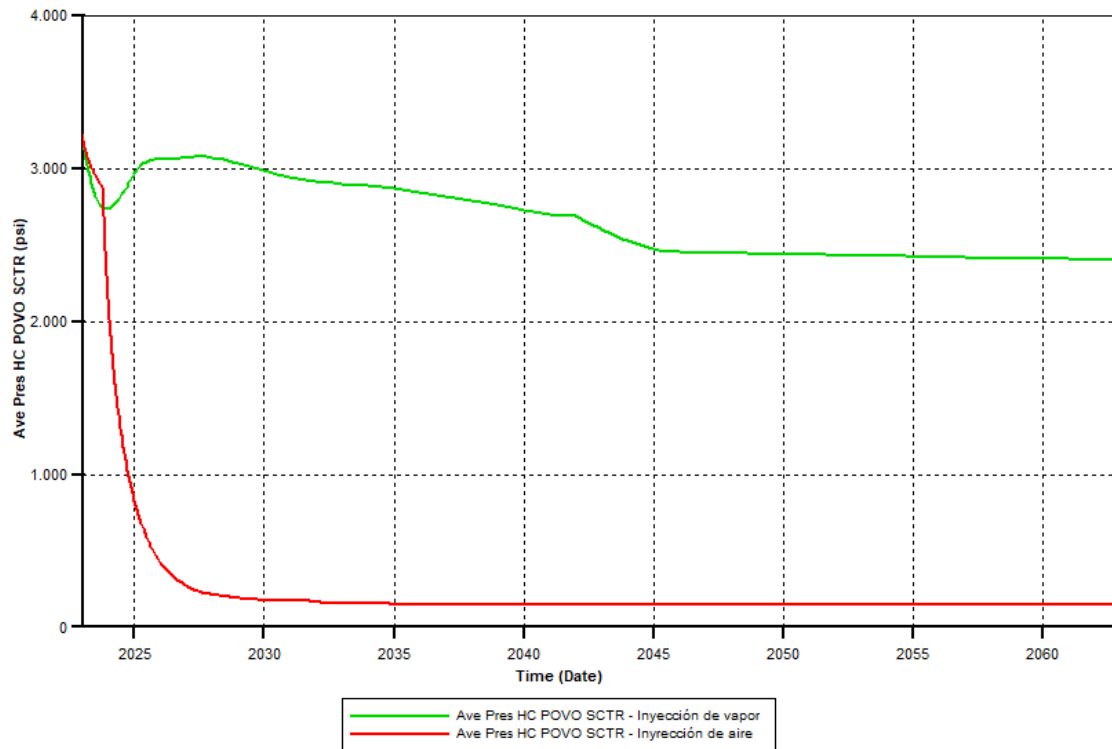


Figura 41. Presión promedio del yacimiento mediante la aplicación de métodos de recuperación en un arreglo de 7 pozos invertido.

En la Figura 41, se puede apreciar que, mediante la aplicación de inyección de vapor, la presión promedio del yacimiento cae de 3.220 a 2.800 psi en el año 2024, luego ésta aumenta hasta el año 2025 a 3.100 psi. A partir del año 2025, la presión del yacimiento cae hasta el año 2063 donde alcanza un valor de 2.400 psi.

En el proyecto de inyección de aire, la presión promedio del yacimiento tiene una drástica caída de 3.220 a 263 psi, en los primeros cuatro años de producción. A partir del año 2028 la presión del yacimiento cae ligeramente hasta que llega a una cifra de 145 psi en el año 2063.

4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

La industria petrolera se enfrenta constantemente al desafío de extraer y procesar petróleo pesado, un recurso valioso pero difícil de recuperar como el caso del crudo pesado de 12 API. En este contexto, el proyecto de inyección de vapor y aire emerge como una

estrategia prometedora para mejorar la eficiencia de la extracción de petróleo. En el presente análisis económico, se explorarán en profundidad los aspectos clave de este proyecto, desde su viabilidad financiera hasta su impacto en la industria petrolera y la economía en general. Además, se evaluarán las implicaciones medioambientales y los riesgos asociados con esta técnica, buscando proporcionar una visión integral de su contribución al sector energético y económico.

De acuerdo con Sánchez (2021), existen varios indicadores económicos que permiten determinar la viabilidad de un proyecto y corresponden a los siguientes tres indicadores:

- **Valor Actual Neto:** se utiliza para evaluar la rentabilidad de un proyecto o inversión. Representa la diferencia entre el valor presente de los flujos de efectivo futuros generados por el proyecto y el costo inicial de la inversión.

$$VAN = -A + \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{(1+k)^i} \quad (1)$$

Donde:

- ✚ A: Inversión inicial del proyecto, \$.
- ✚ Q_i : Flujo de efectivo de un periodo de tiempo, \$.
- ✚ k : Tasa de descuento anual, %.
- ✚ n : intervalos de tiempo o periodos.

Criterios para análisis:

- ✚ $VAN > 0 \rightarrow$ Rentable, se acepta el proyecto, genera ganancias.
 - ✚ $VAN = 0 \rightarrow$ Criterio del autor para aceptar o rechazar el proyecto, no genera pérdidas ni ganancias.
 - ✚ $VAN < 0 \rightarrow$ No es rentable, se rechaza el proyecto, genera pérdidas.
- **Tasa Interna de Retorno:** representa la tasa de rendimiento o interés a la cual los flujos de efectivo futuros generados por un proyecto de inversión se igualan con la inversión inicial o el costo del proyecto.

$$TIR = \frac{-A + \sum_{i=1}^n Q_i}{\sum_{i=1}^n i * k_i} = 0 \quad (2)$$

Criterios para análisis:

- ✚ $TIR > k \rightarrow$ Rentable, se acepta el proyecto, genera ganancias.
 - ✚ $TIR = k \rightarrow$ Criterio del autor para aceptar o rechazar el proyecto, no genera pérdidas ni ganancias.
 - ✚ $TIR < k \rightarrow$ No es rentable, se rechaza el proyecto, genera pérdidas.
- **Relación Beneficio/Costo:** compara los beneficios esperados de un proyecto con los costos asociados. Se calcula dividiendo los beneficios netos esperados entre los costos de inversión.

$$Relación B/C = \frac{\sum \text{ingresos}}{\text{Inversión}} \quad (3)$$

Criterios para análisis:

- ✚ $B/C > 1 \rightarrow$ Rentable, se acepta el proyecto
- ✚ $B/C = 1 \rightarrow$ Criterio del autor para aceptar o rechazar el proyecto
- ✚ $B/C < 1 \rightarrow$ No es rentable, se rechaza el proyecto

Adicionalmente, para el presente caso de estudio se tomó como referencia el precio del crudo del mes de agosto de 2023 de \$87 por barril de petróleo producido (Expansión, 2023). Tal valor se aplicará para las situaciones actuales. Para las situaciones críticas se determinarán mediante el análisis hasta que el valor del crudo sea factible, el proyecto para los arreglos de 5 y 7 invertido respectivamente.

