

**EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE SOLVENTE (C3) EN EL CAMPO
APIAY PARA LA FORMACIÓN T2 MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**JOHAN SEBASTIÁN MONROY GARCÍA
GILBERTO ANDRÉS SANABRIA GUTIÉRREZ**

**Proyecto integral de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
FRANKLIN ALDEMAR GRIMALDOS AGUILAR
Ingeniero de Petróleos**

**Co-Director
JORGE EDUARDO ROMERO DOMÍNGUEZ
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador
WALTER DE JESÚS TOBÓN VÉLEZ
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2021**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Franklin Aldemar Grimaldos Aguilar
E0281780
Ingeniero de Producción A

Jurado 1

Jurado 2

Jurado 3

Bogotá D.C., Febrero de 2021

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académico y de Investigaciones

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida, bendecirme cada día y ser mi guía en cada uno de mis pasos. A mi mamá Sandra Milena García Castro, quien es y será mi foco de inspiración en cada una de las travesías que emprenda. A mi abuela Aurora Castro García por brindarme apoyo constante en mi formación personal y profesional. A mi familia, quienes han sido parte fundamental de este proceso, y siempre han estado pendientes de mí, este logro también es de ustedes. Finalmente, a mi compañero de tesis Andrés Sanabria, por su paciencia y esfuerzo para la culminación de este proyecto de grado.

A Dios por brindarme cada día la oportunidad de salir adelante y por cada una de sus bendiciones. A mis papás, Martha Gutiérrez Cuervo y Gilberto Sanabria Guillot, por el amor y la dedicación para guiar mi vida, además del ejemplo de perseverancia ante las adversidades. A mi hermana Milena, mi abuela Lucy, mi tía Myriam y mi tío Ricardo, por estar siempre presentes en mi camino. A todas aquellas personas que han sido parte de este proceso y que de una u otra manera lo han seguido de cerca a lo largo de estos seis años. Finalmente, a mi compañero de tesis y amigo Johan Monroy, por su compromiso para el desarrollo de este proyecto, además de las incontables aventuras y momentos que compartimos durante este tiempo.

AGRADECIMIENTOS

A Ecopetrol S.A. a través del ingeniero Franklin Aldemar Grimaldos Aguilar, director de tesis del presente Trabajo de Grado, quien propuso el tema desarrollado y además, puso a disposición su conocimiento y experiencia para la realización del mismo. Además, agradecer a la compañía por brindar el soporte técnico para el adecuado desarrollo del proyecto.

Agradecimiento especial al Ingeniero de Petróleos y profesor de Simulación de Yacimientos de la Universidad, Jorge Eduardo Romero Domínguez por su asistencia profesional y desinteresada colaboración, además del incondicional apoyo y dedicación, compartiendo su amplia experiencia y conocimiento sobre simulación. ¡Enormemente agradecidos con usted!

Finalmente a la Fundación Universidad de América por habernos formado profesionalmente en el área de Ingeniería de Petróleos, otorgando un grupo de docentes de alta calidad, resaltando el apoyo de los ingenieros Sebastián Gómez y Walter Tobón.

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	14
INTRODUCCIÓN	15
1. MARCO TEÓRICO	18
1.1 Generalidades de la Cuenca de los Llanos Orientales	18
1.1.1 Formación Mirador	19
1.2 Historia del Campo Apiay	20
1.3 Localización del Campo Apiay	20
1.4 Sistema petrolero del Campo Apiay	21
1.4.1 Roca Reservorio	21
1.4.2 Migración	21
1.4.3 Roca Sello	21
1.4.4 Trampas	22
1.5 Tipos de recobro mejorado	22
1.5.1 Recuperación primaria	22
1.5.2 Recuperación secundaria	23
1.5.3 Recuperación terciaria	25
1.6 Simulación numérica de yacimientos	29
1.6.1 Tipos de simuladores	30
1.6.2 Etapas típicas de un estudio de simulación	30
2. METODOLOGÍA	32
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	47
4. ANÁLISIS FINANCIERO	65
4.1 Análisis de costos de inversión (CAPEX)	65
4.2 Análisis de costos de operación (OPEX)	67
4.3 Análisis de ingresos	70
4.4 Evaluación financiera	74
5. CONCLUSIONES	79
BIBLIOGRAFÍA	81

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1.	19
Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.	19
Figura 2.	21
Ubicación geográfica del Campo Apiay.	21
Figura 3.	24
Esquema general de la inyección de agua.	24
Figura 4.	25
Arreglo de cinco pozos normal.	25
Figura 5.	29
Esquema de un proceso de inyección cíclica de solventes.	29
Figura 6.	33
Propiedades del yacimiento (Net Pay, Porosidad, Permeabilidad en i y Saturación actual de aceite).	33
Figura 7.	33
Propiedades del yacimiento (Grid Top y Grid Thickness).	33
Figura 8.	35
Curvas de Permeabilidad Relativa Agua-Aceite.	35
Figura 9.	39
Factor de recobro vs tiempo, P25.	39
Figura 10.	40
Factor de recobro vs tiempo, P2.	40
Figura 11.	41
Factor de recobro vs tiempo, P5.	41
Figura 12.	42
Factor de recobro vs tiempo, P16.	42
Figura 13.	44
Factor de recobro del escenario base en relación al tiempo.	44
Figura 14.	48
Factor de recobro del patrón de cinco puntos normal en relación al tiempo.	48
Figura 15.	48
Corte de agua del patrón de cinco puntos normal.	48
Figura 16.	49
Comportamiento de la presión debido a la inyección de agua en la Formación T2.	49
Figura 17.	50
Producción acumulada de las fases a causa de la inyección de agua en la Formación T2.	50
Figura 18.	51
Producción de petróleo pozo por pozo.	51

Figura 19.	52
Factor de recobro del pozo P23.	52
Figura 20.	52
Producción acumulada de las fases del pozo P23.	52
Figura 21.	54
Escenarios ICS, Factor de recobro vs tiempo, P2.	54
Figura 22.	55
Producción acumulada de las fases a causa de la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.	55
Figura 23.	56
Escenarios ICS, Factor de recobro vs tiempo, P25.	56
Figura 24.	57
Producción acumulada de las fases a causa de la inyección cíclica de solvente para el pozo P25.	57
Figura 25.	58
Escenarios ICS, Factor de recobro vs tiempo, P16.	58
Figura 26.	59
Producción acumulada de las fases a causa de la inyección cíclica de solvente para el pozo P16.	59
Figura 27.	60
Escenarios ICS, Factor de recobro vs tiempo, P5.	60
Figura 28.	61
Producción acumulada de las fases a causa de la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.	61
Figura 29.	62
Comportamiento de la presión debido a la inyección cíclica de solvente en los pozos en estudio	62
Figura 30.	63
Comportamiento de la tasa de producción de aceite de cada pozo.	63
Figura 31.	68
Cálculo del valor del costo de levantamiento para el 2020.	68
Figura 32.	75
Fórmula de Valor Presente Neto.	75
Figura 33.	75
Flujo de caja para la inyección de agua.	75
Figura 34.	76
Flujo de caja neto para la inyección de agua.	76
Figura 35.	76
Flujo de caja para la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.	76
Figura 36.	77
Flujo de caja neto para la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.	77
Figura 37.	77
Flujo de caja para la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.	77

Figura 38.	78
Flujo de caja neto para la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.	78

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características del agua de inyección.	24
Tabla 2. Ventajas y desventajas de la inyección de agua en arreglo.	25
Tabla 3. Propiedades petrofísicas e información correspondiente a la Formación T2 del Campo Apiay.	34
Tabla 4. Parámetros de ajuste del pozo P25.	35
Tabla 5. Parámetros de ajuste de los pozos productores.	36
Tabla 6. Rangos determinados para los pozos en estudio	37
Tabla 7. Valores de DWA estipulados para cada pozo.	43
Tabla 8. Escenarios planteados para el pozo P2	45
Tabla 9. Escenarios planteados para el pozo P25.	45
Tabla 10. Escenarios planteados para el pozo P16.	46
Tabla 11. Escenarios planteados para el pozo P5.	46
Tabla 12. Resultados de la inyección de agua.	64
Tabla 13. Resultados de la inyección cíclica de solvente.	64
Tabla 14. Costo de tratamiento de agua para posterior inyección.	66
Tabla 15. Costos de inversión de la inyección de agua.	66
Tabla 16. Costos de los solventes para la inyección cíclica de solvente.	67
Tabla 17. Costos de inversión de cada pozo para la inyección cíclica de solvente.	67
Tabla 18. Lifting Cost.	68
Tabla 19. Costos de operación de la inyección de agua.	69
Tabla 20. Costos de operación de la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.	69
Tabla 21. Costos de operación de la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.	70
Tabla 22. Porcentaje de regalías de acuerdo a la producción según la Ley 756 del 2002..	71
Tabla 23. Producción neta a partir de la inyección de agua.	71

Tabla 24. Ingresos netos a partir de la inyección de agua.	72
Tabla 25. Producción neta a partir de la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.	72
Tabla 26. Ingresos netos a partir de la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.	73
Tabla 27. Producción neta a partir de la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.	73
Tabla 28. Ingresos netos a partir de la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.	74
Tabla 29. Resumen financiero de escenarios.	78

RESUMEN

Uno de los retos más grandes de la Industria Petrolera en el país, es asegurar la producción y el mantenimiento de la vida productiva de los campos petrolíferos presentes en el territorio Colombiano, es por ello, que surge la necesidad de implementar nuevas técnicas de recobro mejorado. Así pues, en el presente trabajo de grado se realiza la evaluación de la inyección cíclica de solvente C3 para la Formación T2 del Campo Apiay, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, para ello se realizó una descripción de las condiciones geológicas del mismo y la construcción de los modelos estáticos y dinámicos cotejados junto con el patrón de inyección de agua de cinco puntos normal de la Formación en estudio. Este proyecto se evaluó con el diseño y la simulación numérica de los escenarios propuestos para la inyección cíclica del solvente para cada pozo presente en el arreglo, en los cuales se modificaron parámetros tales como: ciclos de inyección, tiempo de remojo, días de inyección y días de producción; la tasa de inyección fue fijada a partir de un análisis de sensibilidad para cada uno de los pozos; y en donde el factor de recobro, de los mejores escenarios, es comparado con la predicción del escenario base (inyección de agua) durante un periodo de diez años, para de esta manera definir el mejor método de recobro para la Formación T2 técnica y financieramente. Con base en estos resultados se presentan conclusiones y recomendaciones.

Palabras clave: Recobro Mejorado, Formación T2, Campo Apiay, Inyección Agua, Inyección Cíclica Solventes, Factor Recobro, Simulación Numérica.

INTRODUCCIÓN

La producción de crudo en el territorio colombiano desde hace unos años viene en decadencia debido a que los mecanismos de producción primaria e incluso la inyección de agua como método de recobro secundario, son insuficientes para desplazar el petróleo remanente en los yacimientos petrolíferos presentes en el país. Es por ello, que la implementación de recobro químico surge como primera opción para poder movilizar este crudo de alta viscosidad y baja gravedad API, y de esta manera incrementar el factor de recobro en los campos petroleros en Colombia.

Al tener una Formación con canales de alta permeabilidad, la inyección convencional de agua no es del todo eficiente debido a que el fluido inyectado se canaliza en los pozos, además cuando el crudo presente en la Formación es pesado y extra-pesado la precipitación de asfaltenos origina daño en la cara de la Formación, lo que genera baja eficiencia de barrido en esta. El inyectar agua con el objetivo de desplazar petróleo con gravedades API menores a 18° genera una alta relación de movilidad, lo que implica un bajo factor de recobro y menor vida productiva de la Formación. Para aumentar el factor de recobro en función de la disminución de la viscosidad y tensión interfacial, que conllevan a mejorar la movilidad de crudo, la inyección cíclica de solvente como método de recobro químico es la opción más relevante.

La inyección cíclica de solvente se usa para mejorar la eficiencia de desplazamiento en la recuperación de aceite en Formaciones con crudo pesado, debido a la capacidad que tienen de difundirse en este y así disminuir la viscosidad y la tensión interfacial. Al realizar una simulación numérica utilizando este método de recobro se puede evidenciar el comportamiento de las propiedades mencionadas anteriormente y del factor de recobro, para así determinar el mejor mecanismo de producción para la Formación.

Actualmente, existen estudios que confirman que la recuperación química tiene una serie de beneficios en cuanto al aumento en el factor de recobro, para el presente caso, se pretende describir los avances en cuanto al uso de solventes en esta técnica. K. Ardila et. al. realizaron una técnica híbrida, añadiendo hexano al flujo de

vapor para reducir la relación vapor-aceite, es decir, netamente buscando reducir el elevado requerimiento energético y de igual manera, beneficiando la rentabilidad del proceso, así como el factor de recobro. [1] F. L. Mena y J. C. Guamán determinaron mediante la teoría de Buckley-Leverett y pruebas de laboratorio, el beneficio de inyectar solvente en muestras pertenecientes al reservorio M-2 del Campo VHR de la región amazónica ecuatoriana, ya que, se cuantificó el factor de recuperación, arrojando un aumento del 49,97% y 18,04% respectivamente.[2] M. I. Sandoval-Martínez y S. F. Muñoz-Navarro analizaron el proceso de inyección cíclica de nafta como diluyente líquido para la recuperación de crudo pesado en un campo colombiano mediante tomografía computarizada y resonancia magnética nuclear, concluyendo que, gracias al solvente en cuestión, la tasa incremental de petróleo alcanzó el 11%, dejando en evidencia que este tipo de componente permiten reducir la saturación de crudo en los poros de la formación. [3]

El objetivo general de este trabajo de grado fue evaluar la inyección cíclica de solvente (C3) en el Campo Apiay para la formación T2 mediante simulación numérica. A su vez, los objetivos específicos de la investigación fueron:

- Construir el modelo de simulación base para la Formación T2 en el software CMG considerando el escenario de inyección de agua implementado actualmente en el Campo Apiay.
- Proponer los escenarios de simulación para la inyección cíclica de solvente (C3).
- Simular los escenarios de inyección cíclica de solvente (C3), estableciendo el mejor escenario de aplicación.
- Comparar el método de recobro actual del campo con la inyección cíclica de solvente (C3), en función del factor de recobro, estableciendo el mejor método para la formación en estudio.
- Evaluar financieramente la implementación del escenario seleccionado mediante el indicador TIR.

Este estudio busca analizar la viabilidad de desarrollar e implementar la inyección cíclica de solvente (C3) en el campo, específicamente para la Formación T2 utilizando como herramienta la simulación numérica y así poder determinar si dicho

método puede reemplazar o trabajar en conjunto con la técnica que se maneja actualmente para lograr aumentar el factor de recuperación de crudo. Para dicho análisis se tuvieron en cuenta parámetros estáticos y dinámicos relacionados directamente con la formación en cuestión, además de data histórica y mapas para una adecuada construcción del modelo.

1. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presenta el marco teórico que explica de manera breve y concisa la teoría que constituye este trabajo de grado, para ello se exponen los conceptos generales y específicos que se tienen en cuenta en la investigación.

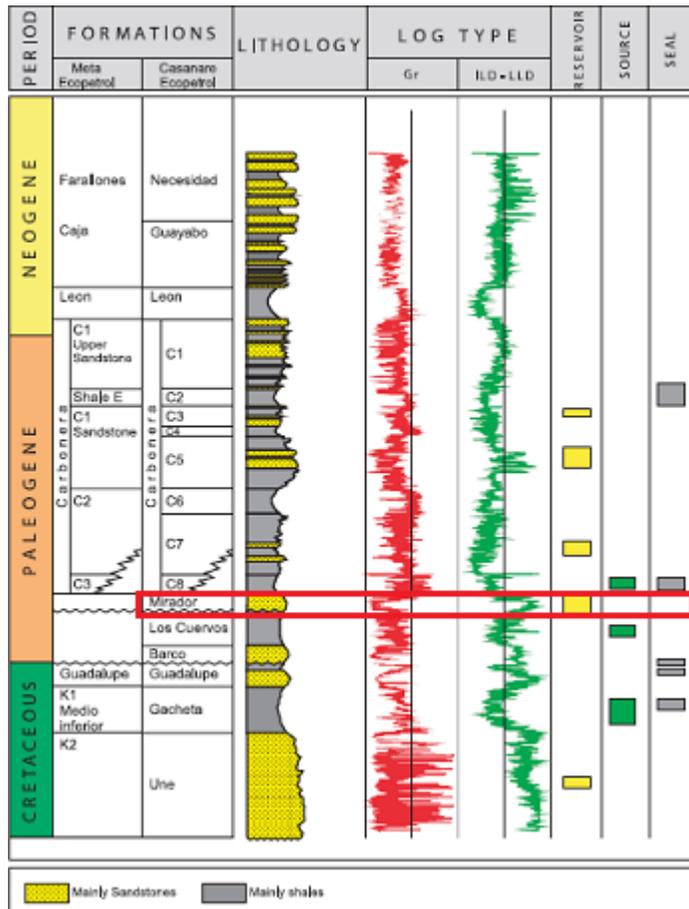
1.1 Generalidades de la Cuenca de los Llanos Orientales

La Cuenca de los Llanos Orientales está ubicada en el noreste de Colombia. De acuerdo con la ANH, es una depresión topográfica plana, de orientación suroeste-noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, que se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guayana. Cubre una extensión de 225.603 km² (22.560.327 hectáreas). [4]

Sus límites geomorfológicos son la cuenca Apure - Barinas, al norte (de la cual se separa por el límite internacional de Colombia con Venezuela); la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés, al sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guayana, al este. Está recubierta, en gran parte, por rocas del Terciario Superior y Cuaternario. Desde el punto de vista hidrocarburífero, la cuenca Llanos Orientales ha sido dividida en tres sectores que muestran características geológicas propias: Arauca, Casanare y Meta. Estos coinciden aproximadamente con los límites políticos de los departamentos de Arauca, Casanare y Meta, respectivamente.[4] La ANH considera que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca alcanza unos 124.000 MBP. Dos campos gigantes (Caño Limón y Rubiales), dos mayores (Apiay y Castilla), y más de ochenta campos menores han sido descubiertos en esta región. [5]

Figura 1.

Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Nota. Descripción de la columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales, donde se encuentra la formación en estudio, es decir, la Formación Mirado o T2. Tomado de: D. Barrero et. al ANH. "Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal", pp. 70.

A continuación, se describen las principales características de la unidad estratigráfica en estudio.

1.1.1 Formación Mirador

Conocida como Formación San Fernando (T2). Corresponde al Eoceno. Se compone de areniscas que constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales son masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodescendientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas de

feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita. Su espesor aumenta hacia el Occidente hasta alcanzar los 950 pies.

1.2 Historia del Campo Apiay

Para inicios del siglo XX, la compañía Engineering & Exporting Company, determinó la existencia real de petróleo en la entonces denominada Intendencia del Meta—creada en 1905, mediante la Ley 118 de 1959, junto a la Intendencia del Chocó— en la zona conocida como Apiay, muy cerca de Villavicencio. Con el pasar de los años Apiay se convertirá en el principal descubrimiento petrolero en su totalidad en manos del Estado colombiano.

En el año 1951, tres años después de su creación por parte del Estado mediante la Ley 165 del 48 - año celebre por el Bogotazo- Ecopetrol realiza los primeros estudios oficiales en la Vereda de Apiay en Villavicencio, con miras a la obtención de recursos petrolíferos en el Meta.

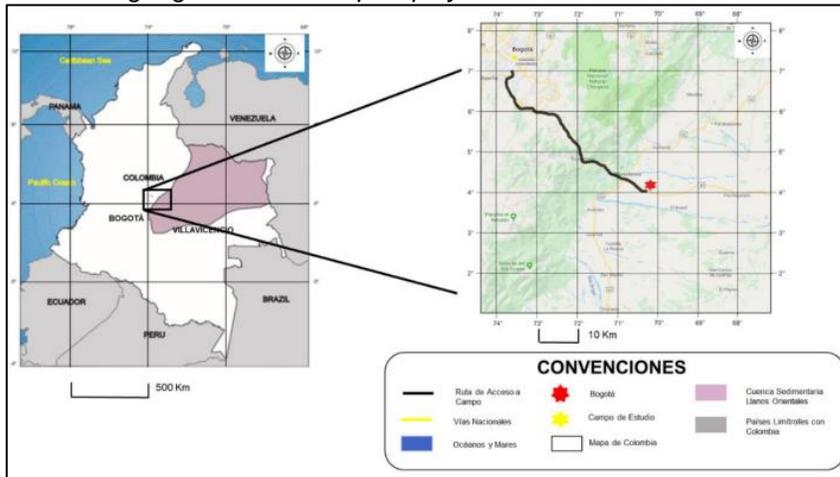
Finalizando el año de 1981, se perfora otro pozo histórico, el llamado “Pozo Apiay I”. El campo Apiay inicia la extracción de crudo en el año 1982. Ecopetrol asume el control total de Apiay en el año 1989. En 1990 se da inicio oficial a la producción de gas y asfalto en el Meta en Apiay. [6]

1.3 Localización del Campo Apiay

El Campo Apiay se encuentra ubicado en las inmediaciones del Distrito de Apiay, perteneciente al departamento del Meta, Colombia. Dicho municipio limita al norte con la vereda Caños negros, por el sur con la vereda Barcelona, por el oriente con la vereda La Cecilica, además de estar circundado por los ríos Guatiquía y Guayuriba.

