

**Evaluación de esquemas de inyección para mejorar el calentamiento areal en un proceso maduro de estimulación cíclica de vapor en pozos horizontales. campo perteneciente a la cuenca Valle Medio del Magdalena**

**María Fernanda Sierra Amaris**

**Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de Especialista en Ingeniería de Yacimientos**

**Directora**

**Erika margarita trigos becerra.**

**M. Sc Ingeniero de Petróleos**

**Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Especialización en Ingeniería de Yacimientos**

**Bogotá**

**2019**

### **Dedicatoria**

Dedico esta Monografía a Dios primeramente y a los seres celestiales que me brindaron salud para poder hacer realidad este proyecto en mi vida, a dos seres especiales que partieron al cielo durante este tiempo a mi tía Socorro Amaris y a mi gran amigo Alex Fabian Nieto quienes llevo en mi corazón y recuerdo cada día por ser personas incondicionales, a mi familia y esposo quienes son mi apoyo, mi soporte y los seres que iluminan mi vida.

### **Agradecimientos**

El autor expresa sus agradecimientos a todas aquellas personas y entidades por brindar la oportunidad de desarrollar esta monografía, por su colaboración, comprensión, dedicación y apoyo incondicional:

Empresa Mansarovar Energy

Universidad Industrial de Santander

Ing. Eduardo Lozano Guarnizo

Ing. Daniel Higuera

Ing. Erika Trigos Becerra

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	17
1. Generalidades del campo de estudio .....	18
1.1 Localización del área de estudio .....	18
1.2 Geología cuenca valle medio del Magdalena .....	18
1.3 Aspectos generales geología campo de estudio .....	20
1.4 Geología estructural .....	21
1.5 Estratigrafía .....	23
1.5.1 Formación Zorro - Zona De Agua Fresca (Mioceno Superior) .....	30
1.5.2 Formación diamante (plio-pleistoceno) .....	30
1.6 Geología del petróleo .....	31
1.6.1 Generación y Migración .....	31
1.6.2 Yacimientos .....	32
1.7 Propiedades roca- fluidos .....	33
1.7.1 Propiedades de la Roca .....	33
1.7.2 Propiedades del fluido .....	34
1.8 Propiedades del agua .....	35
1.9 Historia del campo .....	35
1.10 Estado actual de los pozos .....	37

1.11 Historia de producción .....	38
2. Estado actual de la inyección cíclica de vapor en pozos horizontales .....	41
2.1 Generalidades de la inyección de vapor.....	41
2.2 Criterios de diseño para la selección del yacimiento en inyección cíclica de vapor .....	43
2.3 Dificultades de la estimulación de vapor .....	43
2.4 Inyección cíclica de vapor utilizando pozos horizontales.....	44
2.5 Factores que afectan la inyección de vapor en pozos horizontales.....	45
2.6 Generalidades de la inyección de vapor (campo de estudio).....	46
2.6.1 Procedimiento del proceso de inyección de vapor en el campo de estudio .....	47
2.6.2 Selección de candidatos de inyección.....	52
3. Esquemas de inyección con vapor en pozos horizontales .....	53
3.1 Inyección de vapor alternada en pozos horizontales (horizontal alternating steam drive hasd).....	54
3.1.1 HASD en arenas delgadas.....	56
3.2 Inyección secuencial de vapor .....	58
4. Modelo Numérico de simulación.....	59
4.1 Enmallado .....	61
4.2 Propiedades petrofísicas utilizadas en el modelo de simulación .....	62
4.3 Propiedades PVT utilizadas en el modelo de simulación .....	63
4.4 Interacción roca – fluido .....	67
4.5 Submodelo de simulación.....	69
4.6 Propiedades petrofísicas utilizadas en el submodelo de simulación.....	70
4.7 Propiedades PVT utilizadas en el submodelo de simulación.....	71

---

4.8 Simulación esquema inyección secuencial de vapor .....	71
4.8.1 Ajuste Histórico y Caso Base .....	72
4.8.2 Análisis de Sensibilidad.....	75
4.8.2.1 Volumen de inyección por ciclo .....	75
4.8.2.2 Periodo de remojo .....	78
4.8.2.3 Días de producción por ciclo .....	79
4.8.2.4 Reducción del vapor por ciclo .....	81
4.9 Simulación esquema inyección de vapor alternada en pozos horizontales.....	83
4.9.1 Ajuste Histórico y Caso base HASD .....	84
4.10 Análisis de Sensibilidad HASD .....	86
4.10.1 Duración del periodo Producción /Inyección .....	86
4.10.2 Tasa de vapor .....	90
5. Conclusiones.....	95
6. Recomendaciones .....	96
Referencias Bibliográficas .....	97

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
<i>Figura 1.</i> Localización área de estudio.....	19
<i>Figura 2.</i> Estilo Estructural, área de estudio.....	22
<i>Figura 3.</i> Estilo Estructural, área de estudio.....	23
<i>Figura 4.</i> Columna Estratigráfica Generalizada y Zonificación para los campos relacionados con la Falla de Cocorná. ....	25
<i>Figura 5.</i> Corte Estructural, mostrando la geología del petróleo de la Cuenca VMM y ubicación de la Asociación Nare. ....	32
<i>Figura 6.</i> Historia de producción campo de estudio.....	39
<i>Figura 7.</i> Representación esquemática de un proceso de inyección alternada de vapor .....	42
<i>Figura 8.</i> Comportamiento típico- pozo Horizontal.....	47
<i>Figura 9.</i> Generador de vapor.....	48
<i>Figura 10.</i> Quemador del generador de vapor. ....	49
<i>Figura 11.</i> Bomba de alimentación del generador de vapor. ....	49
<i>Figura 12.</i> Manifold de Inyección de vapor. ....	51
<i>Figura 13.</i> Generador de vapor móvil y estático. Mansarovar Energy .....	52
<i>Figura 14.</i> Comportamiento típico de un pozo Horizontal. OFM.....	54
<i>Figura 15.</i> Ejemplo Inyección de vapor alternada en pozos horizontales.....	57
<i>Figura 16.</i> Modelo Campo de estudio. Computer modeling group, CMG.....	61