En la Tabla 10, se detallan los indicadores económicos que son necesarios para la implementación de proyectos de inyección de vapor y aire. Los costos asociados a la inversión inicial son considerados como fijos o CAPEX y los costos de la operación son considerados como variables o OPEX, los cuales permiten un análisis financiero completo para determinar la viabilidad económica, financiera y ambiental. Esto asegura

una toma de decisiones rigurosa, considerando la inversión inicial y los gastos recurrentes, facilitando la planificación financiera a largo plazo, el cumplimiento normativo y la optimización de costos, garantizando que los recursos se utilicen eficientemente y se maximicen los beneficios a lo largo de la vida útil del proyecto.

Tabla 10. Indicadores económicos para proyectos de inyección de vapor y aire (Moussa, 2019).

Costos de referencia para proyectos de inyección de vapor y aire			
Costos de instalación de las facilidades de vapor de agua	1.000.000,00	USD	Fijo
Costos de la inyección de vapor	10,00	USD/bbl	Variable
Costos de tratamiento de agua producida	5,00	USD/bbl	Variable
Otros costos de operación	5,00	USD/bbl	Variable
Tasa de descuento anual	12,00	%	Fijo
Costos de exploración por pozo	200.000,00	USD/pozo	Fijo
Costos de perforación y completación de pozos productores	600.000,00	USD/pozo	Fijo
Costos de perforación y completación de pozos inyectoros	1.450.000,00	USD/pozo	Fijo
Costos de las facilidades para generación del vapor; para 20 años, capacidad de 2737 bbl	2.260.000,00	USD	Fijo
Costos de las facilidades para tratamiento de agua para 3774 bbl	3.300.000,00	USD	Fijo
Costos de las facilidades para inyección de gases ligeros (oxígeno, vapor de agua, nitrógeno y CO ₂)	100.000,00	USD	Fijo
Costos de manejo de gases ligeros	20.000,00	USD/año/pozo	Variable
Costos de recompensación de gases ligeros	0,027	USD/bbl	Variable
Costos de los gases ligeros	50,92	USD/bbl	Variable

4.3.1 Situación actual.

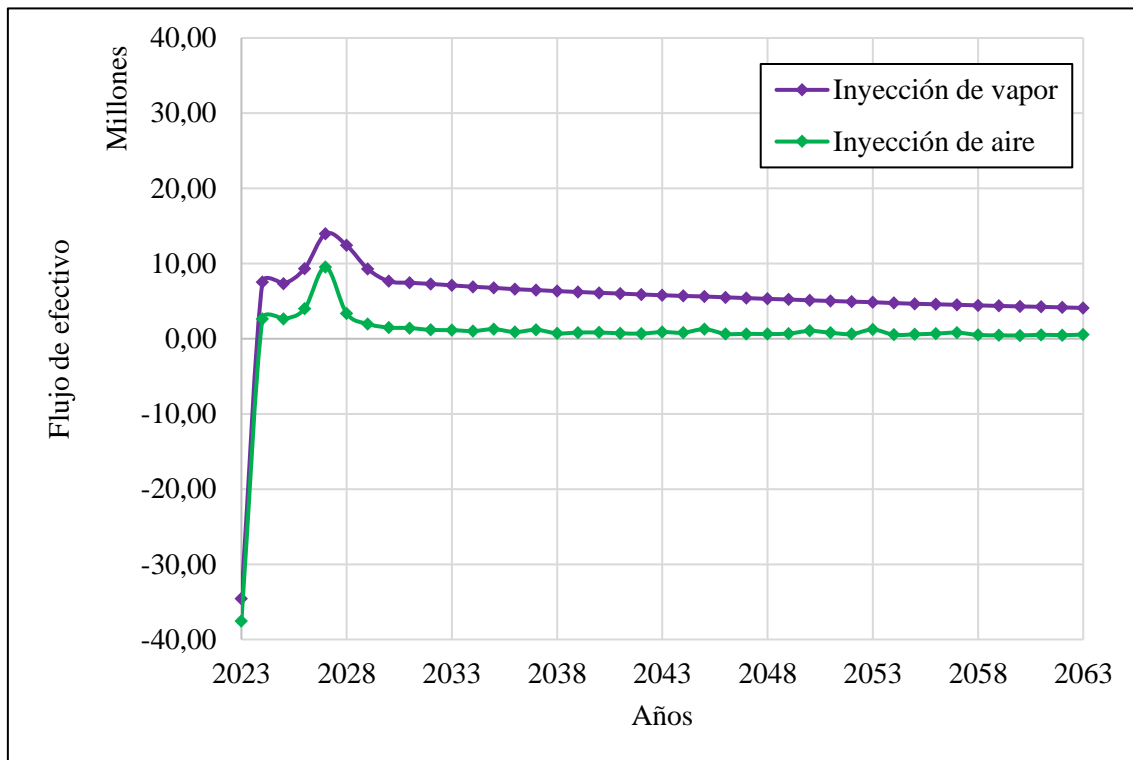


Figura 42. Flujo de efectivo para arreglo de 5 invertido con \$87 de precio del barril de petróleo.

En la Figura 42 se puede observar que para la inyección de vapor se requiere una inversión inicial de 34,58 millones de dólares y para la inyección de aire 37,54 millones de dólares respectivamente para 12 pozos productores y 6 inyectoras de los 6 arreglos de pozos de tipo 5 invertido. Con el precio del crudo de \$87 para la inyección de vapor se recupera la inversión hasta el año 2024 y se tiene un valor máximo de ingresos de 13,95 millones de dólares para el año 2027 y declina hasta los 4 millones de dólares para el año 2063. Para la inyección de aire se recupera la inversión hasta el año 2024 y se tiene 9,5 millones de dólares para el año 2027 a partir de ello declina hasta los 548 mil dólares para el año 2063. Por otra parte, en la Tabla 11 se puede observar que el proyecto rentable corresponde al método de inyección de vapor porque se tiene un VAN de \$32 millones de dólares, una TIR del 25% que es mayor a la tasa de descuento anual del 12% y una relación Beneficio-Costo de 7,2, lo cual indica que genera ingresos a diferencia del método de inyección de aire que con los indicadores económicos obtenidos se concluye que no genera ingresos y por ende no es rentable.