Figura 2.

Ubicación geográfica del Campo Apiay.



Nota. Detalle de la ubicación del Campo Apiay, perteneciente al departamento del Meta y a su vez, a la Cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de: D. Barrero et. al ANH. “Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal”, pp. 70.

1.4 Sistema petrolero del Campo Apiay

A continuación, se encuentran los principales criterios asociados con el sistema petrolífero de la Cuenca. [7]

1.4.1 Roca Reservorio

Las arenitas de las formaciones Carboneras (C-3, C-5 y C-7) y Mirador, de edad Paleógeno, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también reservorios óptimos. EL rango de porosidad se encuentra entre el 10 y el 30%.

1.4.2 Migración

La Cuenca de los Llanos Orientales posee dos pulsos de migración desde el Oeste. El primer pulso se registró en el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continua hasta la actualidad.

1.4.3 Roca Sello

El sello regional de la Cuenca de los Llanos Orientales es la Formación León. Por otra parte, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son

reconocidas como sellos locales, y además las lutitas cretácicas de las Formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales.

1.4.4 Trampas

Hasta el momento, la exploración ha estado concentrada en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a las fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, representan un importante objetivo exploratorio.

1.5 Tipos de recobro mejorado

A continuación, se describirán las técnicas de recobro mejorado que se encuentran presentes en la extracción de petróleo, es decir, el recobro primario, la recuperación secundaria y finalmente, el recobro terciario.

1.5.1 Recuperación primaria

Se considera como la primera etapa de la producción de crudo, en la cual la energía natural del yacimiento, desplaza los fluidos del yacimiento hacia el pozo y superficie respectivamente. Inicialmente, la presión del yacimiento (P_s) se considera más elevada que la presión del fondo del pozo (P_{wf}). Esta presión diferencial empuja los hidrocarburos hacia el pozo y la superficie. No obstante, a medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción de fluidos, de la misma forma lo hace la presión diferencial. Para incrementar la presión diferencial y aumentar la producción de fluidos, es necesario implementar una técnica de levantamiento artificial adecuada para el pozo, la cual debe tener la energía suficiente para impulsar el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie. [8]

Cabe resaltar que el mecanismo de recuperación primaria característico del Campo Apiay es la expansión de la roca y los fluidos. En este caso, hay que tener en cuenta que el petróleo es subsaturado cuando su contenido de gas es menor al requerido para saturarlo a la presión y temperatura del yacimiento. Entonces, cuando el crudo es altamente subsaturado, la mayor cantidad de energía del reservorio se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos presentes; debido a esto, a medida que se extraen los fluidos, la declinación de la presión es acelerada, hasta llegar a

la presión de burbuja. Por ende, habría un cambio de mecanismo, ya que el empuje por gas en solución sería la fuente de energía para el desplazamiento de las fases.

1.5.2 Recuperación secundaria

Segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inundación con agua. Normalmente, el gas se inyecta en el casquete de gas y el agua se inyecta en la zona de producción para barrer el petróleo del yacimiento. La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado (agua o gas) se produce en cantidades considerables de los pozos productores y la producción deja de ser económica. [9]

1.5.2.a Inyección de agua. Es un método de recuperación en donde se inyecta agua a altas presiones por medio de pozos inyectores, con el fin de aumentarla producción de crudo en el yacimiento acrecentando la energía dentro del mismo, cumpliendo con las características mostradas en la tabla 1. En la figura 3 se muestra un esquema básico de la inyección de agua, donde se observa como el agua desplaza al petróleo hasta los pozos productores.

Tabla 1.

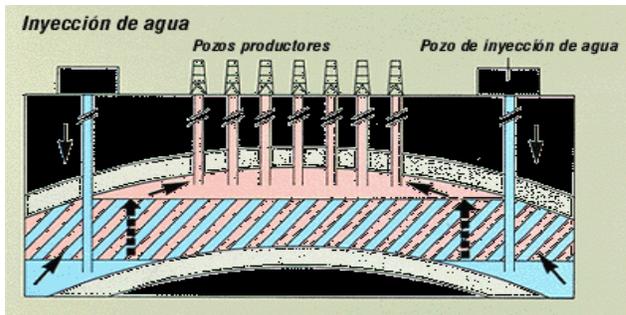
Características del agua de inyección.

Características del agua de inyección	No debe ser corrosiva
	No debe depositar minerales bajo condiciones de operación.
	No debe contener sólidos suspendidos o líquidos en suficiente cantidad para causar taponamiento de los pozos de inyección.
	No debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación
	La salmuera debe ser compatible con el agua presente inicialmente en la formación.

Nota. En esta tabla se encuentran las principales características del agua de inyección. Tomado de: Campos petrolíferos y proyectos de inyección de aguas. [En línea] Disponible: <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccion-de-agua.html>

Figura 3.

Esquema general de la inyección de agua.



Nota. Se puede observar el procedimiento general de la inyección de agua convencional. Tomado de: Industria petrolera inyección de agua. [En línea] Disponible: <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccion-de-agua>

1.5.2.b. Inyección de agua por arreglo. En este tipo de inyección el agua es inyectada en la zona de crudo, invadiendo y desplazando al petróleo hacia los pozos productores. Para que la producción sea uniforme los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores formando arreglos geométricos como se

observa en la figura 4; dichos arreglos son determinados teniendo en cuenta la estructura y los límites del yacimiento, la permeabilidad, la porosidad y la continuidad de las arenas a lo largo del campo. Las ventajas y desventajas se presentan en la tabla 2.

Tabla 2.

Ventajas y desventajas de la inyección de agua en arreglos.

Inyección en arreglos	
Ventajas	Desventajas
Al estar cerca el pozo inyector del productor hay una invasión del agua de manera rápida, es decir que el barrido es más eficiente. También se puede llevar control del frente de invasión y por último se disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro.	Al tener que perforar más pozos se genera un mayor costo comparado con la inyección periférica, hay que tener control del proceso porque es un método riesgoso.

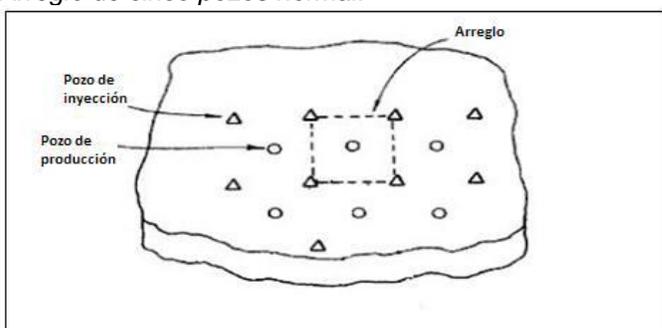
Nota. En esta tabla se evidencian las ventajas y desventajas de la inyección de agua en arreglos.

Tomado de: M. P. De Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. [En línea]. Vol 1. n° 1. Disponible:

<http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/libro%20iny%20agua%20y%20gas.pdf>

Figura 4.

Arreglo de cinco pozos normal.



Nota. Esquema del patrón de cinco pozos normal. Tomado de: M. P. De Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. [En línea]. Vol 1. n° 1. Pp. 14. Disponible:

<http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/libro%20iny%20agua%20y%20gas.pdf>

1.5.3 Recuperación terciaria

El método de recuperación terciaria se usa para aumentar el factor de recobro en yacimientos que ya han sido explotados con recuperación primaria y secundaria. Se

inyectan sustancias que no son naturales del yacimiento, como polímeros o nitrógeno. Para este proceso se buscan condiciones que favorezcan el flujo de los fluidos en el yacimiento, por eso en ocasiones se adiciona calor o aditivos químicos entre el fluido inyectado y el crudo para que se facilite la movilización a través del yacimiento. [10]

1.5.3.a. Desplazamientos miscibles. El método de recuperación terciaria que se realizará en Campo Apiay es un proceso miscible, el cual consiste básicamente en inyectar un agente desplazante que se mezcle totalmente con el petróleo existente. Como resultado, la tensión interfacial entre los dos se reduce a cero (no existe una interfase), el número capilar se hace infinito y el desplazamiento de petróleo se asegura en un 100% en los poros que son barridos por el agente desplazante, si la razón de movilidad es favorable. [11]

1.5.3.b. Inyección de solventes. Los solventes son usados para mejorar la eficiencia microscópica de desplazamiento en la recuperación de aceite, debido a la capacidad que tienen de difundirse en el crudo, disminuyendo su viscosidad y la tensión interfacial. Su aplicación en medio poroso con crudo liviano o intermedio puede ser a través de inyección continua o alternada con agua (WAG), de forma miscible o inmisible; mientras que en yacimientos con crudos pesados lo más común es el desarrollo de una inyección cíclica o mediante la co-inyección con vapor para mejorar la técnica.

1.5.3.c. Inyección cíclica de solventes. La inyección cíclica de solventes se define como un proceso no-térmico aplicados en yacimientos con rocas de alta conductividad térmica, fracturas, presencia de acuíferos o de espesor delgado que tienen canales altamente conductivos como *warmholes* (hoyos de gusano), producto de la producción primaria, donde los métodos térmicos no pueden ser aplicados debido a sus limitaciones económicas y térmicas. [12] La inyección cíclica de solventes (ICS) es análoga a la inyección cíclica de vapor (ICV), que, presenta un ciclo de inyección, un periodo de remojo y un ciclo de producción como se ve en la figura 5.

Cabe resaltar que los solventes utilizados en la recuperación de crudo se clasifican en gaseosos y líquidos, siendo el dióxido de carbono (CO₂) y el metano (CH₄) los fluidos más empleados de la primera condición. Así mismo, se debe tener en cuenta que los solventes hidrocarburos con mayor capacidad para reducir la viscosidad, son aquellos de menor número de carbonos.

El estudio de interacción de los solventes trae consigo la medición de propiedades físicas (Densidad y viscosidad de la mezcla crudo-solvente a diferentes proporciones), el análisis de compatibilidad del solvente con el crudo, a través de la evaluación de precipitación de asfaltenos de forma estática y dinámica y la determinación de los coeficientes de difusión efectiva y dispersión mecánica.

- Mecanismos de producción. Entre los principales mecanismos de recuperación durante un proceso de inyección de solventes se tiene la reducción de viscosidad y de tensión interfacial, los cuales se presentan en la zona de mezcla que se forma por los diferentes mecanismos de transferencia de masa (Dispersión mecánica y difusión efectiva). [13]
- Reducción de viscosidad. Este mecanismo se presenta por dos procesos; el primero relacionado con el enriquecimiento del crudo con componentes más livianos por mecanismo de dilución. El segundo proceso está ligado al fenómeno de depositación de asfaltenos, el cual es producto de la incompatibilidad entre el crudo y el solvente. [14]
- Reducción de la tensión interfacial. La tensión interfacial entre un crudo y un solvente disminuye cuando estos se mezclan total o parcialmente por los diferentes mecanismos de transferencia de masa, ya que, como resultado de este proceso, las fuerzas entre moléculas que se encuentran en la interfaz crudo-solvente son reducidas.

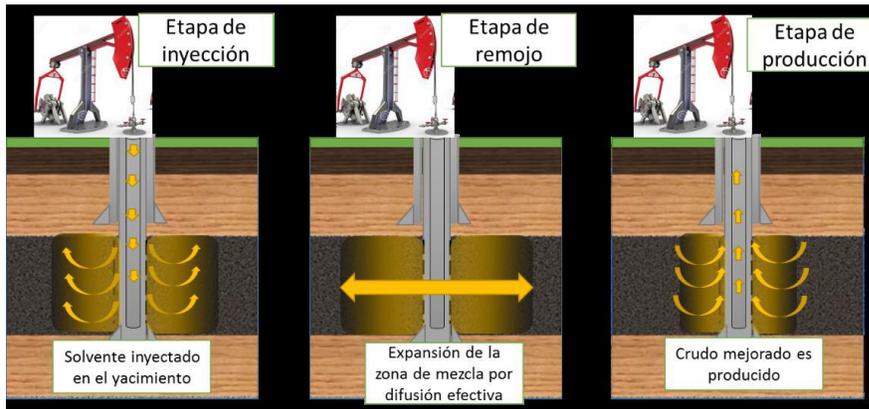
La disminución en la tensión interfacial depende ante todo de la solubilidad, que a su vez está relacionada con el tipo de solvente, presión y temperatura de operación. Presentar una mayor solubilidad implica la creación de una zona de mezcla más extensa, por lo tanto, habrá mayor área de contacto interfacial y cantidad de aceite recuperado. [15]

- Mecanismos de producción de masa. Durante un proceso de inyección de solvente, una de las variables a tener en cuenta es el tamaño de la zona de mezcla formada entre el solvente inyectado y el petróleo desplazado, el cual depende principalmente de la dispersión mecánica y difusión efectiva, los cuales se ven afectados por la viscosidad de los fluidos, las relaciones de viscosidad, la tasa de inyección, la densidad de los fluidos, las características del medio poroso y los coeficientes de difusión de los mismos.
- Difusión efectiva. Explica el movimiento incierto de moléculas desde un punto de mayor concentración hasta uno de menor concentración, considerando las propiedades de un medio poroso.
- Dispersión mecánica. Proceso físico que describe la transferencia de masa por el movimiento general del fluido en régimen laminar o turbulento, causado por el cambio a nivel microscópico de la velocidad real de las partículas en casa canal intergranular y de un canal a otro. Este se puede presentar de forma longitudinal y transversal dependiendo la dirección de flujo, además de estar relacionado directamente con la heterogeneidad, tamaño, forma del grano y velocidad intersticial del fluido en el medio poroso. [16]
- Etapas de la inyección cíclica de solventes. Como se mencionó previamente, la inyección cíclica de solventes cuenta con tres etapas, las cuales se nombran en el orden en que se realizan, es decir, inyección, remojo y finalmente, producción.
- Etapa de inyección. Durante este período el aceite y el solvente inyectado producen una zona de mezcla con un perfil de concentración de solvente decreciente por el efecto de la dispersión mecánica y difusión efectiva. Para la implementación de esta técnica, J. Ivory et. al. indica que la inyección de solventes gaseosos, se debe realizar hasta alcanzar una presión pre-definida a la máxima tasa de inyección. [17]
- Etapa de remojo. Esta etapa consiste en cerrar el pozo después de finalizar la inyección del solvente. Durante esta etapa teóricamente ocurre una expansión de la zona de mezcla por el efecto de la difusión efectiva, logrando una disminución adicional de la viscosidad del crudo pesado.

- Etapa de producción. Consiste en poner los pozos en producción una vez terminado el periodo de remojo. El proceso ICS puede continuar si el porcentaje de recuperación es superior al 1% del OOIP durante el ciclo estudiado. [18]

Figura 5.

Esquema de un proceso de inyección cíclica de solventes.



Nota. Descripción del proceso de la inyección cíclica de solventes, cuyas etapas son inyección, remojo y producción. Tomado de: J. Bryan, E. Nickel y K. From, Cyclic solvent injection in heavy oil: mechanism of non-equilibrium mass transfer and recovery, en *37° simposio anual IE-EOR, FRA*, 2016. pp. 1-8.

1.6 Simulación numérica de yacimientos

Es el proceso de inferir el comportamiento real de un yacimiento a partir del comportamiento matemático que lo representa y cuyas ecuaciones se resuelven mediante métodos numéricos. Busca desarrollar una metodología para construir un modelo de simulación basado en data histórica y análisis de fluidos para el desarrollo de los modelos estático y dinámico que serán aplicados a situaciones prácticas. [19]

Entre las aplicaciones de la simulación numérica de yacimientos se encuentra:

- Determinar el comportamiento de un yacimiento bajo un proceso de inyección particular o agotamiento natural.
- Evaluar las ventajas de un proceso de inyección de agua de flanco contra un proceso de inyección por arreglos.
- Determinar el efecto de la ubicación de los pozos y el espaciamento.

- Investigar el efecto sobre el recobro de variaciones en las tasas de inyección y/o producción.
- Investigar el efecto sobre el recobro de la perforación interespaciada.

1.6.1 Tipos de simuladores

Actualmente, la clasificación tiene cuatro tipos de simuladores, dependiendo de las propiedades del crudo y, en segundo lugar, los procesos que se quieran simular, es decir, la categoría varía según la composición del aditivo a inyectar para determinado método de recobro mejorado. [19]

1.6.1.a. Simulador de petróleo negro. En este tipo de simulador, no influye la composición, es decir, los hidrocarburos se consideran un solo líquido y un solo gas.

1.6.1.b. Simulador composicional. Permite la variación de la composición de las fases con cambios de presión, además, se utiliza para petróleos volátiles y condensados.

1.6.1.c. Simulador térmico. Utiliza ecuaciones de conservación de energía, flujo de fluidos, transmisión de calor y reacciones químicas. Funciona para la inyección de vapor y la combustión en sitio.

1.6.1.d. Simulador químico. Tiene en cuenta el transporte de masa por dispersión, absorción, fraccionamiento y comportamiento complejo de fases. Utilizado para inyección de polímeros, tensoactivos y alcalinos.

1.6.2 Etapas típicas de un estudio de simulación

Existen seis etapas para un estudio de simulación. [19] En primer lugar, se tiene la definición del problema, donde se busca realizar la planificación de los escenarios de desarrollo y donde pueden surgir estrategias de producción e inyección. Luego, sigue la adquisición de datos, que como su nombre lo indica, consiste en reunir la mayor cantidad de data tanto del yacimiento, como de los fluidos presentes (data estática), además de información de producción e inyección de los pozos (data dinámica).

Para la tercera etapa, se describe el reservorio teniendo en cuenta curvas de permeabilidad relativa, curvas de presión capilar, la heterogeneidad y la

configuración geométrica, entre otros aspectos. En la corrida del modelo o la inicialización, que es el paso a seguir, se representan las condiciones iniciales del yacimiento (POES, GOES) y se verifican los datos PVT, los contactos entre fases y las presiones iniciales.

En quinto lugar, está el cotejo histórico, donde se seleccionan las variables a cotejar y se contrastan global y localmente para finalmente, realizar las predicciones, donde, partiendo de sensibilidades en el caso base, se plantean una serie de posibilidades en cuanto a mejoras que requiera el yacimiento, para optimizar el recobro de hidrocarburos, la minimización de inversiones de capital y, por ende, maximizar el beneficio económico.

2. METODOLOGÍA

Para el desarrollo del presente estudio, se decidió utilizar como herramienta base el software CMG, con la finalidad de poder predecir el comportamiento del *sector model* perteneciente a la Formación T2, formulando el modelo estático, el modelo dinámico en relación al patrón de inyección de agua de cinco puntos normal y finalmente, analizar el desempeño de la inyección cíclica de propano (C3) como técnica alternativa de recobro mejorado; cabe resaltar que el rango de predicción asignado fue de diez años.

Se da inicio al proceso de simulación creando un documento en la herramienta *BUILDER*, utilizando el simulador tipo *STARS*, seleccionando unidades de campo y porosidad simple, ya que el yacimiento perteneciente a la formación en estudio no se encuentra naturalmente fracturado. Se estipuló el 01/10/2020 como fecha inicial, ya que no se realizará cotejo histórico previo, el cual tendría como inicio el año 1988, fecha en que se perforó el primer pozo perteneciente al arreglo en estudio.