<i>Figura 17.</i> Factor volumétrico del aceite. Computer modeling group, CMG .....	64
<i>Figura 18.</i> Relación de solubilidad del aceite. Computer modeling group, CMG.....	65
<i>Figura 19.</i> Viscosidad vs Presión. Computer modeling group, CMG.....	66
<i>Figura 20.</i> Viscosidad vs Temperatura. Computer modeling group, CMG .....	66
<i>Figura 21.</i> Comportamiento permeabilidad relativa al aceite. Computer modeling group, CMG	68
<i>Figura 22.</i> Submodelo Campo de estudio. Computer modeling group, CMG.....	69
<i>Figura 23.</i> Procedimiento Inyección secuencial de vapor .....	72
<i>Figura 24.</i> Esquema de Inyección secuencial.....	72
<i>Figura 25.</i> Caso Base comportamiento de aceite-campo. Computer modeling group, CMG.....	73
<i>Figura 26.</i> Caso Base comportamiento de agua-campo. Computer modeling group, CMG.....	73
<i>Figura 27.</i> Caso Base comportamiento de aceite - pozo 3. Computer modeling group, CMG....	74
<i>Figura 28.</i> Caso Base comportamiento de aceite - pozo 6. Computer modeling group, CMG....	74
<i>Figura 29.</i> Caso Base comportamiento de aceite - pozo 7. Computer modeling group, CMG....	74
<i>Figura 30.</i> Caso Base Producción e Inyección. Computer modeling group, CMG .....	75
<i>Figura 31.</i> Tasa de aceite: Sensibilidad volumen de vapor. Computer modeling group, CMG ..	76
<i>Figura 32.</i> Aceite acumulado: Sensibilidad volumen de vapor. Computer modeling group, CMG .....	77
<i>Figura 33</i> Tasa de aceite: Sensibilidad periodo de remojo. Computer modeling group, CMG ...	78
<i>Figura 34.</i> Aceite acumulado: Sensibilidad periodo de remojo. Computer modeling group, CMG .....	79
<i>Figura 35.</i> Tasa de aceite: Sensibilidad: Días de producción por ciclo. Computer modeling group, CMG .....	80

<i>Figura 36.</i> Acumulado de aceite: Sensibilidad: Días de producción por ciclo. Computer modeling group, CMG .....	80
<i>Figura 37.</i> Tasa de aceite: Sensibilidad: Reducción de vapor por ciclo. Computer modeling group, CMG .....	82
<i>Figura 38.</i> Tasa de aceite: Sensibilidad: Reducción de vapor por ciclo. Computer modeling group, CMG .....	82
<i>Figura 39</i> Esquema inyección de vapor alternada en pozos horizontales, primera etapa .....	83
<i>Figura 40</i> Esquema inyección de vapor alternada en pozos horizontales, segunda etapa .....	83
<i>Figura 41</i> Caso Base comportamiento de aceite-campo. Computer modeling group, CMG.....	84
<i>Figura 42</i> Caso Base comportamiento de agua-campo. Computer modeling group, CMG.....	85
<i>Figura 43</i> Caso Base comportamiento de vapor. Computer modeling group, CMG.....	86
<i>Figura 44</i> Tasa de aceite. Sensibilidad duración del periodo 200 BWE PD. Computer modeling group, CMG .....	87
<i>Figura 45.</i> Aceite Acumulado. Sensibilidad duración del periodo 200 BWPD. Computer modeling group, CMG .....	88
<i>Figura 46</i> Tasa de aceite. Sensibilidad duración del periodo 1000 BWPD. Computer modeling group, CMG .....	89
<i>Figura 47.</i> Aceite Acumulado. Sensibilidad duración del periodo 1000 BWE PD. Computer modeling group, CMG .....	90
<i>Figura 48</i> Tasa de aceite. Sensibilidad Tasa de Vapor 3 meses. Computer modeling group, CMG .....	91
<i>Figura 49.</i> Aceite Acumulado. Sensibilidad Tasa de vapor 3 meses. Computer modeling group, CMG .....	92

*Figura 50* Tasa de aceite. Sensibilidad tasa de vapor 6 meses . Computer modeling group,

CMG ..... 93

*Figura 51.* Aceite Acumulado. Sensibilidad tasa de vapor 6 meses . Computer modeling

group, CMG ..... 94

## Lista de Tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. <i>Propiedades de la roca campo de estudio</i> .....	34
Tabla 2. <i>Propiedades del crudo campo de estudio</i> .....	34
Tabla 3. <i>Propiedades del agua – Campo de estudio. Mansarovar Energy</i> .....	35
Tabla 4. <i>Estado actual pozos- Campo de estudio</i> .....	37
Tabla 5. <i>Criterios de diseño para la selección del Yacimiento en inyección cíclica de vapor.</i> .	44
Tabla 6. <i>Capacidades de los Generadores de Vapor. Mansarovar Energy</i> .....	52
Tabla 7. <i>Distribución de celdas en el modelo.</i> .....	62
Tabla 8. <i>Propiedades petrofísicas promedio</i> .....	63
Tabla 9. <i>Propiedades PVT promedio</i> .....	67
Tabla 10. <i>Propiedades interacción roca fluido</i> .....	67
Tabla 11. <i>Distribución de celdas en el Submodelo.</i> .....	70
Tabla 12. <i>Propiedades petrofísicas promedio de Submodelo.</i> .....	70
Tabla 13. <i>Propiedades PVT promedio del Submodelo</i> .....	71
Tabla 14. <i>Resultados corridas de simulación a diferentes tasas de Inyección</i> .....	77
Tabla 15. <i>Resultados corridos de simulación con diferentes días de remojo</i> .....	79
Tabla 16. <i>Resultados corridas de simulación con diferentes meses de producción</i> .....	81
Tabla 17. <i>Resultados corridos de simulación con reducción de volumen de inyección</i> .....	81

---

Tabla 18. <i>Resultados sensibilidad Duración del periodo Producción /Inyección (200 BWEPD)</i> .....	88
Tabla 19. <i>Resultados sensibilidad Duración del periodo Producción /Inyección (1000 BWEPD)</i> .....	90
Tabla 20. <i>Resultados sensibilidad Duración del periodo Producción /Inyección (3 meses )</i> .....	92
Tabla 21. <i>Resultados sensibilidad Duración del periodo Producción /Inyección (6 meses )</i> .....	94

## Resumen

**Título:** Evaluación de esquemas de inyección para mejorar el calentamiento areal en un proceso maduro de estimulación cíclica de vapor en pozos horizontales. Campo perteneciente a la Cuenca Valle Medio del Magdalena.

**Autor:** María Fernanda Sierra Amaris

**Palabras claves:** Inyección cíclica de vapor, pozos horizontales, esquemas de inyección cíclica de vapor, inyección secuencial, HASD

### Descripción:

Los métodos de recobro mejorado son actualmente la principal estrategia con la que se cuenta para sostener la producción de petróleo, en campo maduros, donde se evidencia un agotamiento de la presión y la producción primaria es muy baja. Bajo este orden de ideas y teniendo en cuenta que el campo de estudio es de crudo pesado, se planteó su desarrollo usando inyección alternada de vapor como principal método de recobro. Hoy en día tras alrededor de 10 años de producción se evidencia una disminución de los potenciales petrolíferos a medida que el número de ciclos ha ido incrementando, especialmente a partir del cuarto ciclo, donde los pozos empiezan a mostrar largos periodos de producción de agua con niveles de producción de crudo muy bajos.

En este trabajo se evaluó técnicamente dos esquemas que buscan mejorar los resultados de la inyección alterna de vapor mediante el incremento del área calentada en el campo de estudio. Los esquemas evaluados fueron la inyección secuencial e inyección de vapor alternada en pozos horizontales HASD

Mediante el uso de la simulación numérica en un modelo sectorial del campo de estudio, se evaluó los dos esquemas de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales propuestos, se realizó análisis de sensibilidad a variables como la tasa de inyección, periodo de inyección y producción, obteniendo como resultado que el esquema óptimo de estimulación cíclica de vapor es el esquema secuencial, con una tasa de inyección de 2600 BWE PD, duración del periodo de producción de 7 meses y un periodo de inyección de 11 días.