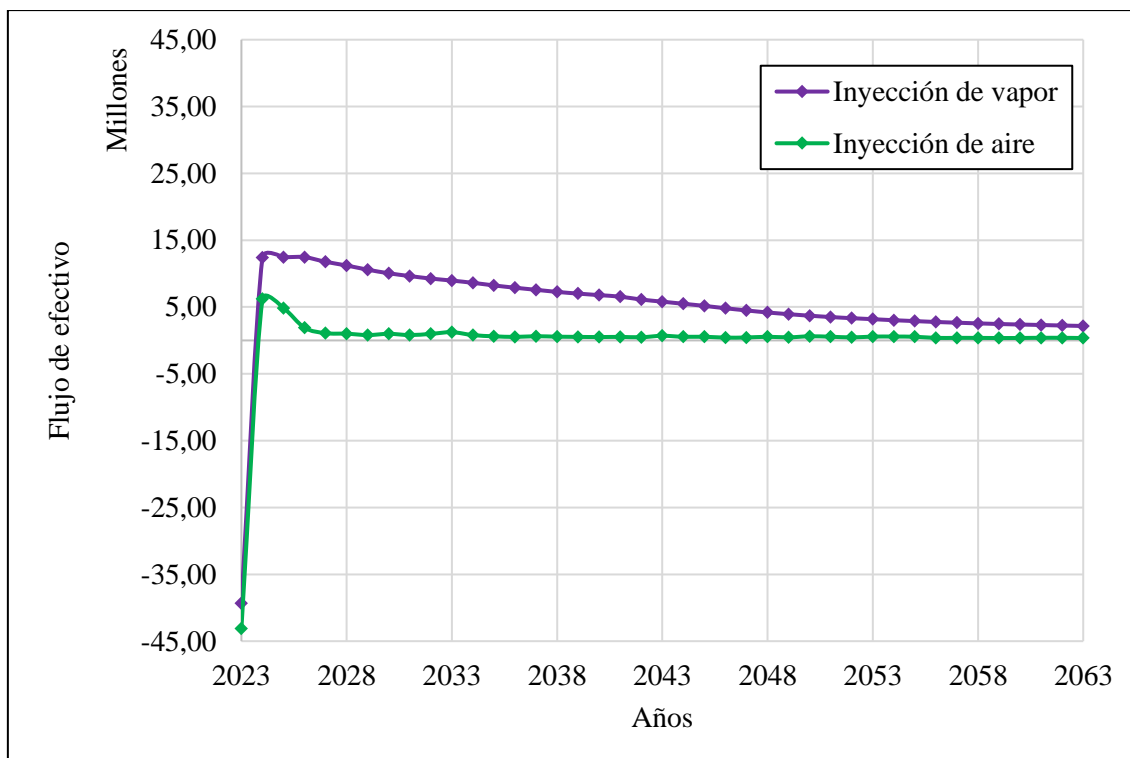


Figura 43. Flujo de efectivo para arreglo de 7 invertido con \$87 de precio del barril de petróleo.

En la Figura 43, se muestra que la implementación de la inyección de vapor necesita inicialmente \$39,33 millones de dólares, mientras que la inyección de aire requiere \$43,09 millones de dólares. Ambas técnicas se aplicarían en 20 pozos productores y 5 inyectoras distribuidos en 5 arreglos de pozos de tipo 7 invertido. Con un precio del crudo de \$87, el proyecto de inyección de vapor recuperaría la inversión para el año 2024, alcanzando ingresos máximos de \$12,45 millones en 2026, que luego disminuirían a \$2,1 millones en 2063. En cambio, la inyección de aire también recuperaría la inversión para el año 2024 y generaría \$9,8 millones en 2030, pero luego caerían a \$361 mil en 2063. Además, la Tabla 12 revela que el método de inyección de vapor es más rentable, con un VAN de \$41 millones, una TIR del 29% que es superior a la tasa de descuento anual del 12%, y una relación Beneficio-Costo de 6,30, lo que indica que genera ganancias. En contraste, el método de inyección de aire no resulta rentable según los indicadores económicos obtenidos, ya que no genera ingresos.

4.3.2 Situación crítica.

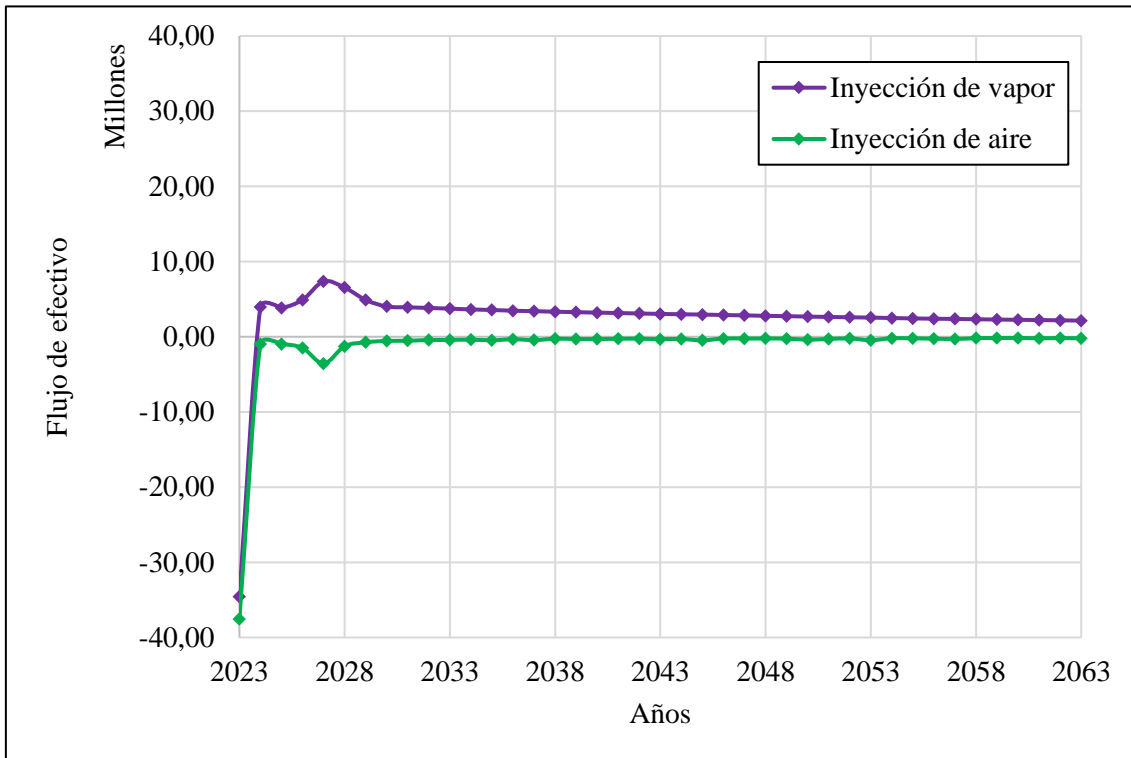


Figura 44. Flujo de efectivo para arreglo de 5 invertido con \$51 de precio del barril de petróleo.