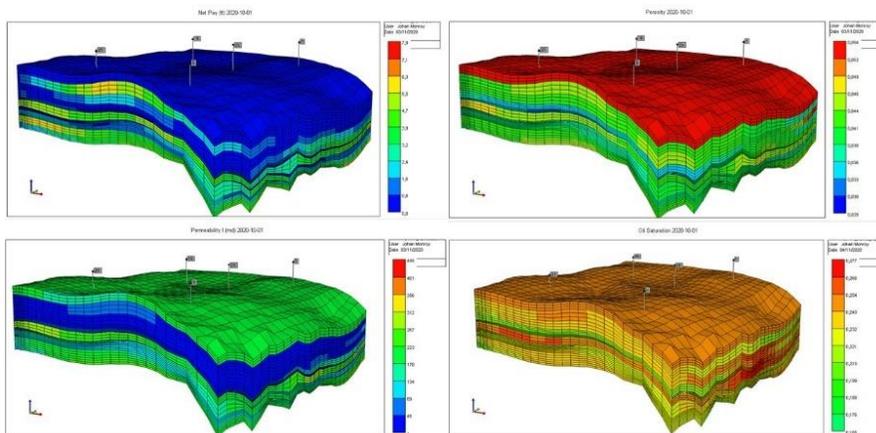
Para el montaje de la malla, inicialmente se cargó el mapa del tope de la primer capa de la Formación T2 (*Tope_T2*) y al ser un *sector model*, se realizó una comparación con un mapa que posee la ubicación de los pozos en estudio, para asegurar que la estructura del modelo fuera acorde a la realidad. En la sección *Reservoir* se definió un enmallado de tipo no ortogonal, además de tener en cuenta el espaciamiento entre pozos para poder realizar las respectivas divisiones, es decir, se hizo de 25m por 25m, en total se utilizaron 39 capas, esto para tener una mejor visualización de las propiedades a cargar. Al tener trece capas, se utilizaron tres por cada capa de la Formación.

Posteriormente, se cargaron los mapas de las propiedades, los cuales fueron otorgados por la empresa de soporte técnico-financiero y se importaron desde *Petrel* y *Sahara* (Los valores de cada propiedad están actualizados al 2020 y se trabaja con ellos actualmente en el campo). Entre los insumos suministrados se encuentran mapas de saturación de petróleo actual, net pay, porosidad, permeabilidad y mapas estructurales, los cuales son enviados en profundidad, por lo que se multiplicó por -1 el mapa estructural del tope de la primer capa de la Formación. Añadido a esto,

para poder determinar el espesor de cada capa, en la columna de “*Grid thickness*” se le restó el tope inicial al tope subyacente, luego, para obtener el valor de 1, se multiplicó por -0,3333 las dos primeras capas y por -0,3334 la última. Finalmente, se cargaron las demás propiedades y para la permeabilidad en la dirección j y k, la empresa definió que éstas serían 20% de la permeabilidad en la dirección i. En las figuras 6 y 7, se encuentran las propiedades mencionadas anteriormente, las cuales se cargaron en el simulador para caracterizar el yacimiento.

Figura 6.

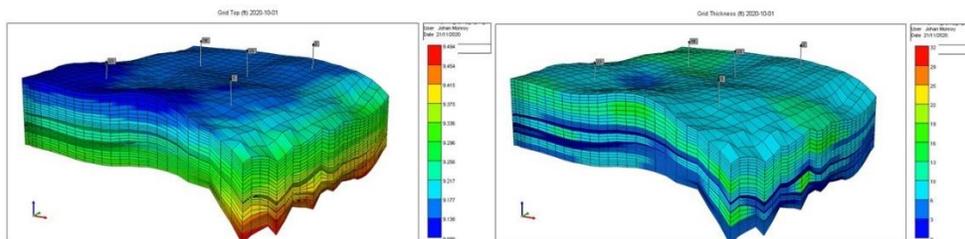
Propiedades del yacimiento (Net Pay, Porosidad, Permeabilidad en i y Saturación actual de aceite).



Nota. Propiedades del yacimiento cargadas al modelo correspondiente al sector model de la Formación T2. Tomado de: Builder, CMG.

Figura 7.

Propiedades del yacimiento (Grid Top y Grid Thickness).



Nota. Propiedades del yacimiento cargadas al modelo correspondiente al sector model de la Formación T2. Tomado de: Builder, CMG.

Para el PVT, en primer lugar, se cargó la información suministrada por la compañía, la cual se encuentra contenida en las tablas 3. Sin embargo, al no poseer la totalidad de los datos, se calculó la presión de burbuja teniendo en cuenta el GOR (93,5 scf/sbt), obteniendo un valor de 874 psi, lo que nos indica que el yacimiento se

encuentra subsaturado. Además, se utilizaron las correlaciones de *Ng and Egbogah* para *Dead Oil Viscosity*, *Beggs and Robinson* para *Live Oil Viscosity* y finalmente *Standing* para *Gas Critical Properties*; éstas fueron seleccionadas considerando el rango de viscosidades que se encuentran en el yacimiento, las cuales varían entre 8,5 cP y 10 cP.

Tabla 3.

Propiedades petrofísicas e información correspondiente a la Formación T2 del Campo Apiay.

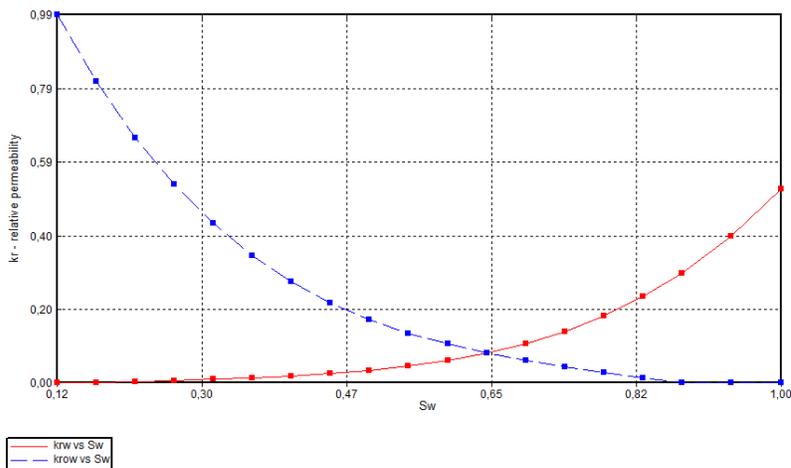
DATOS TÉCNICOS DEL CAMPO APIAY FORMACIÓN T2			
Yacimiento		Propiedades de roca y fluidos	
Área producción (acres)	4404	Porosidad promedio (%)	13
Tipo de trampa	Estructural y estratigráfica	Rango de porosidad (%)	10-16
Angulo de buzamiento (°)	5-20	Permeabilidad promedio (mD)	120
Edad Geológica	Cenozoico	Rango permeabilidad (mD)	50-800
Ambiente de deposición	Costero	Yto naturalmente fracturado	No
Litología	Areniscas intercaladas con shale	Gravedad API del aceite (°API)	15
Profundidad promedio (ft)	9265' a 10221'	GE gas	0,966
Espesor total (ft)	180	Viscosidad aceite (cp)	7,59
Espesor neto (ft)	35	Presión de burbuja (psi)	874
Sw inicial %	12	GOR (scf/stb)	93,5
So residual %	-	Factor volumétrico (pc/pcs)	1,09
Temperatura yto (°F)	255	Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	5854
Presión inicial (psi)	4500	Número de capas	13
Presión actual (psi)	1850	-	-
Mecanismo primario de producción	Expansión roca fluido	-	-
Contacto de los fluidos		Volúmenes de fluidos y FR	
Contacto aceite-agua o LKO (ft)	9360' TVDSS LKO	OOIP (MBPE)	112,3
		FR (%)	9

Nota. Esta tabla presenta información geológica y las propiedades petrofísicas de la Formación T2 del Campo Apiay correspondiente al estudio de volumetría del 2018. Los valores de presión inicial, temperatura del yacimiento, GOR, API, gravedad específica del gas y salinidad de agua fueron utilizados para la construcción del PVT de los modelos estático y dinámico.

De igual manera, se generaron las curvas de permeabilidad relativa mediante el software en la sección *roca fluido*, las cuales sirvieron para determinar que el movimiento de los fluidos y para corroborar que el yacimiento se encuentra mojado por agua, tal como se observa en la figura 8. Por último, en la sección de *Condiciones Iniciales* se cargó la presión actual del yacimiento, la cual alcanza los 1850 psi a la profundidad de referencia dada, es decir, 9265 ft.

Figura 8.

Curvas de Permeabilidad Relativa Agua-Aceite.



Nota. Gráfico de las curvas de permabilidad relativa (Kr vs Sw).

Tomado de: Builder, CMG.

En cuanto a la inyección de agua, se realizó utilizando un patrón de cinco puntos normal, teniendo como pozo inyector el pozo P25, tal y como se realiza actualmente en el Campo; éste se ajustó con base en el STW (Surface Water Rate) actual, mientras que los demás pozos (P2, P5, P16 y P23) fueron ajustados con base en el DWA (Max draw-down-pressure) actual, para de esta manera obtener la tasa de producción promedio ajustada a lo que se tiene en Campo, correspondiente al mes de Octubre del presente año. En las siguientes tablas, se encuentra discriminado el ajuste teniendo en cuenta los parámetros de operación estipulados anteriormente.

Tabla 4.

Parámetros de ajuste del pozo P25.

Pozo inyector	STW (bbl/día)	Temp. Inyección (°F)
P25	2000	155

Nota. Esta tabla presenta los parámetros que se deben ajustar para el pozo P25.

Tabla 5.

Parámetros de ajuste de los pozos productores.

Pozos productores	DWA (psi)
P2	25
P5	400
P16	235
P23	10

Nota. Esta tabla presenta los parámetros que se deben ajustar para los pozos productores (P2, P5, P16 Y P23).

Posteriormente se realizó la simulación correspondiente a este método de recobro secundario, teniendo en cuenta que su análisis sería desde el presente año hasta el 2030, con el fin de analizar el beneficio de la inyección de agua en cuanto al aumento o mantenimiento de presión en el yacimiento y por ende, al incremento de la producción de crudo, aunque de igual manera se realizó las respectivas observaciones en cuanto a la obtención de las otras fases debido al beneficio de la represurización y posterior estabilización del yacimiento, además del corte de agua y de la producción discriminada de aceite, es decir, el análisis del impacto de la técnica de recuperación en cada pozo productor, obteniendo resultado contrastantes.

Para la inyección cíclica de solventes, se extrajo el modelo de cada pozo, ya que, en un principio se intentaron simular todos a la vez y el simulador no lograba convergencia, por lo que detenía el proceso. Cada pozo se planteó con un radio de drenaje de tres bloques en todas sus direcciones, con el fin de analizar el comportamiento de estos con y sin la inyección del solvente, que para el presente estudio es propano. Así mismo, los parámetros operacionales utilizados para la etapa de producción fueron los mismos empleados en el escenario base. De esta manera se determinaron las tasas de inyección para cada uno de ellos, además de los días de inyección, remojo y producción. La temperatura y la presión de inyección fueron de 77 °F y 5000 psi, respectivamente. El rango para cada pozo es diferente, por lo que para su obtención se tuvo en consideración el comportamiento de la producción de crudo y la depletación del yacimiento. En la tabla 6 se encuentra en detalle los valores para cada pozo.

Tabla 6.

Rangos determinados para los pozos en estudio.

Pozo	Tasa de inyección (ft³/día)	Días de inyección	Tiempo de remojo (días)	Días de producción	Ciclos de inyección
P2	40000, 50000, 60000, 70000	30	10	400	5
P5	20000, 30000, 40000, 50000	40	10	40	5
P16	20000, 25000, 30000, 35000	40	10	40	5
P25	40000, 50000, 60000, 70000	30	10	400	5

Nota. En la presente tabla se encuentra los rangos a estudiar para los pozos en estudio.

Para establecer los tiempos de inyección, remojo y producción el análisis estuvo basado inicialmente en el estudio realizado por James J. Sheng, donde se pretende analizar si el tiempo de remojo genera una repesurización adicional en el reservorio, obteniendo resultados negativos ante la hipótesis planteada. [20] Así pues, se determinó que para la presente investigación esta variable podría tener valores entre 0 y máximo un mes, puesto que no iba alterar de manera significativa los resultados.

Teniendo como base el estudio mencionado anteriormente, se determinaron inicialmente los días de inyección y producción para los pozos en análisis, sin embargo, al tener un comportamiento diferente ante la inyección del propano en éstos, los días que se utilizaron en el estudio no eran compatibles con respecto a esta investigación, debido a que los tiempos de inyección oscilaban entre 100 y 300 días, y dadas las dificultades numéricas que presenta el simulador ante la inyección de gas fueron descartados. De igual manera, los días de remojo se definieron con un valor de 10 días para todos los pozos, teniendo en cuenta que James J. Sheng sugiere valores entre este valor y tres meses, descartando la segunda alternativa por la dificultad del *software*.

En cuanto al periodo de producción, los valores estaban entre 100 y 600 días, rango que fue tenido en consideración en los pozos P2 y P25 dadas las condiciones de depletamiento de éstos, mientras que para los pozos P5 y P16 los

valores fluctuaron entre 40 y 60 días puesto que la depletación en estos activos es acelerada.

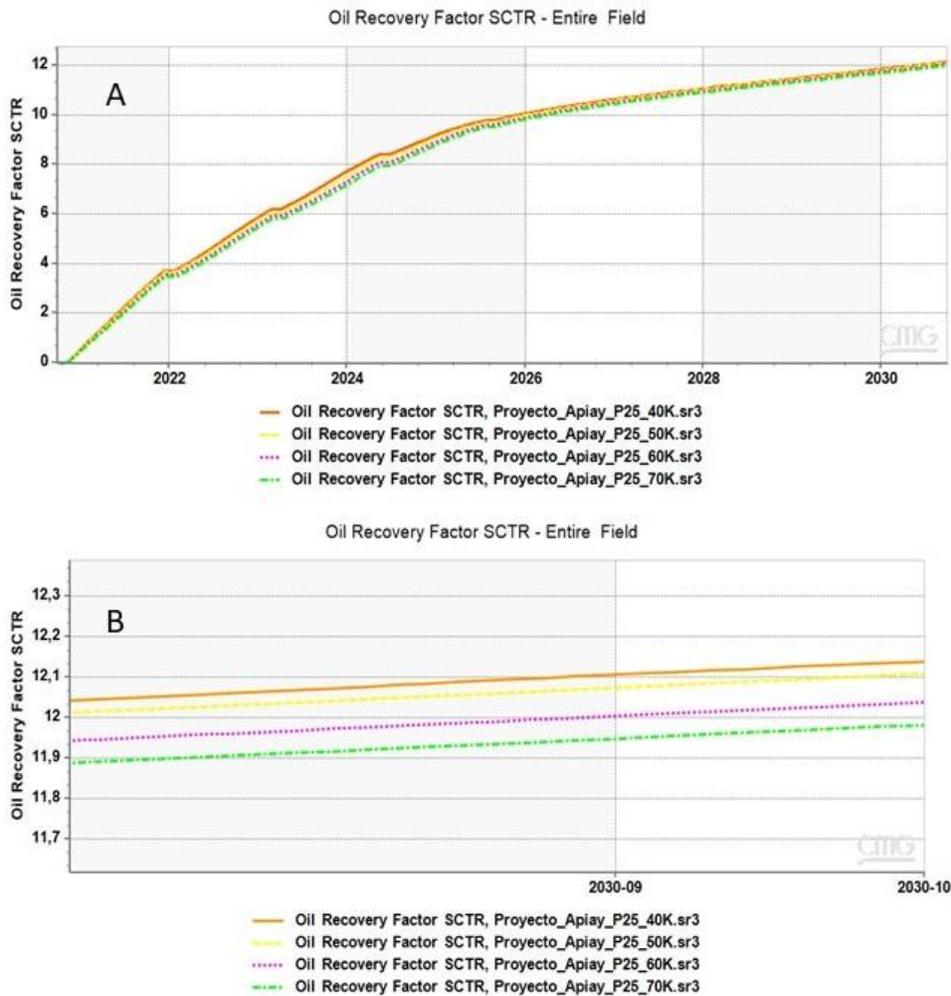
El número de ciclos se determinó entre 1 a 5, esto con base al estudio realizado por Artun, Ertekin, Watson y Miller, en el que se estableció que un valor óptimo para esta variable está entre 2 y 3 ciclos; [21] no obstante, también se tuvo en cuenta la investigación realizada por Yu y Sheng, donde se plantea un mayor número de ciclos para el método *huff n puff*, teniendo como resultado que incrementa el aceite recuperado con el aumento de los ciclos.[22]

Cabe resaltar que aunque el pozo P23 hace parte del patrón en estudio, al ser el que menos crudo produce, no fue tenido en cuenta en esta determinación, dado que, al realizar la inyección de solvente, ya sea con tasas altas o bajas, la producción del mismo es netamente gas.

La tasa definitiva se determinó con base en el factor de recobro que éstas arrojaban para cada pozo, por ende, el caudal que mayor índice reflejara, sería el idóneo para su posterior implementación. En primer lugar, para el caso del pozo P25, tal como lo muestra la figura 9, la tasa adecuada es de 40.000 ft³/día, ya que arroja un valor de 12,1374% como factor de recobro al concluir los diez años.

Figura 9.

Factor de recobro vs tiempo, P25.

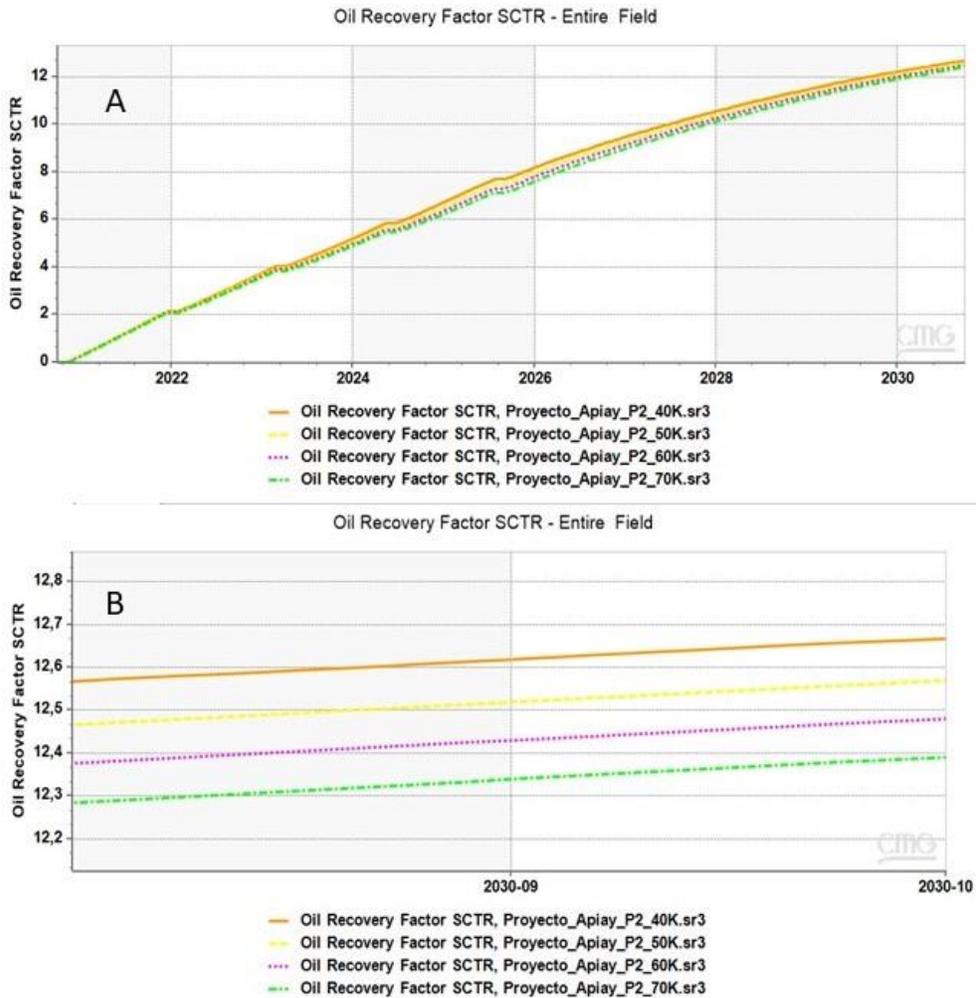


Nota: El gráfico A, corresponde al análisis del factor de recobro del pozo P25 durante los diez años de estudio. Por otra parte, el gráfico B presenta un acercamiento de la gráfica sobre los meses de septiembre y octubre del 2030 para tener más certeza sobre el valor del factor de recuperación. Tomado de: Results, CMG.

De igual manera, para el pozo P2, la figura 10 indica que, al igual que el pozo anterior, la tasa a utilizar es de 40.000 ft³/día; su factor de recobro pasados los diez años es de 12,6679%.

Figura 10.

Factor de recobro vs tiempo, P2.