Los resultados obtenidos son de gran utilidad en la determinación del esquema de desarrollo que se implementara en el campo de estudio, inicialmente a una escala piloto y de acuerdo a los resultados a una expansión comercial.

## Summary

**Title:** Evaluation of Steam Injection Alternatives to Improve the Reservoir Heat Distribution on a Mature Cyclic Steam Injection Stage through Horizontal Wells –Middle Magdalena Valley Basin Field.

**Author:** Maria Fernanda Sierra Amaris

**Key words:** Cyclic steam injection, Horizontal wells, Steam injection techniques, Sequential well injection, Alternated Steam Injection HASD

### Description:

The enhance recovery methods are currently the main strategy for sustaining the oil production in mature fields, where pressure depletion is evident and primary production is very low. Under this order of ideas and considering that the field of study is a heavy crude, it was proposed using alternating steam injection as the main method of recovery. Today, after about 10 years of production, there is evidence of a decrease in oil potentials as the number of cycles has increased, especially from the fourth cycle, where wells begin to show long production periods of water with very low levels of crude oil production.

In this paper, two schemes were technically evaluated that seek to improve the results of the alternating steam injection by increasing the area heated in the field of study. The schematics were the sequential injection and alternating steam injection in horizontal wells HASD.

Through the use of numerical simulation in a sectoral model of the field of study, it was evaluated two schematics of cyclic steam injection in horizontal wells, was performed a sensitivity analysis to variables such as injection rate, injection and production periods, resulting that the optimal scheme of cyclic steam stimulation is the sequential scheme, with an injection rate of 2600 BWE PD, production duration of 7 months and an injection period of 11 days.

The results obtained are very useful in determining the development scheme to be implemented in the field of study, initially has a pilot scale and according to the results to a commercial expansion.

## Introducción

Los métodos de recobro mejorado son actualmente la principal herramienta con la que se cuenta para sostener la producción de petróleo, el campo de estudio por ser un campo de crudo pesado maneja como método de recobro térmico la estimulación cíclica de vapor, se evidencia tras alrededor de 10 años de producción bajo el esquema de IAV (inyección alternada de vapor), una disminución de los potenciales petrolíferos a medida que el número de ciclos ha ido incrementando, especialmente después del cuarto o quinto ciclo, donde los pozos empiezan a mostrar largos periodos de producción de agua con niveles de producción de crudo muy bajos.

En este punto en que el proceso de estimulación cíclica con vapor empieza a volverse ineficiente y tras un par de años de optimización de los parámetros operativos, así como el intento de mitigar la problemática con otros métodos como la inyección de agente espumante, nitrógeno o gel simultáneamente con la inyección de vapor sin lograr los resultados esperados, es de vital importancia para la organización que gerencia este campo evaluar nuevos esquemas de inyección que logre un calentamiento areal en el yacimiento y de esta manera lograr equilibrar o corregir el perfil de inyección, optimizando los volúmenes de producción y aumentando el factor de Recobro.

## **1. Generalidades del campo de estudio**

En este capítulo se presenta las generalidades del campo de estudio, tales como la localización, historia, estratigrafía, geología estructural y propiedades de los fluidos.

### **1.1 Localización del área de estudio**

El área de estudio se encuentra ubicado en el borde Suroeste de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, entre las cordilleras central y oriental, departamento de Boyacá. Su extensión es de 895 acres, este campo está desarrollado en dos áreas Comercial y Norte en razón al avance y aprobación del desarrollo comercial del campo cada una con 609 y 266 acres respectivamente, sin embargo es importante aclarar que cada una de las áreas pertenecen al mismo yacimiento, estas fueron divididas exclusivamente para temas referentes a la aprobación de la comercialidad (figura 1).

### **1.2 Geología cuenca valle medio del Magdalena**

El Valle Medio del Magdalena es una cuenca asimétrica que se profundiza hacia el este, donde la cordillera central buza suavemente hacia el este por debajo de los cabalgamientos en el borde occidental de la cordillera oriental, de edad post Mioceno.



Figura 1. Localización área de estudio.

Nota. Adaptado Agencia Nacional de Hidrocarburos

La roca fuente de los hidrocarburos del Valle Medio del Magdalena lo constituye una gruesa secuencia de lutitas y calizas marinas de edad Cretáceo pertenecientes a la Formación La Luna, con un rango de carbón orgánico (TOC) entre 3.0 a 4.0 % dentro de la cuenca del Valle Medio del Magdalena se interpreta que el aceite se generó en la parte más profunda de la cuenca, hacia el este, luego los hidrocarburos migraron buzamiento arriba hacia el oeste durante el mioceno al plioceno, antes del levantamiento de la Cordillera Oriental.

El principal mecanismo de entrapamiento en la cuenca del Valle Medio del Magdalena es la presencia de anticlinales sutiles que se desarrollan en el bloque colgante de las fallas normales con el bloque caído al este, a lo largo de la porción oeste de la cuenca, y a cabalgamientos en la parte oriental durante el Mioceno-Plioceno.

### **1.3 Aspectos generales geología campo de estudio**

El campo de estudio se ubica en el borde suroeste de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. En este sector de la cuenca, la estructura general es un monoclinal fallado, con rumbo SSW-NNE, el cual buza suavemente hacia el sureste entre 5° a 7° al SE.

El basamento presente en este sector de la cuenca está constituido por un complejo de rocas ígneo-metamórficas de edad pre terciaria y sobre este reposa una sección sedimentaria con un espesor que varía entre 1.900 pies al oeste y 2200 pies al sureste, cuya edad varía entre el Eoceno Oligoceno y el Reciente.

Como se puede observar en la columna estratigráfica generalizada del área presentada en el documento más adelante, la sección sedimentaria consta de dos unidades principales: Una unidad inferior que descansa discordantemente sobre el basamento, compuesta por intercalaciones delgadas de areniscas y arcillolitas de origen fluvial, depositadas en un ambiente dominado por canales entrelazados a meandrinosos; por correlación con otras áreas de la cuenca, la compañía operadora del campo consideró que estos depósitos son de edad Oligoceno y la denominó Oligoceno Indiferenciado. El espesor de esta unidad dentro del área del campo de estudio varía de 1.000 pies al oeste hasta 1.200 pies al sureste.

Por otro lado, una unidad superior conformada por intercalaciones de arenisca, conglomerados y arcillas de origen fluvial hacia la base y fluvio-glacial hacia el tope; estos sedimentos constituyen las Fms. Zorro y Diamante, de edad Mioceno y Plio-Pleistoceno, el espesor de estas dos unidades en el área varía entre 1000 pies al oeste y 1200 pies al sureste

#### **1.4 Geología estructural**

La estructura general del área esta enmarcadas por una tendencia monoclinas con rumbo NE-SW con suave buzamiento suave hacia el este, profundizando hacia el margen occidental de la cuenca. El estilo tectónico del área se caracteriza por varios sistemas de fallas de rumbo. Algunas en dirección NW-SE muestran un desplazamiento lateral sinistral, destacando las fallas de Velásquez-Palagua y la de Chicala; otras fallas presentan una dirección preferencial SW-NE y movimiento lateral dextral, destacando la Falla de Cocorná (figura 2 y figura 3). Estos sistemas son de carácter transtensivo, representados por fallas de apariencia normal, por lo general con el bloque hundido hacia la parte profunda de la cuenca. La interferencia de estos sistemas de fallas dio lugar a cierres estructurales de tamaños apreciables que favorecieron la acumulación de importantes volúmenes de hidrocarburos, las cuales se relacionan con la Falla de Velásquez y la Falla Cocorná.