Durante el análisis económico se determinó que la situación crítica para la inyección de vapor es cuando el precio del crudo declina a los \$51 lo cual se corrobora en la Tabla 13 donde se obtuvo un VAN de 584 mil dólares una TIR de 12% que es igual a la tasa de descuento anual y una relación Beneficio-Costo de 3,7. Por otra parte, para el método de inyección de aire con el precio de \$51 los indicadores económicos son negativos lo cual indica que no es factible el proyecto, respectivamente para 12 pozos productores y 6 inyectoros de los 6 arreglos de pozos de tipo 5 invertido. En la Figura 44 se puede observar que en el método de inyección de aire los valores del flujo de efectivo son inferiores a 0 y para la inyección de vapor se recupera la inversión para el año 2024. Existe un valor máximo de ingresos de 7,3 millones de dólares para el año 2028 y declina a 2,1 millones de dólares en el año 2063.

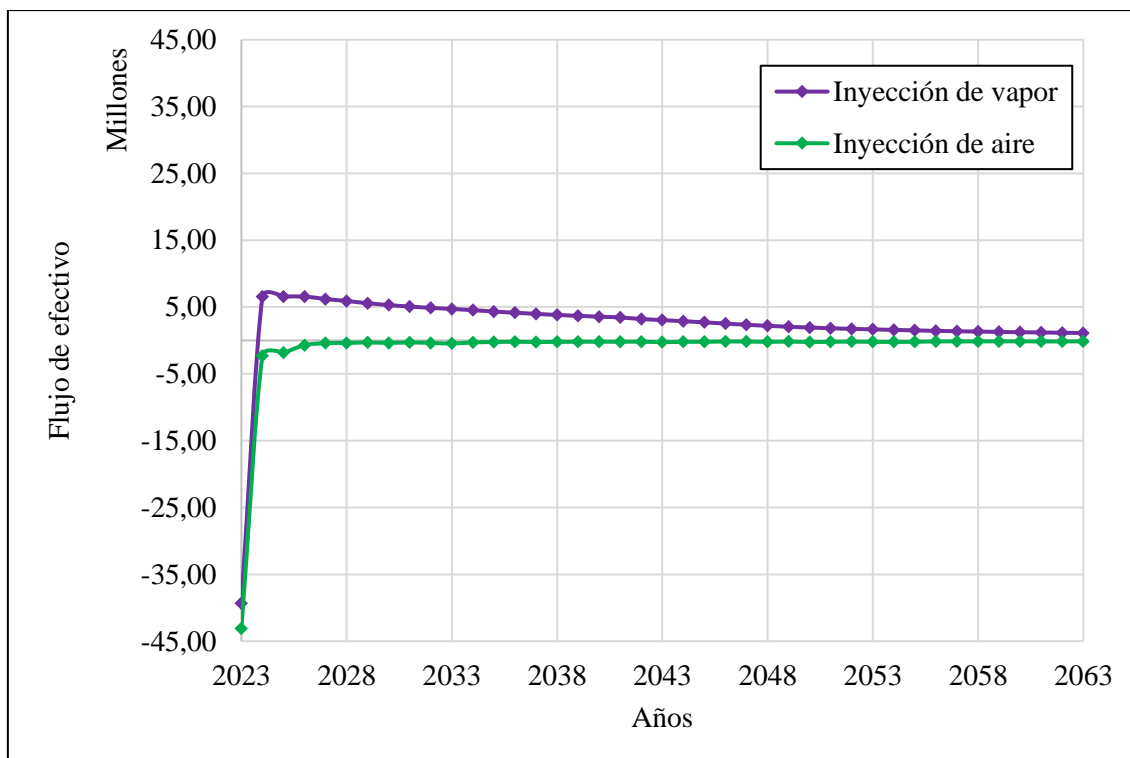


Figura 45. Flujo de efectivo para arreglo de 7 invertido con \$51 de precio del barril de petróleo.

Durante el análisis económico, se identificó que la situación crítica para la inyección de vapor se presenta cuando el precio del petróleo desciende a \$51, y esto se confirma en la Tabla 14, donde se registran indicadores económicos positivos, como un VAN de 2,9 millones, una TIR del 13% que tiende a la tasa de descuento anual y una relación Beneficio-Costo de 3,3. Por otro lado, en el caso de la inyección de aire, con un precio de \$51, los indicadores económicos son desfavorables, lo que sugiere que el proyecto no es viable. La Figura 45 ilustra que, en el método de inyección de aire, los flujos de efectivo son negativos, mientras que, en la inyección de vapor, la inversión se recupera para 2024, alcanzando ingresos máximos de 6,5 millones de dólares en 2026, que luego disminuyen a 1,1 millones de dólares en 2063.

En base al análisis económico, el caso más rentable sería el de la inyección de vapor en el arreglo de 7 pozos invertidos con un precio del barril de petróleo de \$87. Esto se debe a varios factores clave. En primer lugar, la inversión inicial requerida es de \$39,33 millones, que es ligeramente mayor que la inversión necesaria para la inyección de aire en el mismo arreglo. Sin embargo, el proyecto de inyección de vapor muestra un Valor Actual Neto (VAN) de \$41 millones, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 29%, que es mucho mayor que la tasa de descuento anual del 12%, y una relación Beneficio-Costo de

6,30. Estos indicadores demuestran que el proyecto de inyección de vapor generará ganancias significativas a lo largo del tiempo, incluso con un precio del petróleo de \$51. Por otro lado, la inyección de aire en el mismo arreglo no resulta rentable según los indicadores económicos obtenidos, ya que no genera ingresos. Por lo tanto, la elección del método de inyección de vapor en este escenario es la más rentable y justificada.

Es importante destacar que, aunque el precio del petróleo pueda tener un impacto en la rentabilidad, el proyecto de inyección de vapor sigue siendo rentable incluso en una situación crítica con un precio del barril de petróleo de \$51, mientras que la inyección de aire no es rentable en ninguna circunstancia. Por lo tanto, el proyecto de inyección de vapor en el arreglo de 7 pozos invertidos es sólido y presenta un mayor potencial de rentabilidad a lo largo del tiempo.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Entre las características geológicas y composicionales que presentan los reservorios de crudo pesado tenemos: arenisca cuarzosa, transparente, translúcida, de grano fino a medio, cemento y matriz no visibles, alta viscosidad, baja movilidad, alto contenido de compuestos pesados y baja gravedad API; debido a esto, la producción de crudo pesado es más desafiante y costosa en comparación con los crudos livianos. Se requieren técnicas de recuperación mejorada y procesos de refinación específicos para manejar eficazmente el crudo pesado y obtener productos comercializables.
- Por medio de la simulación numérica de inyección continua de vapor y aire en la sección sur del campo Libertador aplicando arreglos de 5 y 7 pozos invertidos se obtuvo el comportamiento del factor de recobro, el cual es superior en el método de inyección de vapor, siendo este superior al 23%.
- En base al análisis económico de los diferentes escenarios de producción, la inyección de vapor se muestra como la opción más rentable; dado que presenta un valor presente neto (VAN), una tasa interna de retorno (TIR) superior a la tasa de descuento anual, y una relación Beneficio-Costo positiva en comparación con la inyección de aire. Sin embargo, se destaca que la inyección de vapor enfrenta una situación crítica cuando el precio del barril de petróleo disminuye a \$51, mientras que la inyección de aire no es factible en ningún escenario económico analizado.