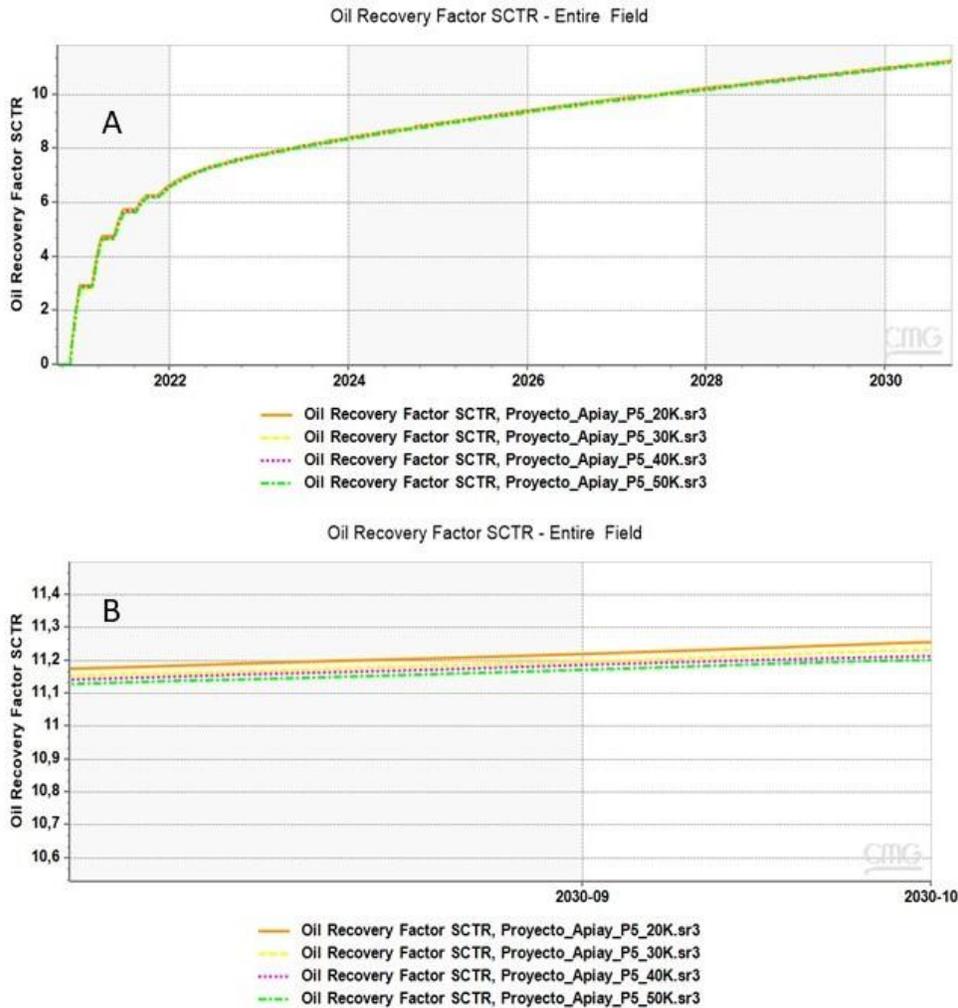


Nota. El gráfico A, corresponde al análisis del factor de recobro del pozo P2 durante los diez años de estudio. Por otra parte, el gráfico B presenta un acercamiento de la gráfica sobre los meses de septiembre y octubre del 2030 para tener más certeza sobre el valor del factor de recuperación. Tomado de: Results, CMG.

Para el caso del pozo P5, la figura 11 arroja que el caudal idóneo es de 20.000 ft³/día y su valor de factor de recobro es de 11.25%, transcurridos los diez años.

Figura 11.

Factor de recobro vs tiempo, P5.



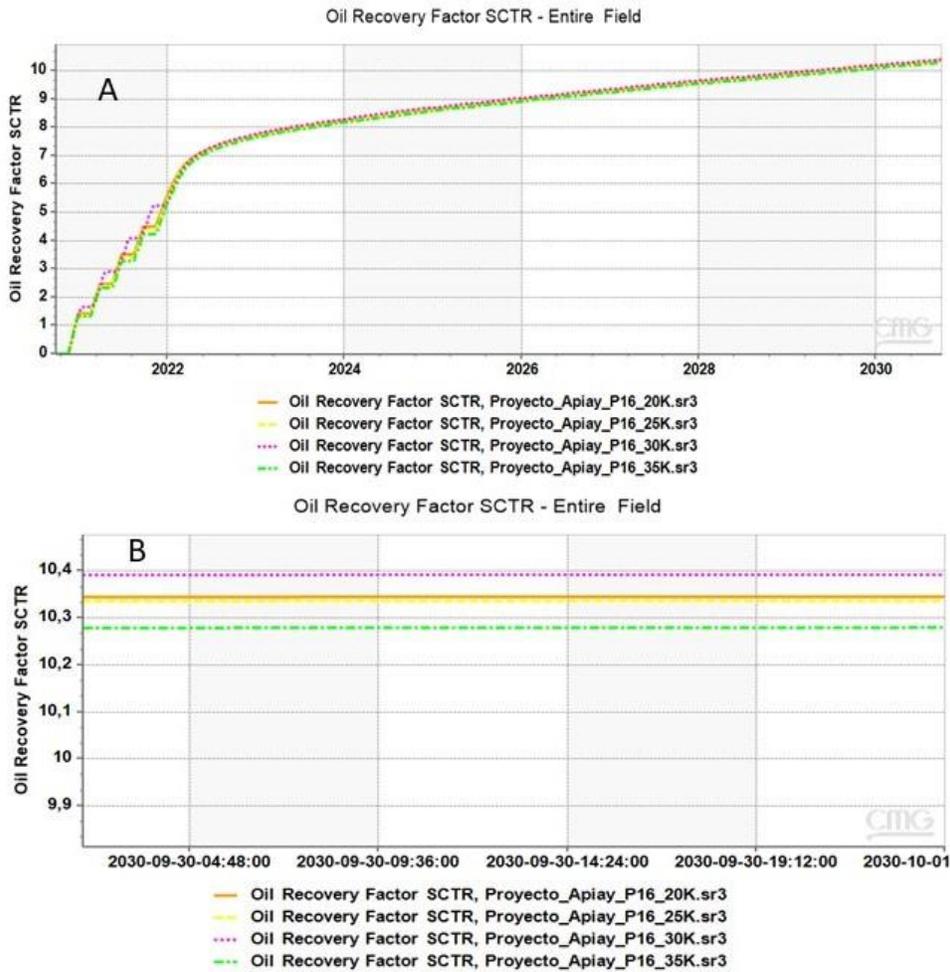
Nota. El gráfico A, corresponde al análisis del factor de recobro del pozo P5 durante los diez años de estudio. Por otra parte, el gráfico B presenta un acercamiento de la gráfica sobre los meses de septiembre y octubre del 2030 para tener más certeza sobre el valor del factor de recuperación. Tomado de: Results, CMG.

A partir de la figura 12, se tiene que el pozo P16 tiene como tasa seleccionada 30.000 ft³/día, ya que tiene un factor de recobro de 10,3933% al transcurrir los diez años.

De acuerdo al análisis realizado anteriormente, se tiene que los próximos escenarios a evaluar se harán utilizando las tasas mencionadas anteriormente y entre los parámetros que se van a modificar tenemos los días de inyección, remojo, producción, la relación de gas y finalmente, los ciclos.

Figura 12.

Factor de recobro vs tiempo, P16.



Nota. El gráfico A, corresponde al análisis del factor de recobro del pozo P16 durante los diez años de estudio. Por otra parte, el gráfico B presenta un acercamiento de la gráfica sobre los meses de septiembre y octubre del 2030 para tener más certeza sobre el valor del factor de recuperación. Tomado de: Results, CMG.

Teniendo definidos los parámetros fijos y variables, el paso a seguir es el montaje del escenario base, el cual consiste en simular los cinco pozos sin realizar *huff n puff*, es decir, inyección de algún componente gaseoso por ciclos, por lo tanto, se realiza la simulación únicamente cuando los pozos se encuentren produciendo, para así determinar su comportamiento en cuanto a su producción y al respectivo factor de recobro. [18]

Los parámetros utilizados para desarrollar este escenario fueron los siguientes:

Tabla 7.

Valores de DWA estipulados para cada pozo.

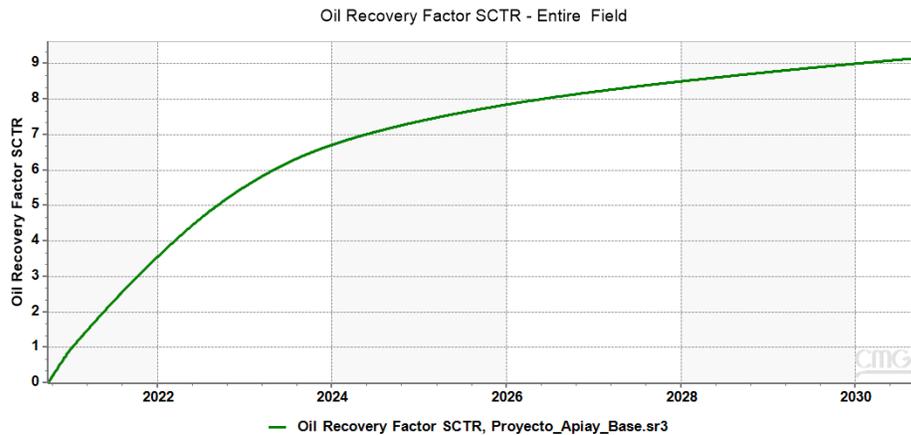
Pozos productores	DWA (psi)
P2	25
P25	50
P5	400
P16	235
P23	10

Nota. La presente tabla arroja los valores de DWA asignados para cada pozo.

De acuerdo a la figura 13, se puede evidenciar que el factor de recobro para los cinco pozos productores es del 9,1626% para el año 2030. Sin embargo, se debe tener en cuenta que cada pozo se comporta de manera distinta ante la inyección cíclica de solvente, por lo tanto, se usan los mismos subsectores que se utilizaron para determinar las tasas de inyección a partir de las sensibilidades, considerando el mismo radio de drenaje, es decir, tres bloques en cada dirección. Con esto se pretende analizar puntualmente el comportamiento de cada pozo cuando se le inyecta el solvente en estudio, es decir propano, aunque se realizarán combinaciones con metano para posteriores evaluaciones técnicas y financieras.

Figura 13.

Factor de recobro del escenario base en relación al tiempo.



Nota. El gráfico muestra el factor de recuperación del escenario base luego de la simulación realizada con los DWA correspondientes. Tomado de: Results, CMG.

Luego de haber determinado el factor de recobro del escenario base y las tasas de inyección con mejor factor de recuperación, se realizan los diferentes escenarios para evaluar el comportamiento de cada pozo cuando se le modifican los ciclos, los días de inyección, los de remojo y los de producción. Además se evaluarán escenarios donde la relación de gas es variable, debido a que se quiere determinar la incidencia del metano (CH₄) sobre éstos.

Para el pozo P2 se analizaron cinco escenarios, los cuales se encuentran definidos en la tabla 8. Para todos los planteamientos, la etapa de inyección tiene como fecha de inicio el primero de octubre del 2020, misma fecha de inicialización de los modelos; posteriormente, se quería determinar si el tiempo de remojo generaba una resaturación en el yacimiento, además, cabe resaltar que se utilizaron periodos de producción prolongados ya que el pozo en cuestión posee una depletación lenta. Para el caso de los dos últimos escenarios, se realizó una variación en la relación de los gases para evidenciar un posible beneficio en cuanto a reducción de viscosidad y tensión interfacial.

Tabla 8.*Escenarios planteados para el pozo P2.*

Escenario	Días de inyección	Días de remojo	Días de producción	No. Ciclos	Tasa (ft ³ /día)	[C3H8]	[CH4]
1	55	20	400	3	40000	100%	0%
2	35	15	550	4	40000	100%	0%
3	45	30	475	2	40000	100%	0%
4	50	5	425	5	40000	70%	30%
5	60	0	350	5	40000	50%	50%

Nota. La tabla describe los escenarios planteados para el pozo P2, teniendo como datos variables los días de inyección, los días de remojo, los días de producción, el número de ciclos, la tasa a inyectar y la concentración de los respectivos solventes.

Para el caso del pozo P25, cuyo depletamiento es medio, se realizaron las correspondientes relaciones entre gases para analizar el efecto sobre las propiedades mencionadas en el párrafo anterior; en la tabla 9 se pueden observar los escenarios correspondientes a este pozo.

Tabla 9.*Escenarios planteados para el pozo P25.*

Escenario	Días de inyección	Días de remojo	Días de producción	No. Ciclos	Tasa (ft ³ /día)	[C3H8]	[CH4]
1	60	5	500	4	40000	100%	0%
2	50	15	350	1	40000	100%	0%
3	75	0	450	3	40000	100%	0%
4	15	15	150	4	40000	70%	30%
5	45	10	250	5	40000	50%	50%

Nota. La tabla describe los escenarios planteados para el pozo P25, teniendo como datos variables los días de inyección, los días de remojo, los días de producción, el número de ciclos, la tasa a inyectar y la concentración de los respectivos solventes.

En cuanto al pozo P16, los días de producción, los cuales se encuentran en la tabla 10, son considerablemente menores en relación a los pozos P2 y P25, ya que se depleta rápidamente debido a que no existe una fuente externa que le permita mantener su energía y presión.

Tabla 10.*Escenarios planteados para el pozo P16.*

Escenario	Días de inyección	Días de remojo	Días de producción	No. Ciclos	Tasa (ft ³ /día)	[C3H8]	[CH4]
1	15	5	50	4	30000	100%	0%
2	15	5	55	3	30000	100%	0%
3	35	10	50	5	30000	100%	0%
4	20	0	50	4	30000	70%	30%
5	25	15	60	2	30000	50%	50%

Nota. La tabla describe los escenarios planteados para el pozo P16, teniendo como datos variables los días de inyección, los días de remojo, los días de producción, el número de ciclos, la tasa a inyectar y la concentración de los respectivos solventes.

De igual manera, el pozo P5 refleja un comportamiento similar al pozo P16 en cuanto al depletamiento acelerado por falta de un agente externo que le permita mantener o aumentar su energía, por lo que, como se observa en la tabla 11, los días de producción tienen una magnitud baja en relación a los pozos mencionados al inicio del análisis.

Tabla 11.*Escenarios planteados para el pozo P5.*

Escenario	Días de inyección	Días de remojo	Días de producción	No. Ciclos	Tasa (ft ³ /día)	[C3H8]	[CH4]
1	45	0	45	2	20000	100%	0%
2	50	5	55	3	20000	100%	0%
3	40	15	60	4	20000	100%	0%
4	20	10	40	5	20000	70%	30%
5	40	5	60	4	20000	50%	50%

Nota. La tabla describe los escenarios planteados para el pozo P5, teniendo como datos variables los días de inyección, los días de remojo, los días de producción, el número de ciclos, la tasa a inyectar y la concentración de los respectivos solventes.

Finalmente, luego de la simulación de la inyección cíclica de propano (C3) y en ciertos casos combinado con metano (CH4), se realizó un análisis a partir de los resultados arrojados, para determinar los escenarios con mejor factor de recuperación por cada pozo y posteriormente, otorgar un resultado general en cuanto al patrón en estudio.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

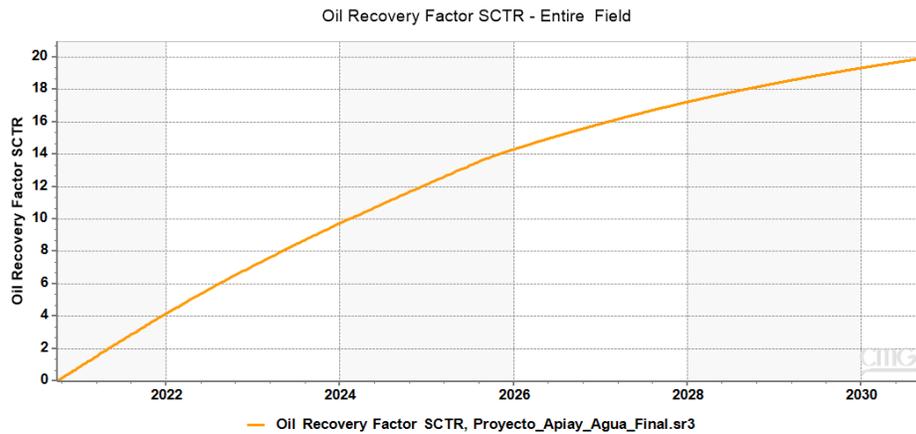
De acuerdo a la metodología presentada anteriormente, la inyección de agua que se realiza actualmente en el Campo Apiay es la primer técnica que se analizará en este capítulo.

Luego de la información cargada para cada pozo, teniendo en cuenta que el pozo inyector fue ajustado con base en el STW y los productores en relación al DWA, se realizó la respectiva simulación, donde se determinó que el factor de recobro alcanzaría el 19,96% al transcurrir los diez años que se pretendían evaluar. Tal como lo muestra la figura 14, se percibe una curva creciente del factor de recuperación en relación al tiempo, aumentando un 16% en menos de ocho años, si se toma como referencia desde año 2022 hasta el año final de estudio, lo que beneficia desde el punto de vista técnico al yacimiento, brindándole la energía suficiente para aumentar y posteriormente mantener la presión, lo que generaría un rédito desde la parte financiera, con la producción incremental de la Formación T2.

El daño de formación se tuvo en cuenta para todas las simulaciones realizadas en la presente investigación, sin embargo, cabe resaltar que se utilizaron valores entre cero y cinco, es decir, condiciones en las que los pozos se encontraban sin daño y posteriormente con daño, de acuerdo a la escala del *skin*; no obstante, el factor de recobro, variable que se busca analizar en este proyecto, no presentó afectación alguna al momento de simular con el rango de valores mencionado previamente.

Figura 14.

Factor de recobro del patrón de cinco puntos normal en relación al tiempo.

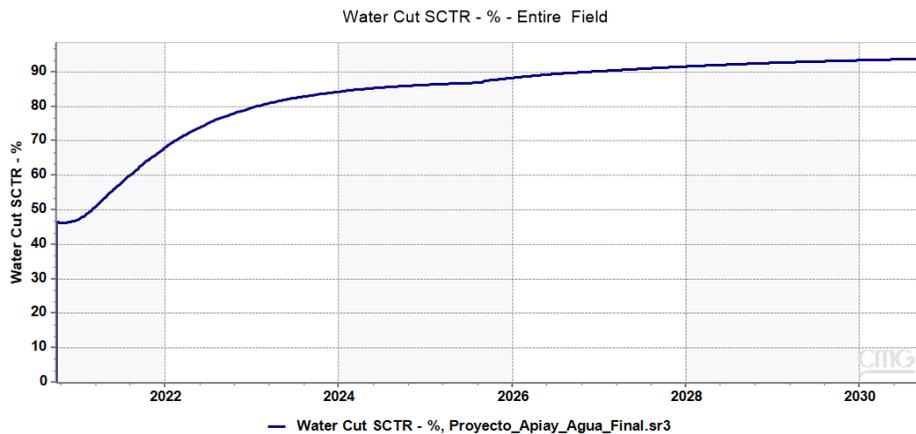


Nota. El gráfico muestra el factor de recuperación de la inyección de agua realizada actualmente en la Formación T2 del Campo Apiay con respecto al tiempo, alcanzando un 19,96% en el año 2030. Tomado de: Results, CMG.

En cuanto al corte de agua, se alcanza un valor de 93,83% en el año 2030, aumentando un 47% aproximadamente, teniendo en cuenta que para el 2020 se tenía el corte de agua a la mitad. En la figura 15 se percibe un aumento brusco entre el inicio y los primeros tres años de estudio, mientras que, para los años posteriores hay una disminución en la pendiente, ya que el aumento entre el 2026 y el último año no supera los 4 puntos.

Figura 15.

Corte de agua del patrón de cinco puntos normal.