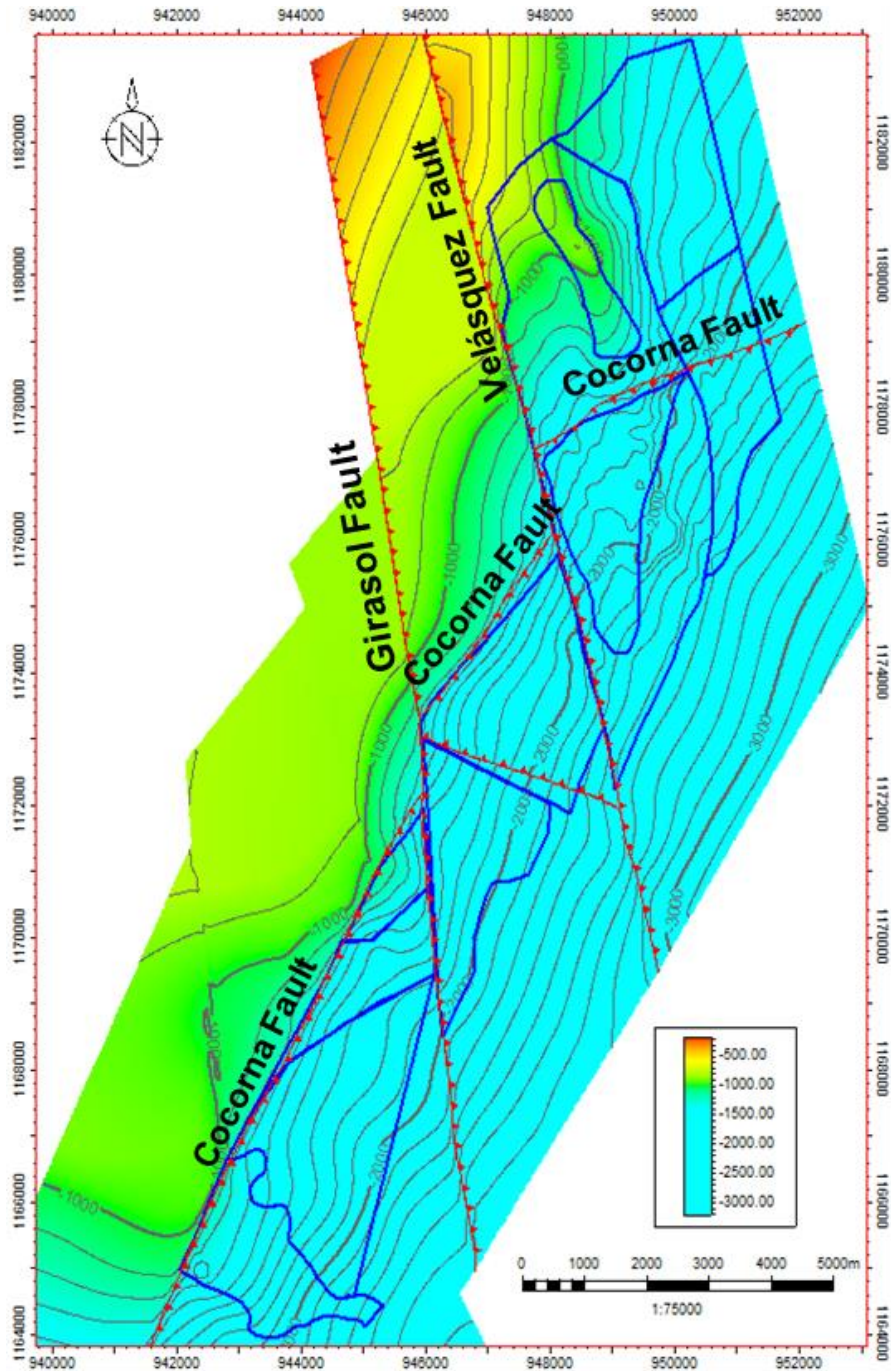


Figura 2. Estilo Estructural, área de estudio.

Nota. Adaptado de: Mansarovar Energy, 2018, Informe técnico anual, Memoria geológica, p 8

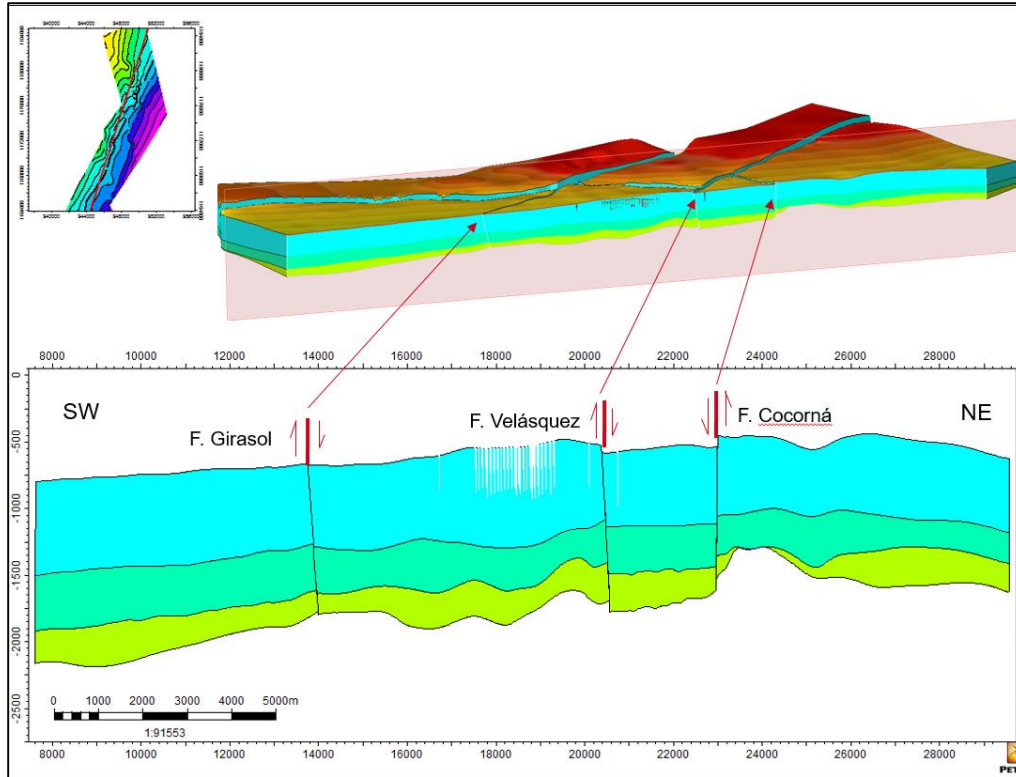


Figura 3. Estilo Estructural, área de estudio.