- Se evaluaron dos esquemas diferentes de arreglos de pozos, el de 5 pozos invertido y el de 7 pozos invertido; siendo el arreglo de 7 pozos invertido, el que generó el mayor factor de recobro.

5.2 RECOMENDACIONES

- Dado que la simulación numérica demuestra consistentemente un factor de recobro superior con la inyección de vapor, se recomienda utilizar este método para la recuperación de crudo pesado en el campo Libertador. Sin embargo, es esencial estar preparados para situaciones de precios bajos del petróleo, como un precio de \$51 por barril, que podría afectar negativamente la viabilidad económica de la inyección de vapor. Por lo tanto, se sugiere mantener un plan de contingencia en caso de caídas abruptas en el precio del petróleo, que podría incluir ajustes en la estrategia de recuperación.
- Debido a que los reservorios de crudo pesado presentan características geológicas y composicionales desafiantes, es fundamental implementar técnicas de recuperación mejoradas y procesos de refinación específicos. Se recomienda invertir en investigación y desarrollo para mejorar la eficiencia de la producción y el procesamiento de crudo pesado. Esto puede incluir la exploración de nuevas tecnologías y la adaptación de métodos probados en la industria petrolera para abordar los desafíos únicos de los crudos pesados.
- Los resultados indican que el arreglo de 7 pozos invertidos proporciona un factor de recobro superior debido a una mejor cobertura y drenaje del yacimiento. Por lo tanto, se sugiere optar por este arreglo cuando se planifique la inyección de vapor. Sin embargo, es importante considerar los costos asociados con la perforación y operación de pozos adicionales, así como la complejidad de la gestión de un mayor número de pozos. Se recomienda realizar un análisis de costos detallado para determinar la viabilidad económica de este enfoque.
- Establecer un programa de monitoreo continuo en el campo Libertador. Esto implica la instalación de sensores y sistemas de control avanzados para recopilar datos en tiempo real sobre la producción, la inyección de vapor, la presión del yacimiento y otros parámetros clave.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Anbari, H., Robinson, J. P., Greaves, M., & Rigby, S. P. (2023). Field performance and numerical simulation study on the toe to heel air injection (THAI) process in a heavy oil reservoir with bottom water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 220, 111202. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111202>
- Benavides, L., & Pinilla, L. (2017). *Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado, mediante un modelo analítico.*
- Brasales, J. (2015). *Estudio técnico-económico para la implementación de unidades de bombeo mecánico con Rotaflex para el área Libertador.*
- Cáceres, S., & Puruncajas, O. (2012). *Estudio de pozos cerrados para su rehabilitación e incremento de la producción en el campo Libertador.*
- Carrión, F., & Medina, N. (2016). *Análisis de la implementación de métodos de recuperación térmica para la explotación del pozo IP 015 del campo Pungarayacu.*
- Chancay, J., & Rumipamba, L. (2007). *Incremento de la producción de petróleo en el campo Libertador mediante la implementación de completaciones inteligentes.*
- Cheraghian, G., & Hendraningrat, L. (2016). A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery part A: effects of nanoparticles on interfacial tension. *International Nano Letters*, 6(2), 129–138. <https://doi.org/10.1007/s40089-015-0173-4>
- Esteban Gutiérrez-Vega, J., Reyes-Caicedo, J., Montes-Páez, E., Kahtan-Naman, Y., & Guerrero-Martin, C. (2022). *Evaluation of the recovery factor using heat management models of Steam Injection in heavy crude deposits in a brazilian field.*
- Fan, C., Zan, C., Zhang, Q., Shi, L., Hao, Q., Jiang, H., & Wei, F. (2015). Air Injection for Enhanced Oil Recovery: *In Situ* Monitoring the Low-Temperature Oxidation of Oil through Thermogravimetry/Differential Scanning Calorimetry and Pressure

- Differential Scanning Calorimetry. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 54(26), 6634–6640. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b00997>
- Geolis. (2023). *Producción de petróleo*. <https://www.geolis.mx/>.
- Green, D. W., & Paul Willhite, G. (2018). *Enhanced Oil Recovery Second Edition*.
- Guo, K., Li, H., & Yu, Z. (2016). In-situ heavy and extra-heavy oil recovery: A review. *Fuel*, 185, 886–902. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.08.047>
- Huang, S., & Sheng, J. J. (2018). Feasibility of spontaneous ignition during air injection in light oil reservoirs. *Fuel*, 226, 698–708. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.052>
- Jia, H., & Sheng, J. J. (2016). Numerical modeling on air injection in a light oil reservoir: Recovery mechanism and scheme optimization. *Fuel*, 172, 70–80. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.12.063>
- Jiménez, R., & Paucar, J. (2011). *Estudio del comportamiento del sistema de reinyección de agua del campo Libertador*.
- Katende, A., & Sagala, F. (2019). A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application. *Journal of Molecular Liquids*, 278, 627–649. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.01.037>
- Khakimova, L., Askarova, A., Popov, E., Moore, R. G., Solovyev, A., Simakov, Y., Afanasiev, I., Belgrave, J., & Cheremisin, A. (2020). High-pressure air injection laboratory-scale numerical models of oxidation experiments for Kirsanovskoye oil field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 188, 106796. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106796>
- León, P., Bernal, D., Muñoz, S., & Ordoñez, A. (2015). Inyección de vapor en medianos. Recuperación y rentabilidad. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 12(2), 21–31. <https://doi.org/10.18273/revfue.v13n1-2015002>

- Lizcano, O., & Méndez, V. (2011). *Evaluación del comportamiento del factor de recobro de yacimientos de crudos pesados sometidos a diferentes patrones de inyección de vapor utilizando un simulador térmico.*
- Maiquiza, K. (2008). *Estudio de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente en un yacimiento de crudos pesados de un campo del oriente ecuatoriano.*
- Montes, A. (2016). *Efecto de pozos térmicos sobre la inyección continua de vapor en yacimientos homogéneos.*
- Pérez, L. (2016). *Estudio de factibilidad para la implementación de la tecnología Casing-Drilling en pozos direccionales en las secciones de 16" y 12 1/4", en el campo Libertador.*
- Pinilla, J., Convenio UIS-ICP, Gonzáles, A., Muñoz, S., Trigos, E., Mercado, D., & Ecopetrol S.A. (2009). Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica. Aplicación campo TECA. *Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos*, 1–10.
- Pinos, A. (2010). *Biorremediación de suelos y sedimentos contaminados por el derrame de la línea de flujo del pozo Shushuqui 13 mediante la técnica de Landfarming, campo Libertador, Sucumbíos-Ecuador.*
- Pucha, P., & Sánchez, G. (2020). *Plan piloto para inyección de bactericidas en arenas con problemas de actividad microbiana del campo Libertador Bloque 57.*
- Reina, C. (2017). *Evaluación técnica de la inyección de vapor en forma continua en un campo de crudo pesado con alta saturación de agua inicial y empuje hidráulico. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.*
- Roa, J., Fernández, E., & Bashbush, J. (2018). Evaluación de inyección alternada de vapor seguido de inyección continua en yacimientos heterogéneos de aceite viscoso en México. *Ingeniería Petrolera*, 58(1), 1–17.