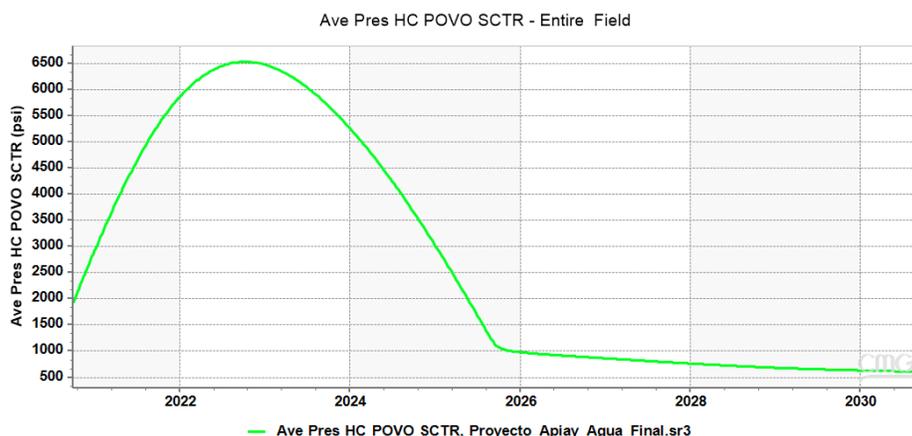


Nota. El gráfico refleja el aumento del corte de agua en la Formación T2 del Campo Apiay a lo largo de diez años. Tomado de: Results, CMG.

Posteriormente, se tiene la figura 16, la cual permite corroborar el efecto de la inyección de agua en la Formación T2 mediante tres momentos; en primer lugar, alcanzando un pico de presión máxima de 6500 psi aproximadamente para el 2023, luego un descenso hasta los 1000 psi en el año 2026 y finalmente, un descenso menos pronunciado, llegando a una estabilización en 600 psi aproximadamente.

Figura 16.

Comportamiento de la presión debido a la inyección de agua en la Formación T2.

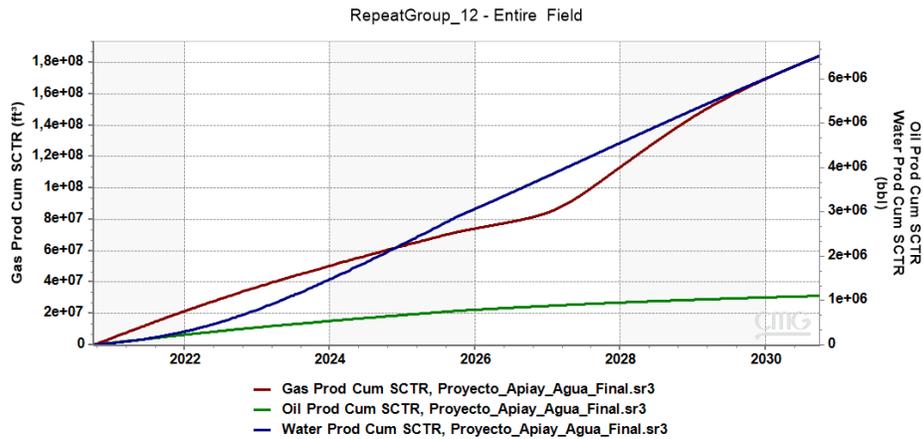


Nota. El gráfico refleja el comportamiento de la presión debido a la inyección de Agua en la Formación T2 en el Campo Apiay a lo largo de diez años. Tomado de: Results, CMG.

En cuanto a la producción acumulada de las fases, se tiene que, según la figura 17, hay un aumento considerable principalmente de gas y agua, sin embargo, la producción de aceite superó el millón de barriles, mientras que para los fluidos mencionados inicialmente, se tiene una producción de casi 184 millones de pies cúbicos y cerca de seis millones y medio de barriles, respectivamente, lo que corrobora el aumento del corte de agua, ya que la relación de movilidad entre agua y petróleo es poco favorable.

Figura 17.

Producción acumulada de las fases a causa de la inyección de agua en la Formación T2.

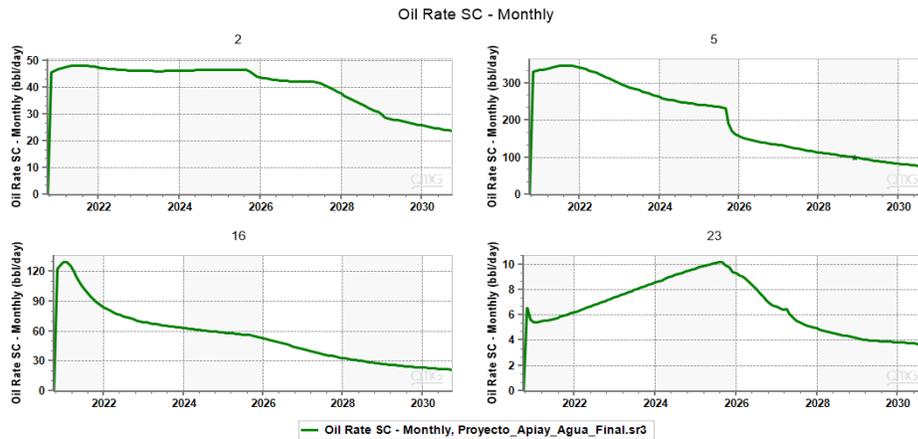


Nota. Producción acumulada de fases de la Formación T2 del Campo Apiay entre el 2020 y 2030 a causa de la inyección de agua. Tomado de: Results, CMG.

Se analizó la producción de crudo de cada pozo perteneciente al patrón, obteniendo como resultado que el pozo P2 es el de mejor comportamiento, ya que logra mantener su producción durante el tiempo de resaturación, lo que permite tener una producción relativamente constante. Algo similar ocurre en el pozo P5, sin embargo, la producción de crudo empieza a decrecer a finales del 2025, pero lo hace en menos de 100 barriles por día; esto también durante el periodo de resaturación. La situación del pozo P23 es particular, dado que se percibe un alza en la producción, llegando a producir más de 10 barriles por día, hecho contrario al pozo P16, donde la producción se ve afectada desde antes de los dos primeros años de inyección, teniendo su pico máximo de aproximadamente 130 barriles por día hasta caer por debajo de los 30 barriles por día en el final del periodo de estudio, tal como lo muestra la figura 18.

Figura 18.

Producción de petróleo pozo por pozo.

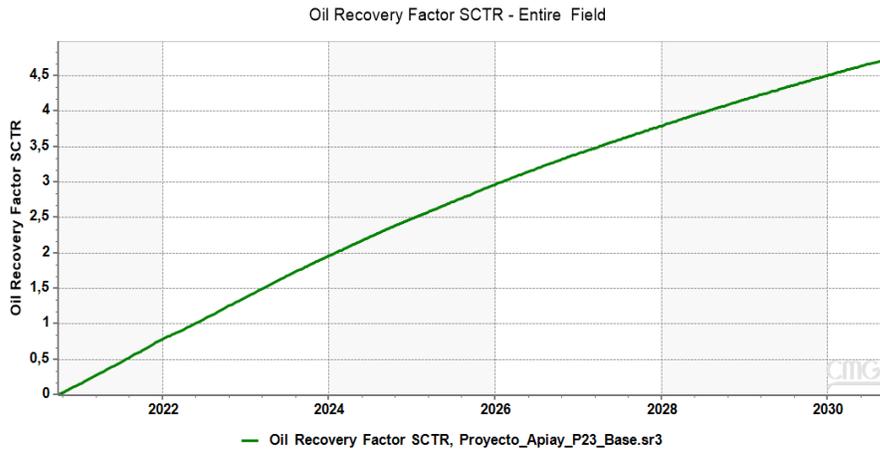


Nota. Producción de crudo pozo por pozo. Se evidencia que el pozo con mejor comportamiento en cuanto a la inyección de agua es el P2, mientras que el menos beneficiado es el pozo P16. Tomado de: Results, CMG.

A pesar de que para el pozo P23 no hubo escenarios de inyección cíclica de solvente a evaluar, el mismo será tenido en cuenta para el análisis del factor de recobro implementando la inyección mencionada anteriormente. Para ello se evaluó el pozo en su etapa de producción, utilizando un radio de drenaje igual que los demás, es decir, tres bloques en cada dirección. En la figura 19 se evidencia una curva creciente, la cual alcanza un factor de recobro de 4,75%, siendo el más bajo entre los pozos en estudio, sin embargo, ésto se debe a las razones mencionadas previamente en la metodología.

Figura 19.

Factor de recobro del pozo P23.

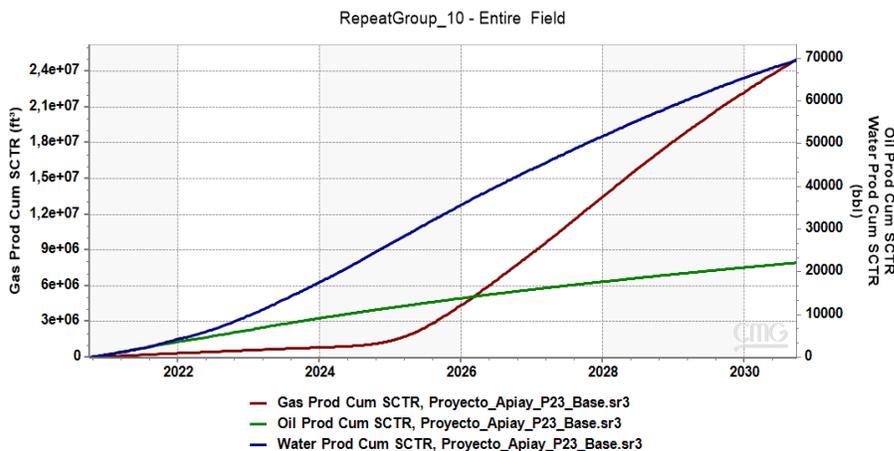


Nota. El gráfico muestra el factor de recuperación del pozo P23, alcanzando un 4,75% en el año 2030. Tomado de: Results, CMG.

Además, la figura 20 presenta la producción acumulada de las fases, obteniendo una producción de 22.136 barriles de aceite, 69.641 barriles de agua y un estimado de 25 millones de pies cúbicos de gas.

Figura 20.

Producción acumulada de las fases del pozo P23.



Nota. Producción acumulada de fases del pozo P23 entre el 2020 y 2030.

Tomado de: Results, CMG.

Como se mencionó en la metodología sobre la inyección cíclica de solvente, el respectivo análisis de este método de recuperación debió realizarse pozo a pozo, dado que no se encontró convergencia al sobrepasar el tamaño de paso de tiempo

mínimo del simulador ($1E-08$ días), además de superar el máximo de cortes numéricamente permitidos.

Para constatar lo mencionado anteriormente, se realizó la simulación de un modelo conceptual con valores promedio, con el propósito de determinar el comportamiento del yacimiento con esta técnica de recobro; partiendo del hecho de que no todos los pozos en estudio cuentan con el mismo comportamiento en cuanto a la declinación con respecto a las tasas de producción de las diferentes fases. Se tiene que los pozos en estudio se pueden dividir en tres grupos en cuanto a la declinación mencionada, por lo que, en primer lugar, la depletación lenta es característica del pozo P2; en segundo lugar, se destaca la depletación media para el pozo P25 y por último, los pozos P5 y P16 declinan rápidamente.

Es preciso hacer énfasis en que los días de inyección, remojo y producción son otras variables a modificar para cada pozo al momento de definir los parámetros de simulación, por lo que se pasó de la generalidad a la particularidad, es decir, de tomar los pozos como un conjunto a examinar el comportamiento de cada uno, para finalmente comparar y contrastar los resultados con la inyección de agua.

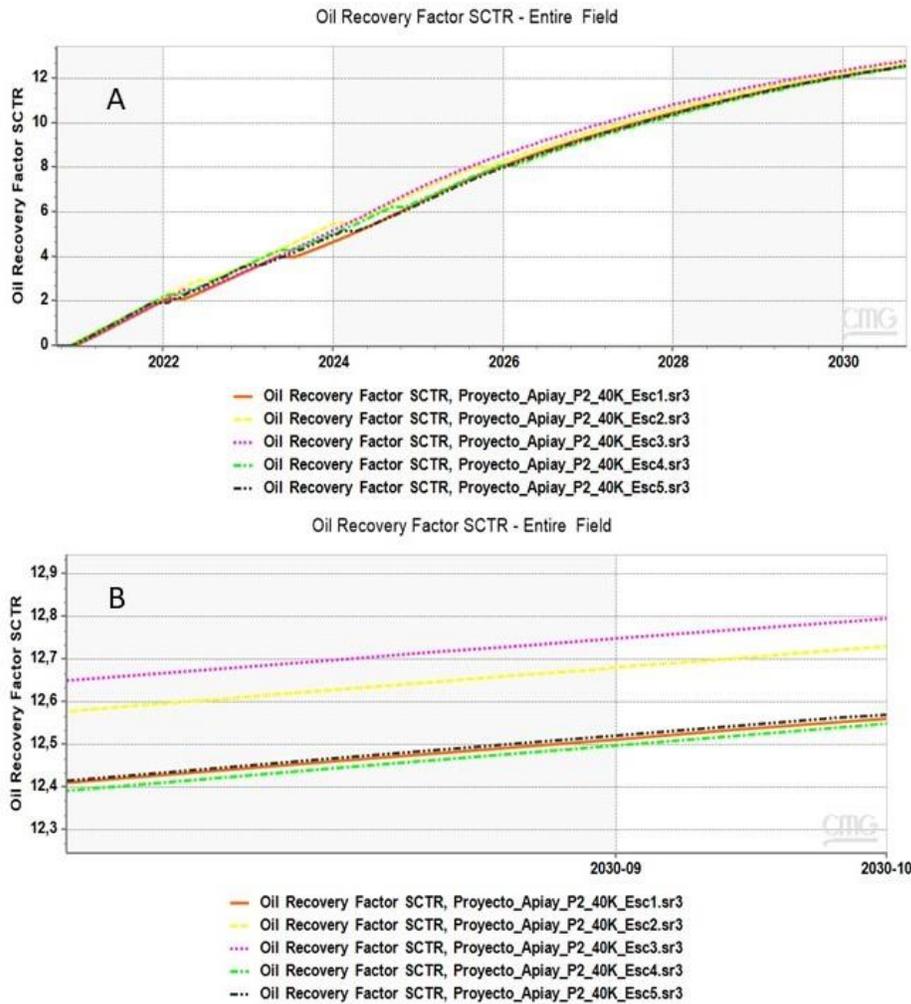
De igual manera, otro factor que afecta los resultados son las bajas tasas de inyección utilizadas para cada pozo, ya que, al tener caudales bajos, el mecanismo que predomina es la difusión efectiva, proceso que está estrechamente relacionado con el movimiento de las moléculas en el medio poroso, trayendo como consecuencia que la zona de mezcla que se genera es pequeña y la concentración del solvente es mínima. [3]

Luego de la simulación del modelo conceptual, se procedió a realizar la simulación de la inyección cíclica de propano para cada pozo perteneciente al patrón en estudio, además de realizar el respectivo análisis en cuanto al factor de recobro, a la producción acumulada de las fases y finalmente, al comportamiento de la presión por efecto de la técnica en cuestión.

En la figura 21 se tienen las curvas de los cinco escenarios propuestos para el pozo P2 y se logra percibir que la tercera opción es la que mayor factor de recobro arroja, ya que alcanza el 12,795%; es evidente que este pozo es el que mayor beneficio recibe de la inyección cíclica de propano.

Figura 21.

Escenarios ICS, Factor de recobro vs tiempo, P2.

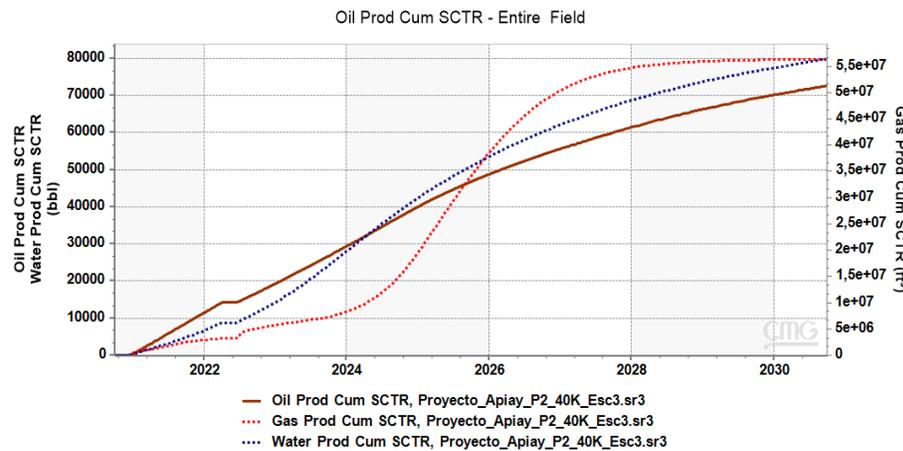


Nota. El gráfico A, corresponde al análisis del factor de recobro del pozo P2 durante los diez años de estudio. Por otra parte, el gráfico B presenta un acercamiento de la gráfica sobre los meses de septiembre y octubre del 2030 para tener más certeza sobre el valor del factor de recuperación. Tomado de: Results, CMG.

Para la producción acumulada de las fases, la figura 22 registra que, sobre el último año de estudio, la producción de aceite se encuentra alrededor de los 72.669 barriles, la de agua alcanza los 79.864 barriles y finalmente, la producción acumulada de gas supera los 56 millones de pies cúbicos, teniendo un comportamiento errático desde el año 2020, ya que presenta un cambio de pendiente sobre mediados del 2024 y una posterior estabilización en el 2027.

Figura 22.

Producción acumulada de las fases a causa de la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.

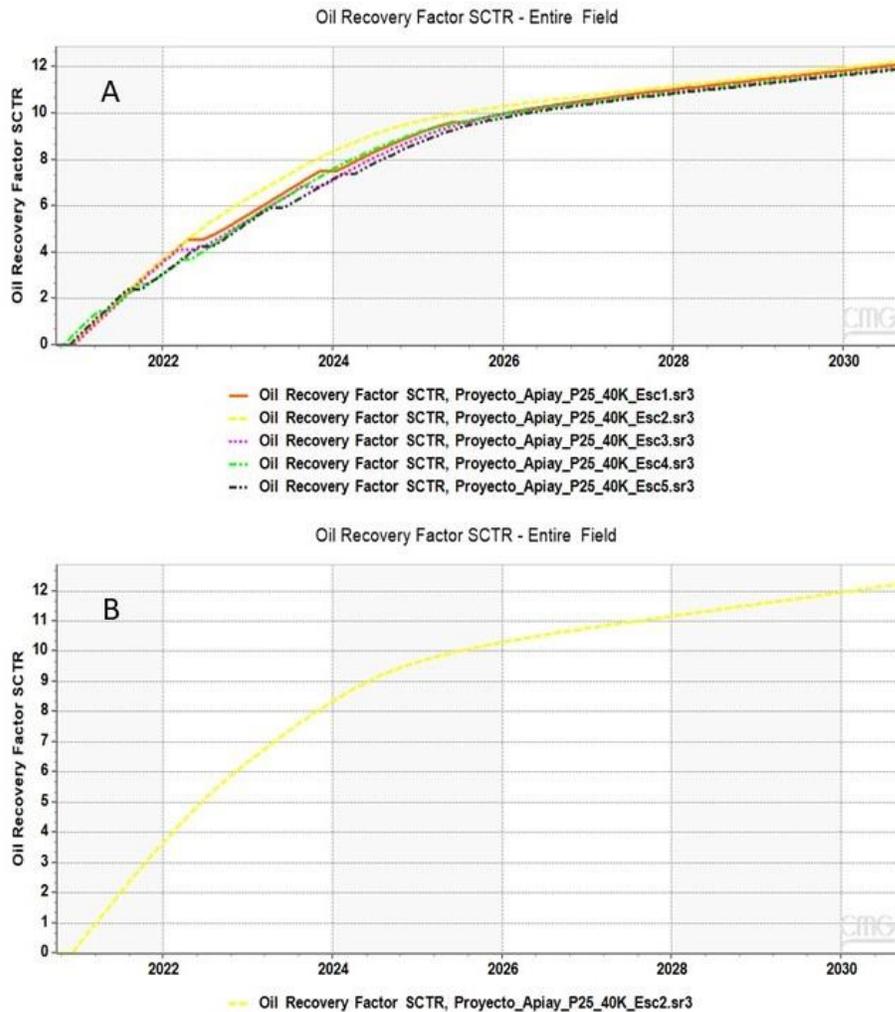


Nota. Producción acumulada de fases del pozo P2 entre el 2020 y 2030 a causa de la inyección cíclica de propano. Tomado de: Results, CMG.

Para el pozo P25, otro de los que han percibido un beneficio a partir de la técnica en estudio, se tiene que el segundo escenario es mejor que los otros cuatro, alcanzando un factor de recuperación de 12,26%. En la parte superior de la figura 23 se tienen las trayectorias de los cinco planteamientos, mientras que en la parte inferior se encuentra en detalle la curva referente al escenario seleccionado.

Figura 23.