Nota. Adaptado de: Mansarovar Energy, 2018, Informe técnico anual, Memoria geológica, p9

### 1.5 Estratigrafía

El grupo Chuspas, de edad oligoceno, es la sección de roca que contiene las acumulaciones de aceite debajo de las áreas de la Asociación Nare, yace discordantemente sobre el basamento Ígneo-metamórfico y sobre él descansa la Formación Zorro-constituida por sublitoarenitas de grano grueso a conglomeráticas saturadas de agua dulce. El grupo Chuspas tiene un espesor entre 1.000 y 1.300 pies y está constituido por sublitoarenitas intercaladas con arcillas y lutitas que se interpretan como depósitos de ambiente fluvial.

Las descripciones de las areniscas a partir de los corazones indican que están constituidas especialmente de cuarzo, algunos granos de feldespato, con una matriz silíceo-caolinita y sin

presencia de fósiles. Las areniscas son masivas, friables y moderadamente a pobremente clasificadas, con porosidad media a alta. El carácter masivo, y en ocasiones conglomeráticas, de estas arenas refleja un ambiente de deposición de alta energía. Lo más probable es que las areniscas se hayan depositado en canales y en ríos anastomosados con limitada extensión lateral. Los registros eléctricos muestran engrosamiento de las arenas en los lugares que sugieren una acumulación vertical, aspecto característico de los depósitos de ríos anastomosados.

Las arenas del grupo Chuspas están saturadas de aceite pesado con una gravedad promedio de 11.4 grados API y una viscosidad de 8.887 cp., según una muestra de enero de 2004. De acuerdo a las muestras de agua de formación, la salinidad es superior a 10.000 ppm de NaCl.

Sobre el grupo Chuspas descansa discordantemente la Formación Zorro, esta secuencia de areniscas y conglomerados está saturada con agua dulce, su espesor varía entre 900 y 1.300 pies. Aparentemente no existe una barrera efectiva de permeabilidad entre ambas unidades geológicas, por lo cual se interpreta que el agua meteórica fue migrando hacia abajo originando biodegradación la calidad del aceite en las arenas petrolíferas del grupo Chuspas, lo cual explica en parte las causas del origen del crudo pesado en esta parte somera de la cuenca.

La Compañía dividió el grupo Chuspas en tres unidades principales, a saber, Zona A, Zona B y Zona C, basándose en un estudio estratigráfico secuencial. Se reconocieron cuatro órdenes de para-secuencias (figura 4). La secuencia de primer orden comprende desde el Oligoceno hasta el Mioceno. Las secuencias de segundo orden están representadas por la Zona A, Zona B y Zona C; a su vez las Zonas A y B se subdividen en siete secuencias de tercer orden, y finalmente cada paquete de arena desde la unidad A15 (en el tope) hasta B02 (en la base) constituye una secuencia de cuarto orden.

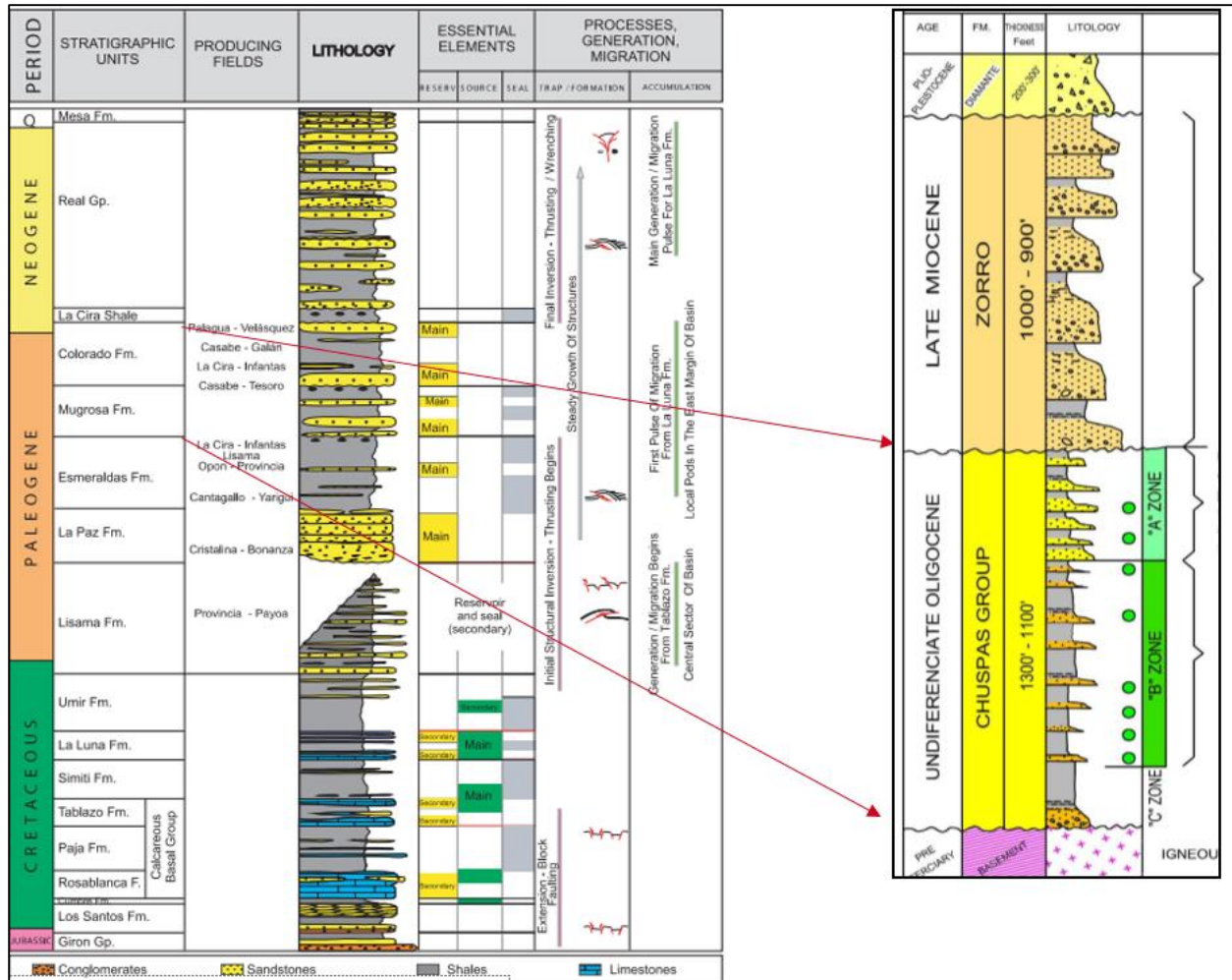


Figura 4. Columna Estratigráfica Generalizada y Zonificación para los campos relacionados con la Falla de Cocorná.