- Sánchez, D., & Donoso, J. (2013a). *Estudio de completaciones de fondo para recuperación secundaria por inyección de agua en las arenas Basal Tena y U Superior del campo Libertador.*
- Sánchez, D., & Donoso, J. (2013b). *Estudio de completaciones de fondo para recuperación secundaria por inyección de agua en las arenas Basal Tena y U Superior del campo Libertador.*
- Schlumberger. (2023). *Energy Glossary.*
https://Glossary.Slb.Com/Es/Terms/p/Primary_recovery#:~:Text=Primera%20etapa%20de%20la%20producci%C3%B3n,Pozo%20y%20hacia%20la%20superficie.
- Trujillo, I., & Galindo, O. (2011). *Estudio de la combustión in-situ en yacimientos de crudos pesados por medio de un simulador termal.*
- Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., & Zeynalov, E. (2020). *Primer on Enhanced Oil Recovery.*
- Zapata, D., & Pinto, G. (2019). *Optimización de la producción del campo Libertador-Bloque 57, mediante el re-diseño de sus equipos de bombeo electrosumergibles.*
- Zhao, D. W., Wang, J., & Gates, I. D. (2014). Thermal recovery strategies for thin heavy oil reservoirs. *Fuel*, *117*, 431–441. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.09.023>

ANEXOS

ANEXO A

Anexo A1. Análisis económico para arreglo de 5 invertido.

Tabla 11. Análisis económico de la situación actual para arreglo de 5 invertido.

Tiempo	Fecha	Producción de petróleo		Flujo de efectivo	
		Mediante inyección de vapor- Año SC (bbl)	Mediante inyección de aire - Año SC (bbl)	Inyección de vapor (\$)	Inyección de aire (\$)
0	1/1/2023	0	0	-34.580.000,00	-37.547.900,00
365	1/1/2024	9.788.096,094	9.935.371,094	7.537.732,092	2.639.641,161
731	1/1/2025	9.499.341,406	9.886.703,906	7.313.889,458	2.626.708,829
1096	1/1/2026	120.857,63	150.090,69	9.318.883,478	3.987.874,905
1461	1/1/2027	180.672,38	3.594.974,375	13.955.722,90	9.552.440,407
1826	1/1/2028	160.793,63	1.270.060,625	12.414.722,20	3.374.447,099
2192	1/1/2029	120.474,38	74.258,25	9.289.173,938	1.972.779,477
2557	1/1/2030	993.311,875	561.819,375	7.650.153,655	1.492.437,625
2922	1/1/2031	96.642,5	535.041,875	7.441.726,60	1.421.281,774
3287	1/1/2032	94.659,875	43.969,625	7.288.033,51	1.167.919,845
3653	1/1/2033	922.133,125	431.015,625	7.098.375,985	1.144.852,82
4018	1/1/2034	89.808,75	38.422,875	6.911.974,30	1.020.526,057
4383	1/1/2035	87.920,25	47.882,25	6.765.577,78	1.271.890,029
4748	1/1/2036	85.633,25	33.358,50	6.588.289,54	8.859.504,205
5114	1/1/2037	84.089,75	44.868,125	6.468.637,42	1.191.795,686
5479	1/1/2038	82.330,875	26.830,375	6.332.289,43	7.124.785,549
5844	1/1/2039	80.870,13	30.824,75	6.219.052,478	8.186.210,817
6209	1/1/2040	79.381,125	31.086,5	6.103.624,81	8.255.765,645
6575	1/1/2041	78.107,875	27.196,375	6.004.922,47	7.222.042,729
6940	1/1/2042	76.556,625	25.761,25	5.884.669,57	6.840.686,963
7305	1/1/2043	75.269,625	33.331,75	5.784.901,33	8.852.395,928

Tabla 11. (Continuación).

Tiempo	Fecha	Producción de petróleo		Flujo de efectivo	
		Mediante inyección de vapor- Año SC (bbl)	Mediante inyección de aire - Año SC (bbl)	Inyección de vapor (\$)	Inyección de aire (\$)
7670	1/1/2044	74.054,25	30.264,63	5.690.685,46	803.737,013
8036	1/1/2045	73.070,625	47.786,5	5.614.434,85	1.269.345,665
8401	1/1/2046	71.649	24.296,75	5.504.230,48	645.152,5378
8766	1/1/2047	70.375,88	24.483,5	5.404.538,218	650.115,0455
9131	1/1/2048	69.037,25	23.662,75	5.301.767,62	628.305,2558
9497	1/1/2049	67.942	25.635,25	5.216.863,84	680.720,4983
9862	1/1/2050	66.529	39.299	5.107.328,08	1.043.807,327
10227	1/1/2051	65.411	29.826,875	5.020.660,72	792.104,5494
10592	1/1/2052	64.303,5	23.117,5	4.934.807,32	613.816,3275
10958	1/1/2053	63.287,25	46.129,625	4.856.027,62	1.225.317,525
11323	1/1/2054	61.838,5	20.010,25	4.743.720,52	531.247,3733
11688	1/1/2055	60.652	21.867,75	4.651.743,04	580.606,7208
12053	1/1/2056	59.658,5	25.576,125	4.574.726,92	679.149,3696
12419	1/1/2057	58.888	30.542,88	4.514.997,76	811.130,9502
12784	1/1/2058	57.821,75	19.054,625	4.432.342,06	505.853,5501
13149	1/1/2059	56.933,25	17.120,125	4.363.465,54	454.448,0816
13514	1/1/2060	56.054	16.244,75	4.295.306,08	431.186,7418
13880	1/1/2061	55.353,25	19.794,625	4.240.983,94	525.517,5701
14245	1/1/2062	54.364,5	17.983,625	4.164.336,04	477.393,8671
14610	1/1/2063	53.507	20.659	4.097.862,64	548.486,607
Valor Actual Neto (VAN)				32.273.056,21	-16.923.391,79
Tasa Interna de Retorno (TIR)				25%	3%
Relación Beneficio-Costo (B/C)				7,203706816	1,392785681

Tabla 12. Análisis económico de la situación crítica para arreglo de 5 invertido.