Escenarios ICS, Factor de recobro vs tiempo, P25.

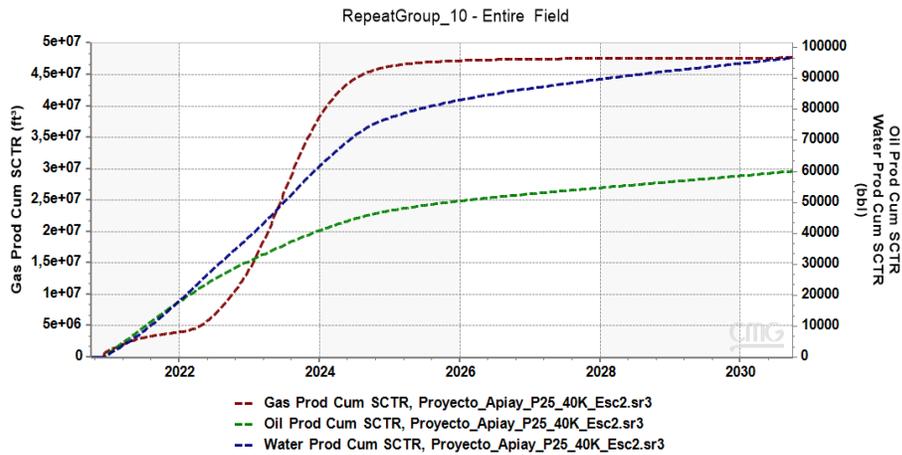


Nota. El gráfico A, corresponde al análisis del factor de recobro del pozo P25 durante los diez años de estudio. Por otra parte, el gráfico B presenta únicamente la curva del escenario número dos, el cual se seleccionó por tener el mejor factor de recuperación. Tomado de: Results, CMG.

La producción acumulada de las fases en el pozo P25 tiene una particularidad, ya que la diferencia entre la producción de petróleo y las demás fases es mayor si se realiza una comparación con las producciones del pozo P2; así mismo, como se observa en la figura 24, el pozo en cuestión produce al 2030 cerca de 60.000 barriles, mientras que la producción de agua está por debajo de los 97.000 barriles y para el caso del gas, su producción se estabiliza en el 2025, rozando los 48 millones de pies cúbicos.

Figura 24.

Producción acumulada de las fases a causa de la inyección cíclica de solvente para el pozo P25.

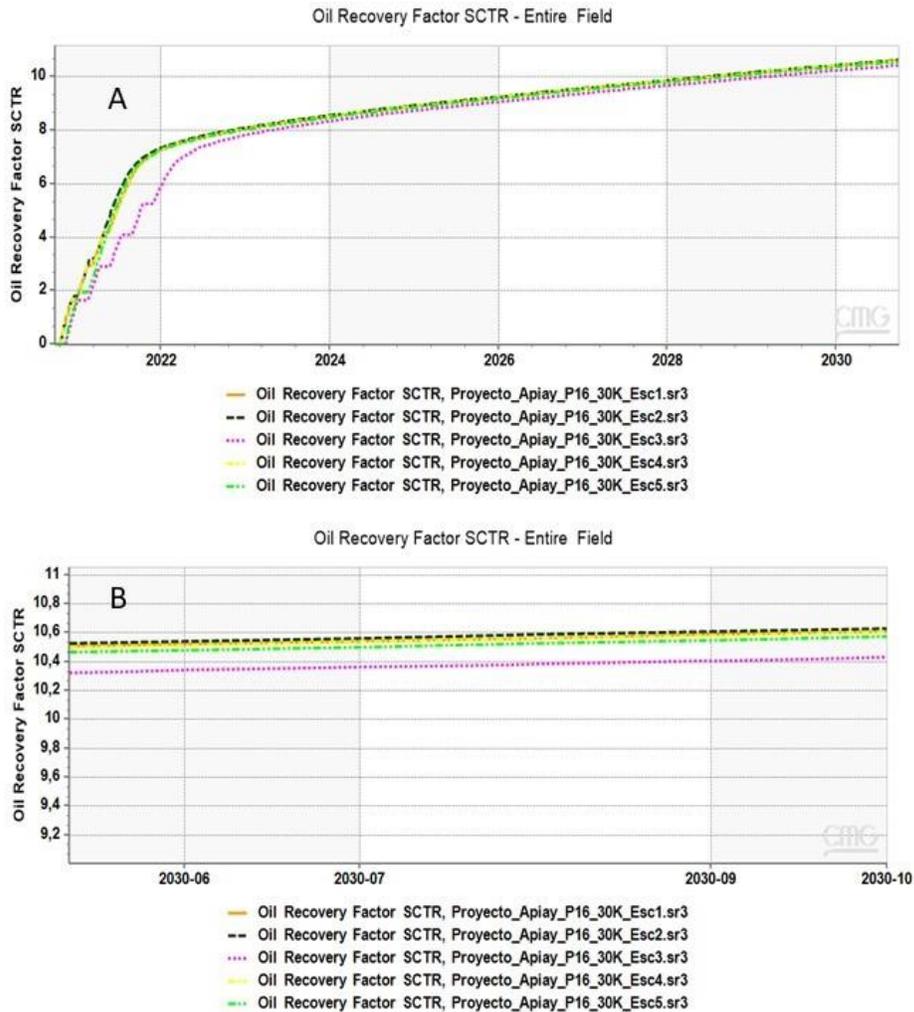


Nota. Producción acumulada de fases del pozo P25 entre el 2020 y 2030 a causa de la inyección cíclica de propano. Tomado de: Results, CMG.

En cuanto al pozo P16, la figura 25 permite concluir que el escenario dos es el que posee el mejor factor de recobro, el cual está en 10,633%, unos cuantos puntos por encima del primer escenario, no obstante, se resalta el hecho de que este escenario se destaque por encima de los demás, ya que el factor de éxito más relevante de dicho escenario es el número de ciclos, ya que de los cinco planteamientos, es el único que tiene tres ciclos de inyección.

Figura 25.

Escenarios ICS, Factor de recobro vs tiempo, P16.



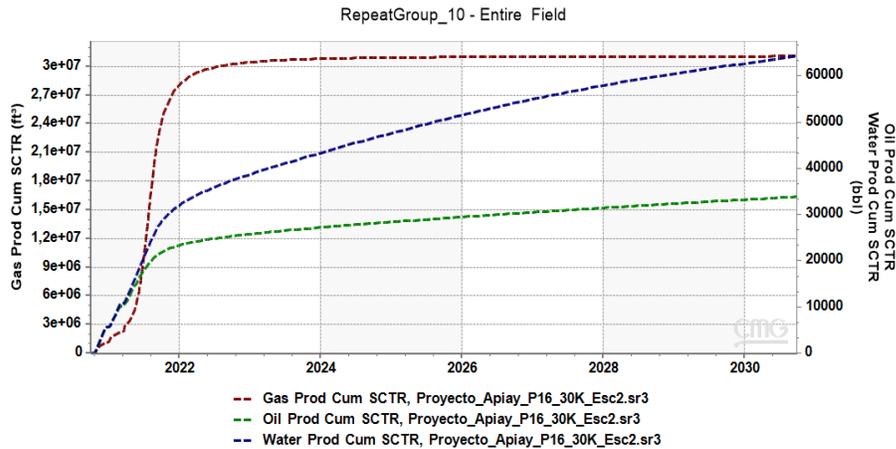
Nota. El gráfico A, corresponde al análisis del factor de recobro del pozo P16 durante los diez años de estudio. Por otra parte, el gráfico B presenta un acercamiento de la gráfica sobre los meses de septiembre y octubre del 2030 para tener más certeza sobre el valor del factor de recuperación. Tomado de: Results, CMG.

La diferencia entre la producción acumulada de fases para el pozo P16 es igual de marcada a la del pozo P25 en relación al pozo con mejor comportamiento, es decir, el P2, ya que para el 2030 produce 33.889 barriles de petróleo, 64.295 barriles de agua y 31 millones de pies cúbicos de gas aproximadamente, tal como lo indica la figura 26, donde se observa una marcada estabilización de la curva de la producción

de gas antes de los tres años de producción, además de la diferencia mencionada entre la producción acumulada de las otras fases, la cual supera los 30.000 barriles.

Figura 26.

Producción acumulada de las fases a causa de la inyección cíclica de solvente para el pozo P16.

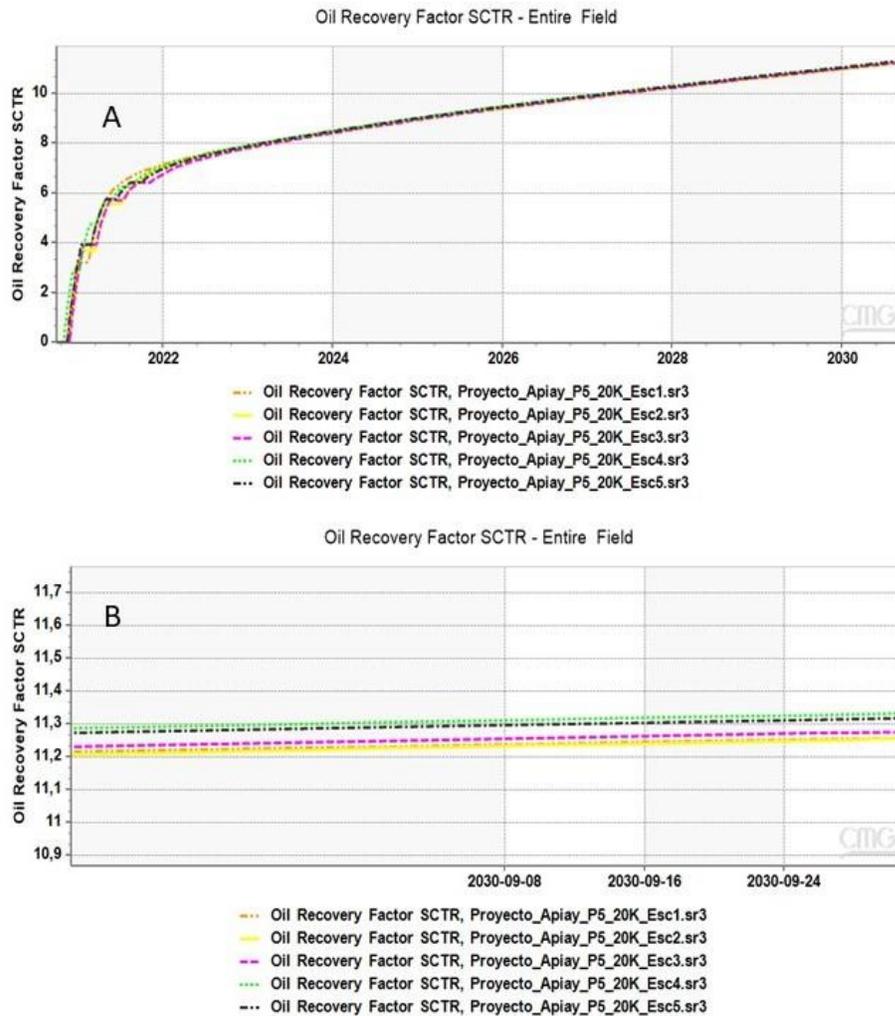


Nota. Producción acumulada de fases del pozo P16 entre el 2020 y 2030 a causa de la inyección cíclica de propano. Tomado de: Results, CMG.

El último pozo al que se le realizará la selección del mejor escenario es el P5, el cual, según la figura 27, es la cuarta opción, el cual brinda un factor de recuperación de 11,33%, además de resaltar el hecho de que la relación entre los gases a inyectar es 70% propano y 30% metano, lo cual hace que el pozo en cuestión sea el único que no tiene una concentración total de C3H8 en su flujo de inyección.

Figura 27.

Escenarios ICS, Factor de recobro vs tiempo, P5.

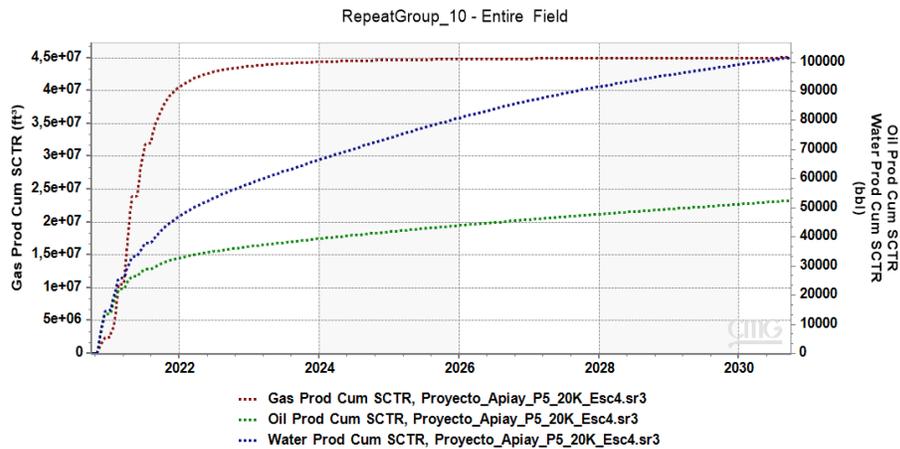


Nota. El gráfico A, corresponde al análisis del factor de recobro del pozo P5 durante los diez años de estudio. Por otra parte, el gráfico B presenta un acercamiento de la gráfica sobre los meses de septiembre y octubre del 2030 para tener más certeza sobre el valor del factor de recuperación. Tomado de: Results, CMG.

Así mismo, la producción acumulada de las fases del pozo P5 reflejada en la figura 28, permite evidenciar el aumento en la diferencia entre la producción de aceite y la producción de agua, ya que alcanzan valores de 52.508 barriles y 101.552 barriles respectivamente. Para el caso de la producción acumulada de gas, se tiene que para el año 2030 se habrán producido 45 millones de pies cúbicos aproximadamente.

Figura 28.

Producción acumulada de las fases a causa de la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.



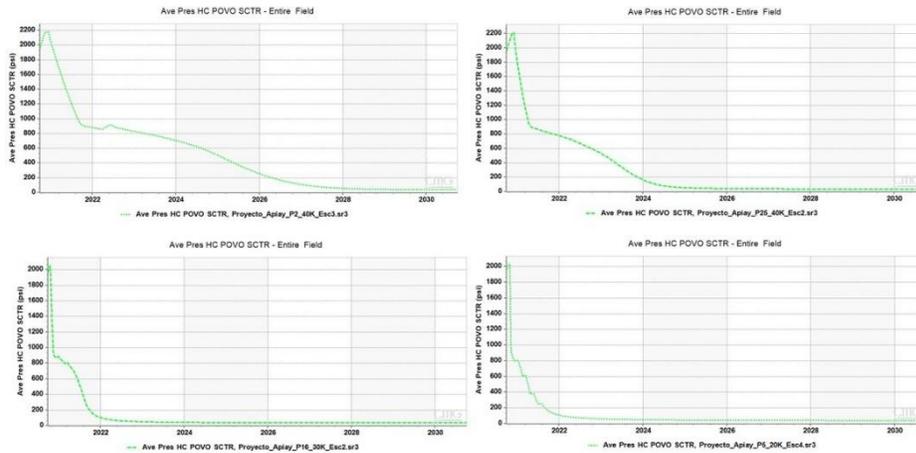
Nota. Producción acumulada de fases del pozo P5 entre el 2020 y 2030 a causa de la inyección cíclica de propano y metano en una relación 70/30. Tomado de: Results, CMG.

Los resultados anteriormente presentados se sustentan en que no se alcanzó la presión mínima de miscibilidad, la cual se obtiene a temperatura y composición constante y en donde la tensión interfacial es cero, causando la ausencia de una interfaz entre los fluidos; lo que se evidencia es que el propano inyectado como agente desplazante no se mezcló en su totalidad con el aceite presente en el reservorio, obteniendo como resultado que el proceso de desplazamiento miscible para la Formación T2 se lleve a cabo parcialmente, por lo tanto, la relación de movilidad no es favorable, ya que no se consigue en un 100% el desplazamiento de crudo en los poros que son barridos por el propano.

Así mismo, se tiene que lo expuesto anteriormente también se debe a que, al predominar la difusión efectiva como mecanismo de producción de masa, la zona de mezcla que se forma es mínima y por efectos de la heterogeneidad presentada en el yacimiento, la miscibilidad del propano en el reservorio se ve notablemente afectada, de modo que, los resultados obtenidos con respecto a factor de recobro presentan valores inferiores al 15%, tal como lo indican los estudios de inyección cíclica de solvente ya mencionados durante el desarrollo de este proyecto.

Figura 29.

Comportamiento de la presión debido a la inyección cíclica de solvente en los pozos en estudio.



Nota. El gráfico refleja el comportamiento de la presión debido a la inyección cíclica de solvente a lo largo de diez años en los pozos de estudio. Tomado de: Results, CMG.

Esta selección de escenarios de inyección cíclica de propano también permitió realizar un análisis en cuanto al comportamiento de presión por efecto de dicha técnica, de la misma manera en que se desarrolló para la inyección de agua. La represurización en los pozos P2 Y P25 alcanza un pico máximo de 2200 libras. En el P2 se presenta una depletación menos prolongada con respecto a los otros pozos, ya que, al iniciar el segundo ciclo del año 2022 se encuentra aproximadamente en 850 psi, presión a la cual ya se ha alcanzado el punto de burbuja, dato relevante en cuanto a la producción acumulada de las fases, alcanzando un incremento de presión cercano a las 100 libras. El pozo P25 solo tiene un ciclo, por lo tanto, alcanza el punto de burbuja más rápido y posteriormente empieza a declinar. Se debe hacer la salvedad de que se logra una relativa estabilización luego de siete años para el P2 y de cuatro años para el P25.

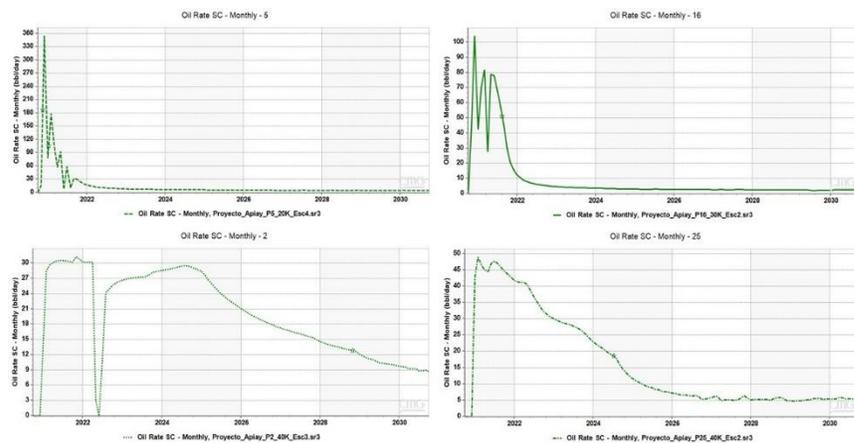
Como caso contrario, los pozos P5 y P16 alcanzan a superar los 2000 psi, sin embargo, al ser de declinación rápida, estos activos alcanzan en menor tiempo el punto de burbuja. En comparación con la inyección de agua, se evidencia que la represurización utilizando inyección cíclica de solvente no es significativa, debido a

que no se alcanza si quiera la presión inicial del mismo, hecho que si ocurre utilizando la inyección de agua.

Teniendo en cuenta el análisis previo relacionado con el comportamiento de las gráficas de la figura 29, se puede corroborar el mismo a partir de las curvas de la producción de los pozos, ya que, el yacimiento no cuenta con la presión y por ende con la energía suficiente para poder movilizar los fluidos a la superficie utilizando este tipo de inyección. No obstante, en la figura 30 también se puede apreciar que al iniciar un nuevo ciclo de inyección, la producción percibe dicho estímulo generando un incremento, el cual sigue siendo insuficiente en relación a la obtenida en la inyección de agua. Del mismo modo, se infiere que en los pozos P5 y P16, la interacción entre el gas inyectado y el crudo presente en la Formación T2 es pobre, por lo que no se percibe el rédito en cuanto a la reducción de la viscosidad y a pesar de que en los pozos P2 y P25 se percibe un beneficio mínimo, la inyección de propano en estos activos arroja un comportamiento favorable.

Figura 30.

Comportamiento de la tasa de producción de aceite de cada pozo.



Nota. Comportamiento de la tasa de producción de aceite de cada pozo.

El pozo con mejor adaptación a la inyección cíclica de propano es el P2.

Tomado de: Results, CMG.