Nota. Adaptado de: Mansarovar Energy, 2018, Informe técnico anual –Memoria geológica, p 11

Puesto que la Zona C es baja en prospectividad, no fue subdivida en paquetes individuales. La Zona B se subdividió en los siguientes paquetes: B02, B03, B04, B05, B06, B07 y B08, de base a tope. Finalmente, la Zona A se dividió en las siguientes unidades: A09, A10, A11, A12, A13, A14 y A15, de base a tope. La unidad más superior de la Zona A (A15) también representa el tope del Oligoceno.

La zona A es la productora del campo de estudio, debido a que en esta se presenta las mejores acumulaciones de hidrocarburos; en ella se ha identificado un marcador regional denominado “Arcilla M” equivalente al tope del paquete de arena A11. Las zonas B y C presentan acumulaciones de Hidrocarburos muy pobres para el campo de estudio.

### ***Zona C***

La Zona C es una secuencia de conglomerados polimícticos, arenas cuarzosas y láminas de arcillas abigarradas rojizas y grisáceas. Los conglomerados son polimícticos, con fragmentos de cuarzo, rocas ígneas, metamórficas y fragmentos de chert. Las arenas están compuestas predominantemente por cuarzo y líticos oscuros de grano fino a medio, sub - redondeados a subangulares con pobre selección, matriz arcillosa.

En el campo de estudio se han perforado hasta Zona C diez pozos de los cuales cinco son monitores y cinco productores con espesores promedios entre 90 y 150 pies, observándose los mayores espesores hacia la parte SE del campo y los menores hacia la NE. Las porosidades promedio por registros eléctricos y muestras de pared son del orden del 20 - 24%. En los pozos que han perforado esta zona se han identificado trazas de manifestaciones de hidrocarburos de tonalidades pardas oscuras, con fluorescencia muy débil.

### ***Zona B.***

La Zona B es una secuencia compuesta por intercalaciones de arcillas verdes con areniscas cuarzosas de grano medio a grueso y conglomerados polimícticos. Las arenas están compuestas predominantemente por cuarzo, localmente chert y en menor proporción por líticos oscuros de fragmentos de roca ígnea; el tamaño de grano promedio varía de medio a grueso, localmente muy grueso, sub - redondeados a subangulares con pobre selección. El conglomerado está compuesto por líticos de rocas ígneas, metamórficas y fragmentos de cuarzo translúcido y chert.

En el Campo de estudio se han perforado en Zona B igualmente diez pozos de los cuales cinco son monitores y cinco productores con un espesor promedio del orden de 220 pies. Las porosidades promedio por registros eléctricos y muestras de pared son del rango del 22 al 26%. Las manifestaciones de hidrocarburo reportadas en los pozos que perforaron esta zona son regulares a muy pobres y su interés es secundario para el campo de estudio.

### **Zona A**

En la Zona A es donde se encuentran las mejores acumulaciones de hidrocarburos en el campo de estudio y por lo tanto constituyen su principal reservorio. El espesor promedio de esta zona es de 450 pies y está compuesto por intercalaciones de areniscas friables de tamaño de grano variable desde fino a grano grueso con niveles de arcillolitas de tonalidades grises y verdosas, no calcáreas. En esta zona, por ser el principal reservorio se han tomado núcleos convencionales, muestras de pared y análisis de fluidos en varios y a partir de esta información se han diferenciado los niveles de arenas y arcillolitas 9, 10, 11, 12, 13 y 14, los cuales se describen a continuación:

#### **Arena 9.**

Está compuesta por intercalaciones de areniscas friables de grano fino y arcillolitas grisáceas. Las areniscas son cuarzosas, con algunos líticos verdes oscuros de grano fino a muy fino, buena selección, con matriz arcillosa. En los corazones convencionales tomados en dos pozos, se observan porosidades visibles buenas, con buenas manifestaciones de hidrocarburos.

En el área este y norte del campo se identifican espesores promedios entre 20 a 40 pies, con buenas manifestaciones de hidrocarburos, siendo objetivos potenciales para la navegación en pozos horizontales.

**Arena 10.**

Secuencia de areniscas friables de grano medio con arcillolitas grises y verdes. La arenisca es sublítica, cuarzosa subtranslúcida y líticas verdes, ocasionalmente marrón amarillentos, matriz arcillosa grano medio, localmente grueso, regular a bien calibrada, buena porosidad visible y buenas manifestaciones de hidrocarburos.

En el campo se encuentran espesores entre 10 y 35 pies con buenas manifestaciones de hidrocarburos. Las arcillolitas son predominantemente de tonalidades grises y verdes, dura a moderadamente dura, no calcárea.

**Arena 11.**

La Arena 11 ha sido uno de los objetivos principales para la navegación en pozos horizontales debido a su continuidad en todo el campo, con espesores promedios de 15 a 45 pies, con buenas porosidades y manifestaciones de hidrocarburo.

En la Arena 11 se diferencian dos niveles predominantes: la parte superior compuesta principalmente por una arena con un 50% o más de matriz arcillosa, sin manifestaciones de aceite y la Arena 11 Basal, que constituye el nivel principal, con muy buenas manifestaciones de hidrocarburo, compuesta principalmente por cuarzo translucido, ocasionalmente con líticos oscuros, tamaño de grano medio a fino, ocasionalmente grueso, bueno a regularmente calibrada, localmente con matriz arcillosa.

**Arcilla M (Arcilla 11).**

Por ser el marcador regional en el campo, en este documento se hace una breve descripción de sus características petrofísicas y disposición estructural. La arcilla es de tonalidades grisáceas a verdes, no calcárea, con espesor promedio de 6 pies y continuidad lateral en todo el campo de

estudio. De acuerdo con sus propiedades petrofísicas, la “arcilla M”, constituye un sello regional, comportándose como una discordancia areal; infrayace la arena 12 y suprayace la arena 11

#### **Arena 12.**

La arena 12 con espesores promedio de 15 a 32 pies, buenas porosidades visibles, buenas manifestaciones de hidrocarburo y continuidad lateral en el campo de estudio, ha sido uno de los principales objetivos para la navegación en los pozos horizontales. Infrayacida por la Arcilla M y suprayacida por un nivel muy delgado de arcilla, está compuesta principalmente por cuarzo translucido, ocasionalmente con líticos oscuros, tamaño de grano medio a grueso, ocasionalmente grueso, buena a regularmente calibrada, localmente con matriz arcillosa.

#### **Arena 13.**

La arena 13 presenta espesores promedio de 15 a 43 pies, buenas porosidades visibles, buenas manifestaciones de hidrocarburo y continuidad lateral en el campo de estudio. Ha sido uno de los principales objetivos para la navegación en los pozos horizontales. Tiene por base un nivel arcilloso muy delgado (1-2 pies de espesor) denominado Arcilla 12, está compuesta principalmente por cuarzo translucido, ocasionalmente con líticos oscuros, tamaño de grano medio a grueso, ocasionalmente grueso, buena a regularmente calibrada, localmente con matriz arcillosa.