Tiempo	Fecha	Producción de petróleo		Flujo de efectivo	
		Mediante inyección de vapor- Año SC (bbl)	Mediante inyección de aire - Año SC (bbl)	Inyección de vapor (\$)	Inyección de aire (\$)
0	1/1/2023	0	0	-34.580.000,00	-37.547.900,00
365	1/1/2024	97.880,96094	99.353,71094	3.963.119,399	-988.756,3627
731	1/1/2025	94.993,41406	98.867,03906	3.844.729,976	-983.915,4375
1096	1/1/2026	120.857,63	150.090,69	4.905.162,83	-1.493.437,093
1461	1/1/2027	180.672,38	359.497,4375	7.357.567,58	-3.576.406,011
1826	1/1/2028	160.793,63	127.006,0625	6.542.538,83	-1.263.814,304
2192	1/1/2029	120.474,38	74.258,25	4.889.449,58	-739.131,8128
2557	1/1/2030	99.331,1875	56.181,9375	4.022.578,688	-559.326,7323
2922	1/1/2031	96.642,5	53.504,1875	3.912.342,5	-532.691,1531
3287	1/1/2032	94.659,875	43.969,625	3.831.054,875	-437.850,8599
3653	1/1/2033	92.213,3125	43.101,5625	3.730.745,813	-429.216,2422
4018	1/1/2034	89.808,75	38.422,875	3.632.158,75	-382.677,3376
4383	1/1/2035	87.920,25	47.882,25	3.554.730,25	-476.769,7408
4748	1/1/2036	85.633,25	33.358,5	3.460.963,25	-332.301,9995
5114	1/1/2037	84.089,75	44.868,125	3.397.679,75	-446.788,2394
5479	1/1/2038	82.330,875	26.830,375	3.325.565,875	-267.366,7401
5844	1/1/2039	80.870,13	30.824,75	3.265.675,33	-307.098,7883
6209	1/1/2040	79.381,125	31.086,5	3.204.626,125	-309.702,4155
6575	1/1/2041	78.107,875	27.196,375	3.152.422,875	-271.007,3421
6940	1/1/2042	76.556,625	25.761,25	3.088.821,625	-256.732,1538
7305	1/1/2043	75.269,625	33.331,75	3.036.054,625	-332.035,9173
7670	1/1/2044	74.054,25	30.264,63	2.986.224,25	-301.527,2746
8036	1/1/2045	73.070,625	47.786,5	2.945.895,625	-475.817,3155
8401	1/1/2046	71.649	24.296,75	2.887.609	-242.164,7723
8766	1/1/2047	70.375,88	24.483,5	2.835.411,08	-244.022,3745
9131	1/1/2048	69.037,25	23.662,75	2.780.527,25	-235.858,3743

Tabla 12. (Continuación).

Tiempo	Fecha	Producción de petróleo		Flujo de efectivo	
		Mediante inyección de vapor- Año SC (bbl)	Mediante inyección de aire - Año SC (bbl)	Inyección de vapor (\$)	Inyección de aire (\$)
9497	1/1/2049	67.942	25.635,25	2.735.622	-255.478,8318
9862	1/1/2050	66.529	39.299	2.677.689	-391.392,153
10227	1/1/2051	65.411	29.826,875	2.631.851	-297.172,9256
10592	1/1/2052	64.303,5	23.117,5	2.586.443,5	-230.434,7725
10958	1/1/2053	63.287,25	46.129,625	2.544.777,25	-459.336,3799
11323	1/1/2054	61.838,5	20.010,25	2.485.378,5	-199.526,9568
11688	1/1/2055	60.652	21.867,75	2.436.732	-218.003,5093
12053	1/1/2056	59.658,5	25.576,125	2.395.998,5	-254.890,7154
12419	1/1/2057	58.888	30.542,88	2.364.408	-304.295,0274
12784	1/1/2058	57.821,75	19.054,625	2.320.691,75	-190.021,3549
13149	1/1/2059	56.933,25	17.120,125	2.284.263,25	-170.778,8834
13514	1/1/2060	56.054	16.244,75	2.248.214	-162.071,5283
13880	1/1/2061	55.353,25	19.794,625	2.219.483,25	-197.382,1349
14245	1/1/2062	54.364,5	17.983,625	2.178.944,5	-179.368,1179
14610	1/1/2063	53.507	20.659	2.143.787	-205.980,073
Valor Actual Neto (VAN)				584.114,66	-45.273.711,86
Tasa Interna de Retorno (TIR)				12%	0%
Relación Beneficio-Costo (B/C)				3,782762846	-0,522067816

Anexo A2. Análisis económico para arreglo de 7 invertido

Tabla 13. Análisis económico de la situación actual para arreglo de 7 invertido.

Tiempo	Fecha	Producción de petróleo		Flujo de efectivo	
		Mediante inyección de vapor- Año SC (bbl)	Mediante inyección de aire - Año SC (bbl)	Inyección de vapor (\$)	Inyección de aire (\$)
0	1/1/2023	0	0	-39.330.000,00	-43.097.900,00
365	1/1/2024	160.989,5625	233.272,2656	12.419.910,89	6.198.161,914
731	1/1/2025	161.353,6563	182.223,2031	12.448.135,44	4.841.635,176
1096	1/1/2026	161.463,1563	71.365,9375	12.456.623,88	1.895.825,057
1461	1/1/2027	152.533,875	41.004,78125	11.764.425,99	1.089.038,052
1826	1/1/2028	145.398,5625	37.872,8125	11.211.296,57	1.005.812,247
2192	1/1/2029	137.316,125	30.336,5	10.584.746,01	805.549,8145
2557	1/1/2030	130.436,0625	37.067,1875	10.051.403,57	984.404,3734
2922	1/1/2031	125.012,5	30.319	9.630.969,00	805.084,787
3287	1/1/2032	120.169,75	36.985,875	9.255.559,02	982.243,6564
3653	1/1/2033	116.318,25	46.404,4375	8.956.990,74	1.232.523,118
4018	1/1/2034	111.956,875	30.082,1875	8.618.896,95	798.791,9684
4383	1/1/2035	106.957,625	23.241,375	8.231.355,09	617.011,0579
4748	1/1/2036	102.504,75	19.879,3125	7.886.168,22	527.670,9711
5114	1/1/2037	98.506,125	23.746	7.576.194,81	630.420,458
5479	1/1/2038	94.430,125	21.033,125	7.260.223,29	558.331,2306
5844	1/1/2039	91.190,875	20.075,0625	7.009.116,63	532.872,6358
6209	1/1/2040	88.186,125	19.001,5625	6.776.188,41	504.346,5203
6575	1/1/2041	85.246,25	20.083,375	6.548.289,30	533.093,5239
6940	1/1/2042	79.646,25	18.082,25	6.114.177,30	479.917,6293
7305	1/1/2043	75.617,25	26.135,75	5.801.849,22	693.923,2848
7670	1/1/2044	71.519,75	20.509,75	5.484.211,02	544.423,5868
8036	1/1/2045	67.457,5	20.702,9375	5.169.305,40	549.557,1582
8401	1/1/2046	62.904,25	15.812,0625	4.816.337,46	419.591,9368

Tabla 13. (Continuación).