Finalmente, para la inyección de agua, el factor de recobro es del 19,96%, índice relevante dada la represurización del yacimiento en más de 4.000 libras de presión, además de funcionar como mecanismo de desplazamiento de fluidos y por ende,

otorgando una alta eficiencia de barrido areal. Análogamente, para el caso de la inyección cíclica de solvente o método *huff n puff*, el factor de recuperación de los pozos estudiados se encuentra en un rango entre 10% y 13%, lo cual, desde el punto de vista técnico, el método que se debe mantener y mejorar, es la inyección de agua, la cual permite un mantenimiento de presión prolongado y por lo tanto, un comportamiento adecuado en cuanto a las tasas de producción de aceite, agua y gas.

Tabla 12.

Resultados de la inyección de agua.

Inyección de agua	
Factor de recobro (%)	Producción acumulada aceite (2020-2030) (BBL)
19,96	1'106.020

Nota. Esta tabla presenta el factor de recobro y la producción acumulada de petróleo referente a la inyección de agua.

Tabla 13.

Resultados de la inyección cíclica de solvente.

Inyección cíclica de solvente										
Pozo	Escenario	Inyección (días)	Remojo (días)	Producción (días)	# Ciclos	Tasa inyección (ft ³ /día)	[C3H8]	[CH4]	Factor de recobro (%)	Producción acumulada aceite (2020-2030) (BBL)
P2	3	45	30	475	2	40.000	100	0	12,79	72.669
P5	4	20	10	40	4	20.000	70	30	11,33	52.508
P16	2	15	5	55	3	30.000	100	0	10,63	33.889
P25	2	50	15	350	1	40.000	100	0	12,26	60.063

Nota. Esta tabla presenta los escenarios ideales para cada pozo, el factor de recobro y la producción acumulada de petróleo de cada uno en relación a la inyección cíclica de solvente.

4. ANÁLISIS FINANCIERO

Partiendo del hecho de que la empresa de soporte técnico-financiero es una compañía operadora, para la evaluación financiera del presente proyecto se realizó el análisis de costos de inversión (CAPEX), costos de operación (OPEX) y de ingresos para la inyección de agua del *sector model* y para los P2 y P5 en cuanto a la inyección cíclica de solvente. Esta decisión se tomo en base a que el primer pozo mencionado posee el mejor comportamiento a nivel técnico, mientras que para el último activo, se tiene que el escenario que mejor factor de recobro arrojó tenía una combinación de propano y metano en una relación de 70/30.

La duración del proyecto es de 10 años, teniendo como punto de partida el 2020, además, se tiene que la unidad monetaria a utilizar en el presente estudio es el Dólar Americano y al exponer los análisis mencionados previamente, la viabilidad financiera se definirá a partir de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

4.1 Análisis de costos de inversión (CAPEX)

La inversión en este caso se encuentra estrechamente relacionada con los montos que la compañía gasta para incrementar la eficiencia de las operaciones que realiza.

En primer lugar, se tiene que los costos de inversión asociados a infraestructura relacionada con facilidades de producción para el respectivo tratamiento de los fluidos producidos están en USD 3'338.000. [23] Esta financiación es general, es decir, se tiene en cuenta para los tres escenarios planteados, debido a que la locación de facilidades aplica para los casos a estudiar.

Para el caso de la inyección de agua, se tiene que el fluido debe recibir el tratamiento adecuado para encontrarse en las condiciones estipuladas por la legislación colombiana en la resolución 631 del 2015 [24], por ende, a partir del estudio de Miranda y Molina, según la clasificación del costo de la planta de tratamiento, se tiene un valor de USD 2'000.000, monto que la compañía debe invertir para la instalación de dicha planta. [25]

Ahora bien, el volumen poroso total a inyectar en este caso es de 8.784.683,88 barriles y su costo se presenta en la tabla 14.

Tabla 14.

Costo de tratamiento de agua para posterior inyección.

Fluido	Tratamiento (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	Total (USD)
Agua	0,5	8'784.684	4'392.342

Nota. Esta tabla presenta el costo del tratamiento preliminar del agua de inyección.

En la tabla 15 se registran los costos de inversión relacionados con la inyección de agua del *sector model* propuesto.

Tabla 15.

Costos de inversión de la inyección de agua.

Facilidades (USD)	Planta (USD)	Tratamiento (USD)	Total (USD)
3'338.000	2'000.000	4'392.342	9'730.342

Nota. Esta tabla presenta el costo total de inversión para la inyección de agua.

Para el caso de la inyección cíclica de solvente se tiene que, debido al tipo de técnica que se desea implementar, es necesario realizar los respectivos ajustes a los pozos, instalando completamiento nuevo, dado que los pozos actúan como inyectoras al inicio y posteriormente, modifican su comportamiento para la etapa de producción; por esto es que se sugiere un costo de inversión para el acondicionamiento de cada activo de USD 600.000. [25]

El siguiente costo de inversión relacionado con los pozos P2 y P5 es la compra de los solventes; sin embargo, cabe resaltar que para el primer pozo, solo se tiene en cuenta el valor de los barriles de propano, mientras que para el otro pozo, también debe tenerse en consideración el costo de los barriles de metano. El valor asignado para el costo de propano fue suministrado por la empresa de soporte técnico-financiero, sin embargo se hizo la respectiva conversión, dado que el dato brindado fue \$1.565/gl, lo que equivaldría a 18,89 USD/Bbl. Para el metano, se utilizó el valor del pie cúbico suministrado por la empresa de prestación del servicio público domiciliario de distribución y comercialización de gas natural en la ciudad de Bogotá,

cuyo valor es de \$1837,42/m³, valor equivalente a 0,083 USD/Bbl, no obstante, se aproximó a 0,5 USD/Bbl teniendo en cuenta los costos de transporte y logística.

Además, se tiene que los volúmenes porosos totales a inyectar para cada pozo son 853.944,79 barriles para el P2 y 746.179,88 barriles para el P5. En la tabla 16 se presenta el costo de los solventes.

Tabla 16.

Costos de los solventes para la inyección cíclica de solvente.

Pozo	Solvente	Costo unitario (USD/Bbl)	Volumen (Bbl)	Costo total (USD)
P2	Propano	18,89	853.945	16'131.021,05
	Total	-	-	16'131.021,05
P5	Metano	0,5	746.180	373.090
	Propano	18,89		14'095.340,2
	Total	-	-	14'468.430,2

Nota. Esta tabla presenta el costo de los solventes utilizados para la inyección cíclica en los pozos P2, y P5.

En la tabla 17 se sintetizan los tres costos de inversión relacionados con la inyección cíclica de solvente.

Tabla 17.

Costos de inversión de cada pozo para la inyección cíclica de solvente.

Pozo	Facilidades (USD)	Pozos (USD)	Costo solvente (USD)	Total (USD)
P2	3'338.000	600.000	16'131.021,05	20'069.021,05
P5	3'338.000	600.000	14'468.430,2	18'406.430,2

Nota. Esta tabla presenta el costo total de inversión de cada pozo para la inyección cíclica de solvente.

4.2 Análisis de costos de operación (OPEX)

Estos costos los asume la compañía con la finalidad de brindarle sostenibilidad al proyecto en el día a día. Para el presente caso, se condensarán los costos de transporte, mantenimiento, recurso humano, procesamiento y levantamiento en el *Lifting Cost*.

De acuerdo a la investigación de Miranda y Molina, la empresa de soporte técnico-financiero, la cual es la misma compañía que patrocina el presente proyecto, determinó un *Lifting Cost* de 11 USD/Bbl con un aumento anual de 9,30%. [25] Sin embargo teniendo en cuenta que se debe trasladar el costo de levantamiento al presente, teniendo en cuenta los índices de precios al consumidor (IPC) de cada año, daría como resultado 11,71 USD/Bbl para el año actual, tal como se evidencia en la figura 31.

Figura 31.

Cálculo del valor del costo de levantamiento para el 2020.

$$\text{Valor final} = \text{Valor inicial} * \frac{\text{IPC final}}{\text{IPC inicial}}$$

$$\text{Valor}_{2020} = \text{Valor}_{2017} * \frac{\text{IPC}_{2020}}{\text{IPC}_{2017}}$$

$$\text{Valor}_{2020} = \$11 * \frac{108.42}{101.863} = \$11.71$$

Nota. Cálculo del valor del costo de levantamiento, teniendo en cuenta el *Lifting Cost* del año 2017 y los IPC de cada año.

En la tabla 18 se encuentra discriminado el *Lifting Cost* de cada año de estudio.

Tabla 18.

Lifting Cost.

Año	USD/Bbl
2021	11,71
2022	12,80
2023	13,99
2024	15,29
2025	16,71
2026	18,27
2027	19,97
2028	21,82
2029	23,85
2030	26,07

Nota. Esta tabla presenta el costo de levantamiento de cada periodo.

De acuerdo a los valores de producción arrojados por el simulador para cada año de estudio, se determinaron los costos de operación para cada escenario. La tabla 19 expone en detalle dichos costos para la inyección de agua.

Tabla 19.

Costos de operación de la inyección de agua.

Año	Prod. Bruta (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Total (USD)
2021	399.583	11,71	4'679.116,93
2022	604.377	12,80	7'736.025,6
2023	794.790	13,99	11'119.112,1
2024	902.330	15,29	13'796.625,7
2025	958.320	16,71	16'013.527,2
2026	815.080	18,27	14'891.511,6
2027	830.900	19,97	16'593.073
2028	810.700	21,82	17'689.474
2029	769.840	23,85	18'360.684
2030	740.680	26,07	19'309.527,6

Nota. Esta tabla presenta los costos totales de operación asociados a la inyección de agua.

Igualmente, para la inyección cíclica de solvente, las tablas 20 y 21 exponen los costos de operación de la técnica mencionada para los pozos P2 y P5 respectivamente.

Tabla 20.

Costos de operación de la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.

Año	Prod. Bruta (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Total (USD)
2021	13.483	11,71	157.885,93
2022	14.957	12,80	191.449,6
2023	22.585	13,99	315.964,15
2024	25.398	15,29	388.335,42
2025	21.342	16,71	356.624,82
2026	16.410	18,27	299.810,7
2027	13.136	19,97	262.325,92
2028	10.452	21,82	228.062,64
2029	8.126	23,85	193.805,1
2030	6.647	26,07	173.287,29

Nota. Esta tabla presenta los costos totales de operación asociados a la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.

Tabla 21.

Costos de operación de la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.

Año	Prod. Bruta (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Total (USD)
2021	73.192	11,71	857.078,32
2022	18.687	12,80	239.193,6
2023	11.420	13,99	159.765,8
2024	10.081	15,29	154.138,49
2025	9.247	16,71	154.517,37
2026	8.227	18,27	150.307,29
2027	6.956	19,97	138.911,32
2028	5.974	21,82	130.352,68
2029	5.330	23,85	127.120,5
2030	4.948	26,07	128.994,36

Nota. Esta tabla presenta los costos totales de operación asociados a la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.

4.3 Análisis de ingresos

Los ingresos se relacionan con la producción de aceite a partir de las técnicas estudiadas en el presente proyecto: Inyección de agua e inyección cíclica de solvente para los pozos P2 y P5. Se debe tener en cuenta el precio de venta del crudo por barril de referencia de Petróleo Brent que para la fecha se encuentra en los USD 48,79, no obstante, por cuestiones de ajustes de calidad y gestión, el valor de venta será de USD 36.

Añadido a esto, se debe sustraer el porcentaje correspondiente a las regalías para obtener los ingresos netos de cada escenario. La tabla 22 determina el porcentaje de regalías según la producción diaria promedio del mes con base en el artículo 16 de la Ley 756 del 2002. [26]

Tabla 22.

Porcentaje de regalías de acuerdo a la producción según la Ley 756 del 2002.

Producción diaria promedio mes	Porcentaje
Para una producción igual o menor a 5KBPD	8%
Para una producción mayor a 5KBPD e inferior o igual a 125KBPD Donde $X = 8 + (\text{Prod. KBPD} - 5\text{KBPD}) * (0.10)$	X%
Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400KBPD	20%
Para una producción mayor a 400KBPD e inferior o igual a 600KBPD Donde $Y = 20 + (\text{Prod. KBPD} - 400\text{KBPD}) * (0.025)$	Y%
Para una producción mayor a 600KBPD	25%

Nota. Esta tabla presenta el porcentaje de regalías correspondiente de acuerdo a la producción diaria promedio del mes. Tomado de: Senado de la República de Colombia. (julio 25, 2002). "Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones". [En línea] Disponible:

http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0756_2002.html

Para la inyección de agua, la tabla 23 presenta la producción neta teniendo en cuenta el porcentaje que debe sustraerse.

Tabla 23.

Producción neta a partir de la inyección de agua.

Año	Prod. Bruta (Bbl)	Prod. Promedio Día (Bbl)	Prod. del Campo (BPD)	Regalías 8% (Bbl)	Prod. Neta (Bbl)
2021	399.583	1.095	185.111	88	399.495
2022	604.377	1.656	169.191	132	604.245
2023	794.790	2.178	149.670	174	794.616
2024	902.330	2.472	136.134	198	902.132
2025	958.320	2.626	127.531	210	958.110
2026	815.080	2.233	91.252	179	814.901
2027	830.900	2.276	78.110	182	830.718
2028	810.700	2.221	65.951	178	810.522
2029	769.840	2.109	55.240	169	769.671
2030	740.680	2.029	47.830	162	740.518

Nota. Esta tabla presenta la producción neta a partir de la inyección de agua.

En cuanto a los ingresos netos a causa de la inyección de agua, la tabla 24 arroja los datos correspondientes.

Tabla 24.*Ingresos netos a partir de la inyección de agua.*

Año	Prod. Neta (Bbl)	Precio de venta (USD/Bbl)	Ingresos netos (USD)
2021	399.495	36	14'381.820
2022	604.245		21'752.820
2023	794.616		28'606.176
2024	902.132		32'476.752
2025	958.110		34'491.960
2026	814.901		29'336.436
2027	830.718		29'905.848
2028	810.522		29'178.792
2029	769.671		27'708.156
2030	740.518		26'658.648

Nota. Esta tabla presenta los ingresos netos a partir de la inyección de agua.

En el caso de la inyección cíclica de solvente, se siguió la misma metodología, es decir, se planteó la producción y los ingresos netos teniendo en cuenta la reducción por regalías. La tabla 25 exhibe la producción neta de esta técnica para el pozo P2.

Tabla 25.*Producción neta a partir de la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.*

Año	Prod. Bruta (Bbl)	Prod. Promedio Día (Bbl)	Prod. del Campo (BPD)	Regalías 8% (Bbl)	Prod. Neta (Bbl)
2021	13.482,10	36,94	8.649,80	3	13.479
2022	14.956,70	40,98	8.236,40	3	14.953
2023	22.584,90	61,88	9.881,40	5	22.580
2024	25.397,80	69,58	10.606,20	6	25.392
2025	21.341,30	58,47	9.414,30	5	21.337
2026	16.409,20	44,96	7.237,20	4	16.406
2027	13.136,00	35,99	6.048,60	3	13.133
2028	10.452,00	28,64	5.102,90	2	10.450
2029	8.126,00	22,26	4.096,50	2	8.124
2030	6.647,00	18,21	3.395,40	1	6.646

Nota. Esta tabla presenta la producción neta a partir de la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.

En cuanto a los ingresos netos por la inyección cíclica de solvente para el pozo P2, la tabla 26 arroja los valores correspondientes.

Tabla 26.

Ingresos netos a partir de la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.

Año	Prod. Neta (Bbl)	Precio de venta (USD/Bbl)	Ingresos netos (USD)
2021	13.479	36	485.244
2022	14.953		538.308
2023	22.580		812.880
2024	25.392		914.112
2025	21.337		768.132
2026	16.406		590.616
2027	13.133		472.788
2028	10.450		376.200
2029	8.124		292.464
2030	6.646		239.256

Nota. Esta tabla presenta los ingresos netos a partir de la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.

De igual manera se exhibe la producción neta del pozo P5 en la tabla 27.

Tabla 27.

Producción neta a partir de la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.

Año	Prod. Bruta (Bbl)	Prod. Promedio Día (Bbl)	Prod. Del campo (BPD)	Regalías 8% (Bbl)	Prod. Neta (Bbl)
2021	73.191,40	200,52	30.871,80	16	73.175
2022	18.686,20	51,20	5.047,00	4	18.682
2023	11.419,40	31,29	2.832,80	3	11.417
2024	10.081,00	27,62	2.448,20	2	10.079
2025	9.247,00	25,33	2.216,40	2	9.245
2026	8.227,00	22,54	2.041,50	2	8.225
2027	6.956,00	19,06	1.873,70	2	6.954
2028	5.974,00	16,37	1.775,80	1	5.973
2029	5.330,00	14,60	1.709,50	1	5.329
2030	4.948,00	13,56	1.690,40	1	4.947

Nota. Esta tabla presenta la producción neta a partir de la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.

La tabla 28 reúne los valores correspondientes a los ingresos de la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.

Tabla 28.*Ingresos netos a partir de la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.*

Año	Prod. Neta (Bbl)	Precio de venta (USD/Bbl)	Ingresos netos (USD)
2021	73175	36	2'634.300
2022	18682		672.552
2023	11417		411.012
2024	10079		362.844
2025	9245		332.820
2026	8225		296.100
2027	6954		250.344
2028	5973		215.028
2029	5329		191.844
2030	4947		178.092

Nota. Esta tabla presenta los ingresos netos a partir de la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.

4.4 Evaluación financiera

Como se mencionó al comienzo del capítulo, la viabilidad del proyecto será determinada mediante la Tasa Interna de Retorno (TIR). Este indicador hace referencia a la tasa de rentabilidad que puede brindar una inversión, lo que le brinda al inversor un panorama de beneficio o pérdida para que se determine la viabilidad financiera del proyecto. [27]

La TIR está estrechamente relacionada con el Valor Presente Neto (VPN), ya que se traduce en la tasa de descuento que hace que este último indicador sea igual a cero para el proyecto de inversión a estudiar.

Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno se utiliza la fórmula del VPN, la cual se puede apreciar en la figura 32, teniendo en cuenta que éste último debe ser cero, no obstante, los demás datos salen de los análisis previamente hechos, es decir, lo será la inversión inicial previa, F_t representa los flujos de caja, k en este caso vendrá a ser la TIR y finalmente, t hará referencia a cada periodo, siendo n el número total de periodos. Por último, para hallar la TIR, se debe despejar k de la ecuación mencionada.

Figura 32.

Fórmula de Valor Presente Neto.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Nota. La figura presenta la fórmula de VPN, donde I_0 es la inversión inicial, F_t hace referencia a los flujos de caja de cada periodo, k será la TIR para este caso y t es el periodo, teniendo en cuenta que n es el número total de periodos. Tomado de: Rankia. “¿Cómo calcular el valor presente neto?”. [En línea]. <https://www.rankia.cl/blog/analisis-ipsa/3892041-como-calcular-valor-presente-neto-ejemplos> [Acceso: noviembre 25, 2020]

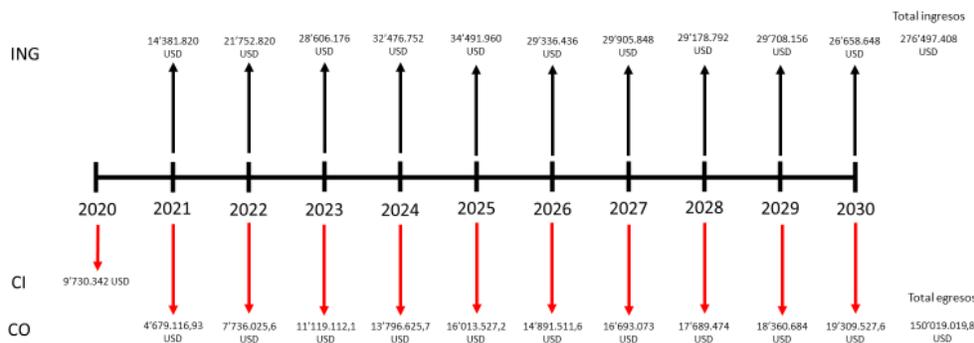
Hay que tener en cuenta que todo beneficio mayor a cero será en favor de la empresa respecto de la inversión de menor riesgo, por lo que el beneficio mayor se dará cuando el VPN sea cero, es decir, en esta instancia valdrá la pena invertir en el proyecto.

Para realizar la evaluación planteada previamente, se realiza el respectivo flujo de caja para cada escenario, donde se perciban tanto las entradas como las salidas de efectivo.

La figura 33 presenta el flujo de caja de la inyección de agua teniendo en cuenta los ingresos netos, los costos de inversión y los costos de operación de cada periodo.

Figura 33.