#### **Arena 14.**

Sobre la arena 14 se encuentra una secuencia sedimentaria de la Formación Zorro (Mioceno superior) compuesta por intercalaciones de arcillolita con areniscas y conglomerados con acumulaciones de agua fresca. La arena 14 está compuesta principalmente por intercalaciones de arenisca sublítica y conglomerados polimícticos, con cuarzo, chert y fragmentos de rocas ígneas y metamórficas, el cuarzo es translucido a subtranslucido, ocasionalmente blanco lechoso, líticos

negros, verdes oscuros, marrón oscuro, y marrón amarillentos. Angulares, menor subangulares y subredondeados, pobre selección.

Presenta buenas manifestaciones de hidrocarburo hacia la base. Hacia la parte superior, se identifican algunos intervalos con arenas de grano fino a muy fino sin manifestaciones de hidrocarburo. El espesor promedio de este intervalo de 100 pies. Esta arena, por su cercanía al tope con la secuencia sedimentaria de la Formación Zorro (zona de agua fresca), se ha dejado aislada en la mayoría de los pozos perforados en el área, debido a que el sello arcilloso superior es muy poco continuo.

**1.5.1 Formación Zorro - Zona De Agua Fresca (Mioceno Superior)** El Grupo Zorro es una secuencia de intercalaciones de arenas líticas conglomeráticas con arcillolitas verdes a grisáceas. Los conglomerados y las arenas son predominantemente líticas, con un promedio de 30% de fragmentos líticos ígneos y 70% de cuarzo y chert, pobremente calibradas Esta secuencia está saturada por agua fresca y está en contacto discordante el grupo Chuspas infrayacente, su contacto superior lo constituyen las terrazas de la formación Diamante. El promedio de espesor en el campo de estudio es de 750 a 900 pies.

**1.5.2 Formación diamante (plio-pleistoceno)** La Formación Diamante la constituyen las terrazas del Plio-pleistoceno, compuestas por intercalaciones de conglomerados, areniscas polimícticas con arcolitas grisáceas, amarillentas y pardas. El espesor promedio es de 200 a 300 pies en el área de estudio.

La continuidad lateral de las secuencias (paquetes arenosos) suelen ser correlacionables entre pozos, puesto que las secuencias terminan hacia el tope con facies de grano fino a muy fino

constituyéndose así en buenos marcadores regionales, así como barreras en la comunicación vertical entre las secuencias; en cambio las arcillas que separan las arenas individuales dentro de la secuencia suelen estar erosionadas, o incluso ausente, por los canales más jóvenes, ocasionando a veces mucha dificultad en la correlación de las arenas.

## **1.6 Geología del petróleo**

**1.6.1 Generación y Migración** Como es ampliamente conocido, la principal fuente generador de hidrocarburos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena son las lutitas y arcillolitas ricas en materia orgánica, depositadas en ambientes marinos, pertenecientes a la Formación La Luna, de edad Cretáceo Medio. Estos sedimentos se hallan presentes en la parte profunda de la cuenca, al este del área de la Asociación Nare. Allí los hidrocarburos fueron generados y expulsados, y luego migrando buzamiento arriba por fracturas hacia los estratos arenosos superiores del Terciario, acumulándose en las regiones más somera de la cuenca (figura 5).

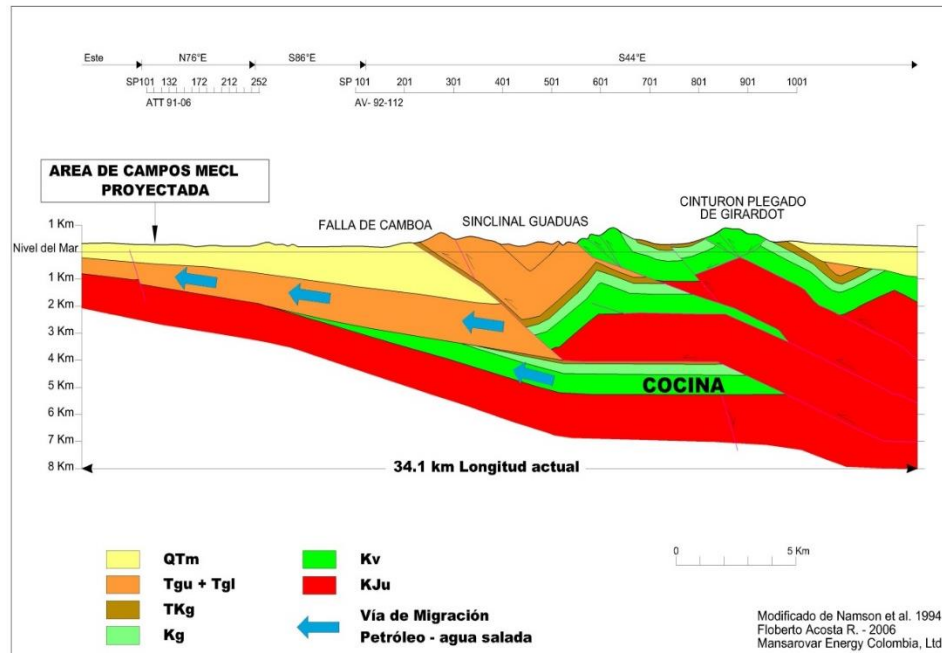


Figura 5. Corte Estructural, mostrando la geología del petróleo de la Cuenca VMM y ubicación de la Asociación Nare.

Nota. Adaptado de: Mansarovar Energy, 2018, Informe técnico anual –Memoria geológica, p 13

**1.6.2 Yacimientos** Las rocas almacenadoras en esta parte de la cuenca son areniscas de origen continental, depositadas en un ambiente de ríos trenzados, de edad Oligoceno. Las arenas productoras se encuentran dentro de la Zona A y Zona B. Los valores de porosidad varían entre 26 y 28%, con permeabilidad entre 800 y 2500 md, para la Zona A y porosidades entre 20.7% y 31.8% y permeabilidad, entre 120 y 2400 md, para la Zona B.

**Sellos** La roca sello de los diferentes yacimientos del contrato de la Asociación Nare lo constituyen los distintos estratos arcillosos que se intercalan con las arenas petrolíferas, de acuerdo a la zonación descrita anteriormente. Como fue destacado antes, no existe una barrera efectiva de permeabilidad entre la Formación Zorro (arenas saturadas con agua dulce) y el grupo Chuspas (arenas saturadas con petróleo) por lo cual se presume que la migración del agua dulce de la

Formación Zorro hacia abajo lavo el aceite que venía en ascenso durante la migración del petróleo ocasionando proceso de biodegradación, constituyéndose, por consiguiente, en una barrera adicional al flujo.

**Trampa** En términos generales, la estructuras que forman el entrampamiento está conformada por un monoclinal con buzamiento suave al SE ( $3^\circ - 5^\circ$ ), cortado en su parte NW por la Falla de Cocorná, elemento fundamental en el cierre estructural que posibilitaron el entrampamiento de las acumulaciones de aceite. El trazo de esta falla ha sido delineado tanto por la información de pozos, como de información sísmica.