Tiempo	Fecha	Producción de petróleo		Flujo de efectivo	
		Mediante inyección de vapor- Año SC (bbl)	Mediante inyección de aire - Año SC (bbl)	Inyección de vapor (\$)	Inyección de aire (\$)
8766	1/1/2047	58.678	16.647,375	4.488.718,56	441.788,6959
9131	1/1/2048	54.750,75	20.572,375	4.184.278,14	546.087,7209
9497	1/1/2049	51.492	17.413,5	3.931.659,84	462.146,9355
9862	1/1/2050	48.517,5	23.239,375	3.701.076,6	616.957,9119
10227	1/1/2051	45.930,25	20.963,875	3.500.512,98	556.491,0504
10592	1/1/2052	43.710,75	17.065,625	3.328.457,34	452.902,8531
10958	1/1/2053	41.795,25	21.699,75	31.79.967,78	576.045,4568
11323	1/1/2054	39.825,75	21.784,25	3.027.292,14	578.290,8753
11688	1/1/2055	38.111,5	20673,375	2894403,48	548771,5939
12053	1/1/2056	36.407	14.302,875	2.762.270,64	379.488,2974
12419	1/1/2057	35.011,5	14.598,375	2.654.091,48	387.340,6189
12784	1/1/2058	33.671	14.337	2.550.175,92	380.395,101
13149	1/1/2059	32.517	13.560,625	2.460.717,84	359.764,4881
13514	1/1/2060	314.58,25	13.885,875	2.378.643,54	368.407,3564
13880	1/1/2061	30.553,5	14.850,75	2.308.507,32	394.046,9798
14245	1/1/2062	29.546	14.816,75	2.230.405,92	393.143,4978
14610	1/1/2063	28.683,25	13.624	2.163.525,54	361.448,552
Valor Actual Neto (VAN)				41.060.981,11	-27.682.445,89
Tasa Interna de Retorno (TIR)				29%	-2%
Relación Beneficio-Costo (B/C)				6,300968199	0,812887592

Tabla 14. Análisis económico de la situación crítica para arreglo de 7 invertido.

Tiempo	Fecha	Producción de petróleo		Flujo de efectivo	
		Mediante inyección de vapor- Año SC (bbl)	Mediante inyección de aire - Año SC (bbl)	Inyección de vapor (\$)	Inyección de aire (\$)
0	1/1/2023	0	0	-39.330.000,00	-43.097.900,00
365	1/1/2024	160.989,5625	233.272,2656	6.540.572,063	-2.320.941,226
731	1/1/2025	161.353,6563	182.223,2031	6.555.499,908	-1.813.156,201
1096	1/1/2026	161.463,1563	71.365,9375	6.559.989,408	-710.458,9803
1461	1/1/2027	152.533,875	41.004,78125	6.193.888,875	-408.456,5591
1826	1/1/2028	145.398,5625	37.872,8125	5.901.341,063	-377.302,8659
2192	1/1/2029	137.316,125	30.336,5	5.569.961,125	-302.339,1655
2557	1/1/2030	130.436,0625	37.067,1875	5.287.878,563	-369.289,3141
2922	1/1/2031	125.012,5	30.319	506.5512,5	-302.165,093
3287	1/1/2032	120.169,75	36.985,875	4.866.959,75	-368.480,4986
3653	1/1/2033	116.318,25	46.404,4375	4.709.048,25	-462.166,9398
4018	1/1/2034	111.956,875	30.082,1875	4.530.231,875	-299.809,5191
4383	1/1/2035	106.957,625	23.241,375	4.325.262,625	-231.763,9571
4748	1/1/2036	102.504,75	19.879,3125	4.142.694,75	-198.321,5214
5114	1/1/2037	98.506,125	23.746	3.978.751,125	-236.783,462
5479	1/1/2038	94.430,125	21.033,125	3.811.635,125	-209.798,4944
5844	1/1/2039	91.190,875	20.075,0625	3.678.825,875	-200.268,6467
6209	1/1/2040	88.186,125	19.001,5625	3.555.631,125	-189.590,5422
6575	1/1/2041	85.246,25	20.083,375	3.435.096,25	-200.351,3311
6940	1/1/2042	79.646,25	18.082,25	3.205.496,25	-180.446,1408
7305	1/1/2043	75.617,25	26.135,75	3.040.307,25	-260.554,3053
7670	1/1/2044	71.519,75	20.509,75	2.872.309,75	-204.592,4833
8036	1/1/2045	67.457,5	20.702,9375	2.705.757,5	-206.514,1193
8401	1/1/2046	62.904,25	15.812,0625	2.519.074,25	-157.864,5857
8766	1/1/2047	58.678	16647,375	2.345.798	-166.173,4391
9131	1/1/2048	54.750,75	20.572,375	2.184.780,75	-205.215,4141

Tabla 14. (Continuación)

Tiempo	Fecha	Producción de petróleo		Flujo de efectivo	
		Mediante inyección de vapor- Año SC (bbl)	Mediante inyección de aire - Año SC (bbl)	Inyección de vapor (\$)	Inyección de aire (\$)
9497	1/1/2049	51.492	17.413,5	2.051.172	-173.794,0845
9862	1/1/2050	48.517,5	23.239,375	192.9217,5	-231.744,0631
10227	1/1/2051	45.930,25	20.963,875	1.823.140,25	-209.109,6646
10592	1/1/2052	43.710,75	17.065,625	1.732.140,75	-170.333,7719
10958	1/1/2053	41.795,25	21.699,75	1.653.605,25	-216.429,4133
11323	1/1/2054	39.825,75	21.784,25	1.572.855,75	-217.269,9348
11688	1/1/2055	38.111,5	20.673,375	1.502.571,5	-206.220,0611
12053	1/1/2056	36.407	14.302,875	1.432.687	-142.852,6976
12419	1/1/2057	35.011,5	14.598,375	1.375.471,5	-145.792,0361
12784	1/1/2058	33.671	14.337	1.320.511	-143.192,139
13149	1/1/2059	32.517	13.560,625	1.273.197	-135.469,5369
13514	1/1/2060	31.458,25	13.885,875	1.229.788,25	-138.704,7986
13880	1/1/2061	30.553,5	14.850,75	1.192.693,5	-148.302,4103
14245	1/1/2062	29.546	14.816,75	1.151.386	-147.964,2123
14610	1/1/2063	28.683,25	13.624	1.116.013,25	-136.099,928
Valor Actual Neto (VAN)				2.955.429,08	-48.874.919,55
Tasa Interna de Retorno (TIR)				13%	0%
Relación Beneficio-Costo (B/C)				3,303807641	-0,305028402