Flujo de caja para la inyección de agua.

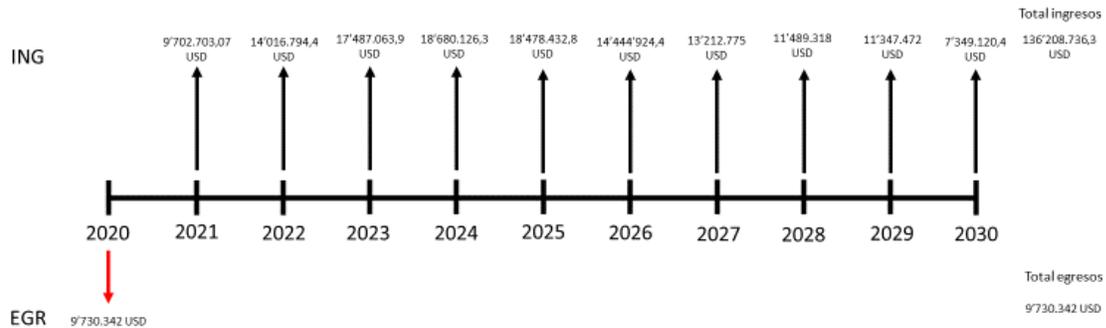


Nota. En la presente figura se tiene el flujo de caja de la inyección de agua, donde se tiene en la parte superior los ingresos netos de cada periodo, mientras que en la parte inferior se ubican los costos de inversión y los de operación para cada año.

A su vez, se realizó el flujo de caja neto para la técnica mencionada anteriormente; en la figura 34 se encuentra el mismo.

Figura 34.

Flujo de caja neto para la inyección de agua.



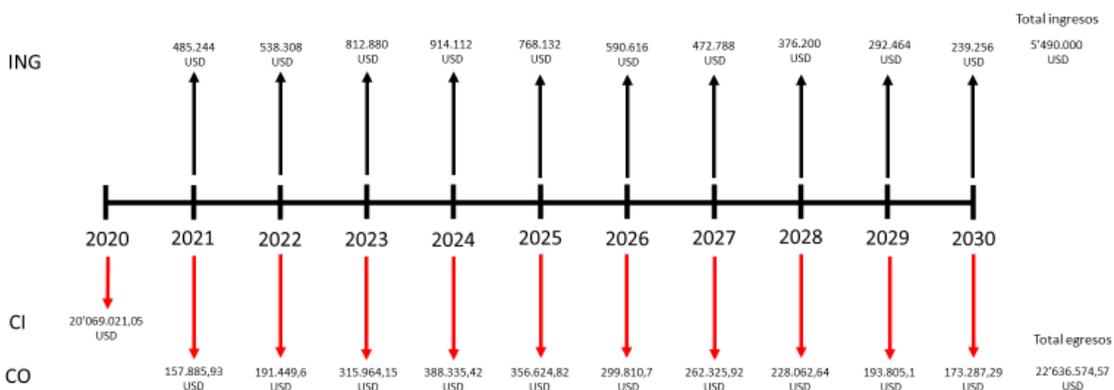
Nota. En la presente figura se tiene el flujo de caja neto de la inyección de agua, donde se realizó la diferencia entre los ingresos y los egresos de cada periodo.

Realizando el respectivo cálculo de la TIR en Microsoft Excel®, la Tasa Interna de Retorno que obtenemos para la inyección de agua para un periodo de diez años es del 126%.

Para el caso de la inyección cíclica de solvente, se inicia con el flujo de caja de dicho método de recuperación para el pozo P2, como se evidencia en la figura 35.

Figura 35.

Flujo de caja para la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.

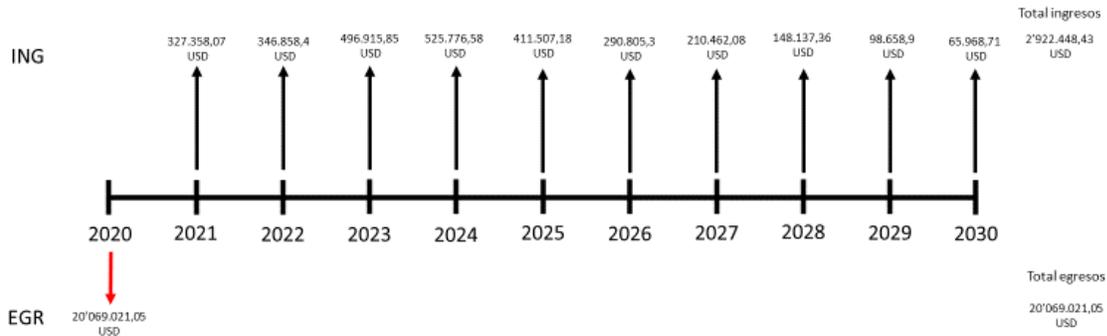


Nota. En la presente figura se tiene el flujo de caja de la inyección cíclica de solvente para el pozo P2, donde se tiene en la parte superior los ingresos netos de cada periodo, mientras que en la parte inferior se ubican los costos de inversión y los de operación para cada año.

Así mismo, se realizó el flujo de caja neto para la técnica mencionada anteriormente; en la figura 36 se encuentra el mismo.

Figura 36.

Flujo de caja neto para la inyección cíclica de solvente para el pozo P2.



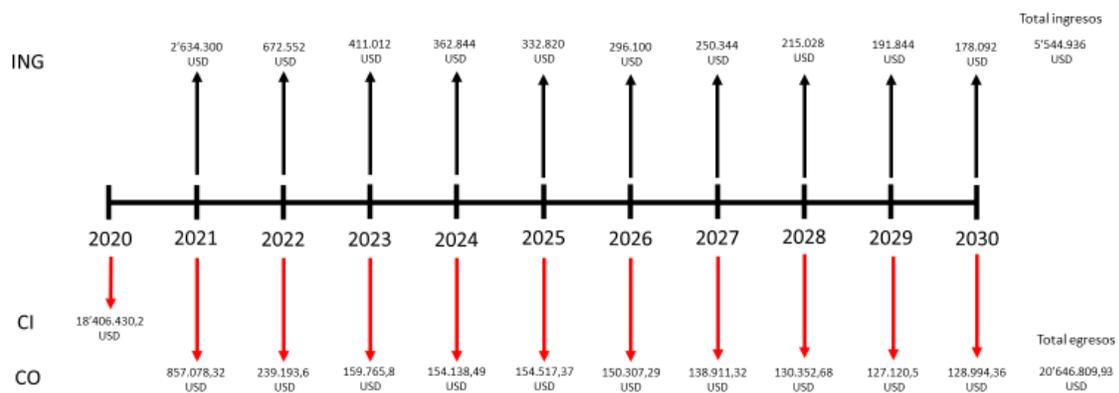
Nota. En la presente figura se tiene el flujo de caja neto de la inyección cíclica de solvente para el pozo P2, donde se realizó la diferencia entre los ingresos y los egresos de cada periodo.

Para el Pozo P2, el cálculo del indicador TIR mediante Microsoft Excel® arroja una Tasa Interna de Retorno de -30%.

Finalmente, para el pozo P5, se tiene la figura 37, donde se expone el flujo de caja de la inyección cíclica de solvente para este activo.

Figura 37.

Flujo de caja para la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.

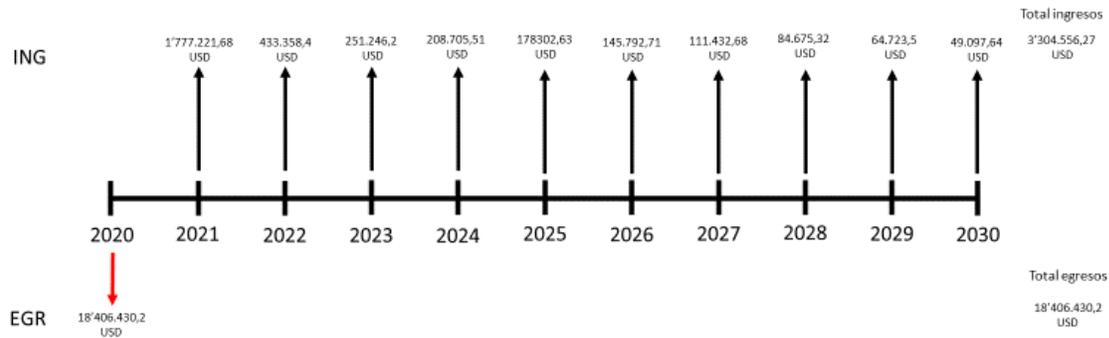


Nota. En la presente figura se tiene el flujo de caja de la inyección cíclica de solvente para el pozo P5, donde se tiene en la parte superior los ingresos netos de cada periodo, mientras que en la parte inferior se ubican los costos de inversión y los de operación para cada año.

De igual modo, en la figura 38 se encuentra plasmado el flujo de caja neto para la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.

Figura 38.

Flujo de caja neto para la inyección cíclica de solvente para el pozo P5.



Nota. En la presente figura se tiene el flujo de caja neto de la inyección cíclica de solvente para el pozo P5, donde se realizó la diferencia entre los ingresos y los egresos de cada periodo.

En cuanto al análisis de la Tasa Interna de Retorno para la inyección cíclica de solvente para el pozo P5, a partir de Microsoft Excel®, el valor de la TIR que es arrojado es de -34%.

Para sintetizar los valores determinados anteriormente, la tabla 29 compara los ingresos y egresos totales, además de la Tasa Interna de Retorno (TIR) de cada escenario planteado para el respectivo análisis financiero.

Tabla 29.

Resumen financiero de escenarios.

Escenario	Ingresos netos (USD)	Egresos netos (USD)	Tasa Interna de Retorno (TIR) (%)
Inyección de agua	136'208.736,3	9'730.342	126
ICS Pozo P2	2'922.448,43	20'069.021,05	-30
ICS Pozo P5	3'304.556,27	18'406.430,2	-34

Nota. En la tabla se exponen los los ingresos netos, los egresos netos y la Tasa Interna de Retorno para cada escenario planteado para el análisis financiero.

5. CONCLUSIONES

Posterior al respectivo análisis de las técnicas de recobro mejorado propuestas para esta investigación, se llegó a una serie de conclusiones expuestas a continuación.

En primer lugar, se tiene que mediante la simulación numérica de la inyección de agua se determinó que técnicamente es el método de recuperación más óptimo para este *sector model* de la Formación T2. De igual manera, se concluye que el método *huff n puff* o inyección cíclica de compuestos gaseosos no es idóneo en un yacimiento con mecanismo de producción primaria de expansión roca-fluido.

Contrastando el resultado del proyecto con la hipótesis planteada al inicio del mismo, se concluye que no se corrobora, ya que se definió la presunción de que la inyección cíclica de propano podría reemplazar o trabajar en conjunto con la inyección de agua y de acuerdo a los resultados arrojados en esta investigación, se descarta dicho planteamiento, por el contrario, de acuerdo a las condiciones actuales del yacimiento, debe continuarse la inversión al piloto actual de inyección.

Dentro del análisis expuesto, la inyección cíclica de solventes tiene mayor eficacia en los pozos P25 y P2, dado que se obtiene un factor de recobro superior al 12% en ambos casos. Además, cabe resaltar que, al no poder simular haciendo uso de tasas superiores a 100.000 pies cúbicos, el incremento en la recuperación de aceite no es significativo, ya que no se alcanza una represuración adecuada del yacimiento.

El incremento en cuanto a factor de recobro con la inyección de agua por arreglo para el *sector model* planteado en esta investigación es de más del 10% en comparación con la inyección cíclica de solvente que alcanza un máximo de 4%, teniendo como punto de referencia el factor de recobro actual del campo, que se encuentra en 9%.

Se infiere que los tiempos de inyección en los pozos de depletación inferior a 500 psi en el primer año de estudio deben ser más prolongados para de esta manera alcanzar una repesurización superior en el reservorio y de esta manera lograr las 4.500 libras de presión inicial del yacimiento.

Al evidenciar un comportamiento notable en cuanto a ambos métodos de recuperación mejorada, se puede concluir que el pozo P2 puede ser tenido en cuenta como un activo candidato para futuras investigaciones sobre otro tipo de técnicas, dado que asimiló correctamente las características de las inyecciones estudiadas.

En cuanto al análisis financiero de cada método de recuperación mejorada se concluyó que de los tres escenarios planteados para dicha evaluación, la inyección de agua tiene la mayor rentabilidad, ya que alcanza un porcentaje del 126%, mientras que los porcentajes de los escenarios de inyección cíclica de solvente son negativos, por lo que no sería viable implementar el proyecto en cuestión.

Además, a pesar de que la implementación de metano en la inyección cíclica de solvente para el pozo P5 reduce costos de inversión en relación al escenario del pozo P2, se tiene que posee la menor Tasa Interna de Retorno, llegando a un -34%.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] K. Ardila M., R. Rodriguez P., A. X. Rodriguez C., “Uso de un solvente como alternativa para mejorar la inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo pesado móvil”, *Rev. Fuentes: El reventón energético*, vol. 13, n°. 1, pp. 1-13, ene/jun. 2015. [En línea] Disponible en: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/5024> [Acceso: agosto 11, 2020].
- [2] F. L. Mena V., J. C. Guamán C., *Proyecto piloto de recuperación mejorada por inyección de solvente en el Campo VHR*, tesis mast., Facultad de ingeniería en geología, minas, petróleos y ambiental, Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador, 2019. [En línea]. Disponible: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/19529>
- [3] M. I. Sandoval-Martínez, S. F. Muñoz-Navarro, “Laboratory study of cyclic liquid solvent injection process for heavy oil recovery through computed tomography”, *Rev. Dyna.*, vol. 86, n°. 210, pp. 88-89, jul/sep, 2019. [En línea] Disponible en: <http://doi.org/10.15446/dyna.v86n210.74983> [Acceso: agosto 11, 2020]
- [4] Agencia Nacional de Hidrocarburos. “Cuenca Llanos Orientales: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos”. [En línea]. <https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>
- [5] J. F. Rivera C., *Diseño de una herramienta computacional para la selección de un sistema de conectividad integrando las nuevas tecnologías para la producción y seguridad operacional durante el completamiento de pozos de Ecopetrol S.A.*, tesis pre., Facultad de ingenierías, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2018. [En línea]. Disponible: <http://hdl.handle.net/20.500.11839/6681>

- [6] O. Y. Céspedes G., “El petróleo en el departamento del Meta 1859-2011”, Rev. Guarracuco., vol. 1536 n° 26, pp. 11, (no aparece mes), 2015. [En línea] Disponible en: http://revistas.unimeta.edu.co/index.php/rc_es_guarracuco/article/view/93
- [7] D. Barrero et. al ANH. “Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal”. [En línea]. <https://cutt.ly/1hTkypn>
- [8] Schlumberger. Schlumberger Oilfield Glossary. [En línea]. https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary_recovery.aspx
- [9] Schlumberger. Schlumberger Oilfield Glossary. [En línea]. https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/secondary_recovery.aspx
- [10] R. Sen, “Biotechnology in petroleum recovery: The microbial EOR”. *Science Direct*, vol. 34, n°. 6, pp 714-724, dic, 2008, [En línea] <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2008.05.001> [Acceso: agosto 13, 2020]
- [11] M. P. De Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. [En línea]. Vol 1. n°. 1. Disponible: <http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/libro%20iny%20agua%20y%20gas.pdf>
- [12] J. Bryan, E. Nickel y K. From, Cyclic solvent injection in heavy oil: mechanism of non-equilibrium mass transfer and recovery, en *37° simposio anual IE-EOR, FRA*, 2016.
- [13] C. Ceron y V. Monjaras. *Análisis del proceso VAPEX para la recuperación mejorada de aceite*, tesis pre., Facultad de ingenierías, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México, 2012.
- [14] P. Gateau, I. Hénaut, L. Barré y J. F. Argillier. “Heavy Oil Dilution. Oil & Gas Science and Technology”. Institut Français du pétrole, vol. 59, n°. 5, pp. 503-

- 509, oct, 2004, [En línea] <https://doi.org/10.2516/ogst:2004035> [Acceso: enero 29, 2021]
- [15] Y. Tian, L. Cao, L. Qiu y R. Zhu. "Comparison Study on Temperature Dependence of the Interfacial Tension of n-Alkane–Water and n-Alcohol–Water Two Binary Systems". *Journal of Chemical & Engineering Data*, vol. 59, n°. 11, pp. 3495-3501, 2014.
- [16] Y. P. Zhang, C. L. Hyndman y B. B. Maini. "Measurement of gas diffusivity in heavy oils". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 25, n° 1, pp. 37-47, ene, 2000, [En línea] [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(99\)00031-5](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00031-5) [Acceso: enero 29, 2021]
- [17] J. Ivory et. al., "Investigation of Cyclic Solvent Injection Process for Heavy Oil Recovery", *Society of Petroleum Engineers*, vol. 52, n° 9, sep, 2013. [En línea] <https://doi.org/10.2118/140662-PA>
- [18] A. Qazvini F. y F. Torabi, Feasibility Study of Solvent-Based Huff-n-Puff Method (Cyclic Solvent Injection) To Enhance Heavy Oil Recovery, en *Heavy Oil Conference SPE, CAN*, 2012. [En línea] <https://doi.org/10.2118/157853-MS>
- [19] J. A. Sepúlveda G. y F. H. Escobar M. 2005. Simulación de yacimientos: Principios, conceptos y construcción de mallas. [En línea] Vol 1, n° 1. Disponible: <https://cutt.ly/2hTkohC>
- [20] J. J. Sheng. "Optimization of huff-n-puff gas injection in shale oil reservoirs", *Science Direct*, vol. 3, n° 4, dic, 2017, pp. 431-437, dic, 2017, [En línea] <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2017.03.004> [Acceso: enero 29, 2021]
- [21] E. Artun, T. Ertekin, R. Watson, B. Miller, "Performance evaluation of cyclic pressure pulsing in a depleted, naturally fractured reservoir with stripperwell production", *Pet. Sci. Technol.* Vol. 29, 2011.

- [22] Y. Yu, J.J. Sheng, An experimental investigation of the effect of pressure depletion rate on oil recovery from shale cores by cyclic N₂ injection, en Unconventional Resources Technology Conference Held, USA, 2015.
- [23] P. A. León N. et al., “Inyección de vapor en medianos. Recuperación y rentabilidad”, *Rev. Fuentes: El reventón energético*, vol. 13, n° 1, pp. 27, ene/jun, 2015, [En línea] <https://doi.org/10.18273/revfue.v13n1-2015002> [Acceso: noviembre 25, 2020]
- [24] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (marzo 17, 2015). “Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de agua superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones”. [En línea] Disponible: https://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/resoluciones/d1-res_631_marz_2015.pdf
- [25] J. S. Miranda J. y D. F. Molina A., *Evaluación técnico-financiera de la inyección continua solvente-polímero mediante simulación numérica para un área piloto del Campo Chichimene*, tesis pre, Facultad de Ingenierías, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2017. [En línea] Disponible: <http://hdl.handle.net/20.500.11839/6410>
- [26] Senado de la República de Colombia. (julio 25, 2002). “Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones”. [En línea] Disponible: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0756_2002.html
- [27] Instituto Europeo de Posgrado. “Cómo calcular la Tasa Interna de Retorno (TIR)”. [En línea]. <https://www.iep-edu.com.co/como-calcular-la-tasa-interna-de-retorno-tir/> [Acceso: noviembre 25, 2020]

ANEXOS

ANEXO 1.

RECOMENDACIONES

Se recomienda hacer uso de un software de simulación de yacimientos que permita utilizar altas tasas de inyección de componentes gaseosos.

- Se recomienda realizar estudios de inyección cíclica de solventes en yacimientos que tengan gas disuelto como mecanismo de producción primaria.
- Se recomienda ajustar el modelo dinámico con pruebas de laboratorio.
- Se recomienda realizar esta investigación enfocada en las otras formaciones productoras del Campo Apiay.
- Se recomienda realizar la simulación de inyección de vapor y/o inyección alternada de agua, dadas las condiciones actuales del yacimiento.
- Se recomienda realizar esta misma simulación de inyección de agua teniendo en cuenta el cotejo histórico de la Formación.
- Se recomienda realizar esta investigación utilizando otro tipo de solvente; se sugiere estudiar la técnica con hexano, tanto desde la parte técnica como para una evaluación financiera.
- Se recomienda realizar investigaciones relacionadas con recobro terciario para el Campo Apiay.
- Además de realizar el estudio financiero mediante la TIR, se recomienda agregar indicadores como el Valor Presente Neto (VPN) y el tiempo de recuperación de la inversión (PayBack).