## 1.7 Propiedades roca- fluidos

**1.7.1 Propiedades de la Roca** La reserva de hidrocarburos en el campo de estudio proviene de la Zona A, en donde las arenas 9, 10, 11, 12 y 13 constituyen el principal reservorio, y por consiguiente objetivos geológicos durante el desarrollo horizontal del campo. Las zonas B y C se consideran de menor interés por presentar manifestaciones muy pobres a regulares de hidrocarburos. La Zona A tiene un espesor promedio de 450 pies, conformada por la alternancia de areniscas friables, de tamaño de grano variable, con niveles de arcillolitas, no calcáreas. El campo cuenta con núcleos convencionales y muestras de pared, así como análisis de fluidos, en algunos pozos. Según los análisis de corazones obtenidos de pozos del campo y las evaluaciones petrofísicas la calidad de la roca yacimiento se resume en los siguientes valores (tabla 1):

Tabla 1.

*Propiedades de la roca campo de estudio*

<b>Propiedades</b>	<b>Zona A</b>
Profundidad (ft)	1200-1700
Porosidad (%)	24-30
Espesor neto petrolifero (ft) (Promedio)	85-170
Permeabilidad (md)	500-2000
Saturacion de agua (%)	34-40

**1.7.2 Propiedades del fluido** De acuerdo con los resultados del PVT tomado en uno de los pozos, entre otros análisis, la gravedad API del crudo del campo estudio es en promedio 11.5 API, clasificándose como un crudo pesado. Las propiedades del crudo se muestran en la tabla 2.

Tabla 2.

*Propiedades del crudo campo de estudio*

<b>Propiedad</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
Pi @ 1450 ft	psig	660
Ti @ 1450 ft	F	100
Pb	psig	486
Rs @ Pb	Scf/bbl	44
Bo @ Pb	Vol/vol	1.027
Viscosidad $\mu$	centipoise	6795
Densidad del aceite @ Pb	g/cm-3	0.98

La gravedad API para el campo de estudio es de 11.5, lo que indica que es un crudo pesado.

## 1.8 Propiedades del agua

De acuerdo con el análisis fisicoquímico de los pozos A (arena 9 y 10) y pozo B (arena 11) se obtiene:

Tabla 3.

*Propiedades del agua – Campo de estudio. Mansarovar Energy*

Pozo	Arena	Propiedad	Rango
Pozo A	9	Salinidad	17453 mg/l
		PH	7.80
		Resistividad	0.34 (ohm-metro)@77 F
		Conductividad	28.500 microsiemens/cm
Pozo A	10	Salinidad	2055 mg/l
		PH	7.59
		Resistividad	2.51 (ohm-metro)@77 F
		Conductividad	3980 microsiemens/cm
Pozo B	11	Salinidad	303 mg/l
		PH	6.58
		Resistividad	11.1 (ohm-metro)@77 F
		Conductividad	900 microsiemens/cm

## 1.9 Historia del campo

El campo de estudio fue descubierto en 2004 con la perforación de su primer pozo, a diciembre de 2007, existían tres pozos perforados y probados productores de petróleo dentro del área llamada comercial y dos pozos exploratorios perforados en el 2006 en el área llamada Norte. A finales de ese mismo año (2007), de acuerdo con el plan establecido para adelantar el proyecto piloto de

perforación horizontal/multilateral, se perforó el primero de dos pozos estratigráficos, con el fin de ampliar el conocimiento del modelo geológico en el sector del piloto; dicho pozo se completó como observador de presión y temperatura.

Durante el primer semestre del 2008, se perforó el segundo pozo estratigráfico también completado como observador de presión y temperatura, y se llevó a cabo el proyecto piloto de perforación horizontal/multilateral con cuatro pozos de los cuales dos horizontales y dos multilaterales. Casi de manera simultánea a la perforación de estos, se inició la campaña de perforación de pozos convencionales en la parte suroeste del campo.

Como resultado de esta campaña, la cual se extendió hasta noviembre del 2008, se perforaron y completaron treinta y un pozos, treinta de los cuales resultaron productores de petróleo y uno de agua, asociado a problemas de completamiento el cual fue abandonado en el 2014.

En febrero de 2009, con base en los resultados obtenidos del proyecto piloto, se da inicio a la perforación de 26 pozos horizontales, como estrategia de desarrollo para el resto del campo en el área comercial; adicionalmente para este mismo año se perforaron dos pozos convencionales y tres monitores, los cuales permitieron refinar el modelo geológico para la geo navegación de los pozos en diferentes objetivos.

A diciembre de 2009, existían tres pozos perforados y probados productores de petróleo en el área norte y dos con 100% BSW, asociados a problemas operacionales de completamiento, con los cuales se soportó la extensión de la comercialidad para el área norte.

Con la experiencia adquirida en el desarrollo del área comercial y la comercialidad para el área Norte aprobada a finales del 2009, se planteó un plan de desarrollo para el 2010 en el área Norte predominantemente con pozos horizontales y algunos pozos desviados para drenar áreas no contactadas por los pozos horizontales. En esta campaña se perforaron veinte y dos pozos

horizontales, ocho convencionales y uno estratigráfico. Este mismo año (2010) se perforaron en el área Comercial 14 pozos horizontales, siete convencionales y uno inyector de agua residual.

Con el creciente desarrollo del campo para el 2011 se perforaron un total de veintiocho pozos horizontales de los cuales doce pertenecen al área Comercial y 16 al área Norte, tres convencionales en el área Norte y dos inyectores de agua residual.

En el 2013 como resultado de un ejercicio interno del área de yacimientos en busca de nuevas oportunidades se propusieron cinco pozos horizontales en el área Comercial teniendo como objetivo las arenas 10 y 12, de los cuales 3 fueron perforados en este año y dos quedaron aplazados por temas económicos debido a los gastos necesarios para ampliar las locaciones desde las cuales serán perforados.

### 1.10 Estado actual de los pozos

En la actualidad en el área comercial se han perforados 110 pozos de los cuales 3 pozos son monitores, 2 estratigráficos, 3 inyectores de agua residual, 43 son convencionales, 2 multilaterales y 57 pozos horizontales y en el área Norte se han perforado 55 pozos de los cuales 3 son exploratorios, 3 monitores, 11 convencionales y 38 horizontales. El estado actual de los pozos se muestra a continuación en la tabla 4.

Tabla 4.

*Estado actual pozos- Campo de estudio*

Estado de los pozos	No Pozos
Perforados	162
- Pozos Horizontales	94

<b>Estado de los pozos</b>	<b>No Pozos</b>
- Pozos convencionales	68
Abandonados	7
Inyectores agua residual	3
Presión y temperatura	2
Cerrados	19
En producción	131

En el estudio a realizar nos centraremos en los pozos horizontales. A la fecha se encuentran 140 pozos en producción de los cuales 94 son horizontales.

### **1.11 Historia de producción**

En la figura 6 se observa el comportamiento de producción del campo de estudio desde el año 2008 hasta mayo 2018, la línea negra referencia la producción de crudo (Bbl/día), la roja el calor inyectado en MMBTU/ día y la azul el total de fluido producido (Bbl/día). El campo tuvo una producción de 3156 barriles de aceite por día con 79% de corte de agua en el mes de mayo 2018.

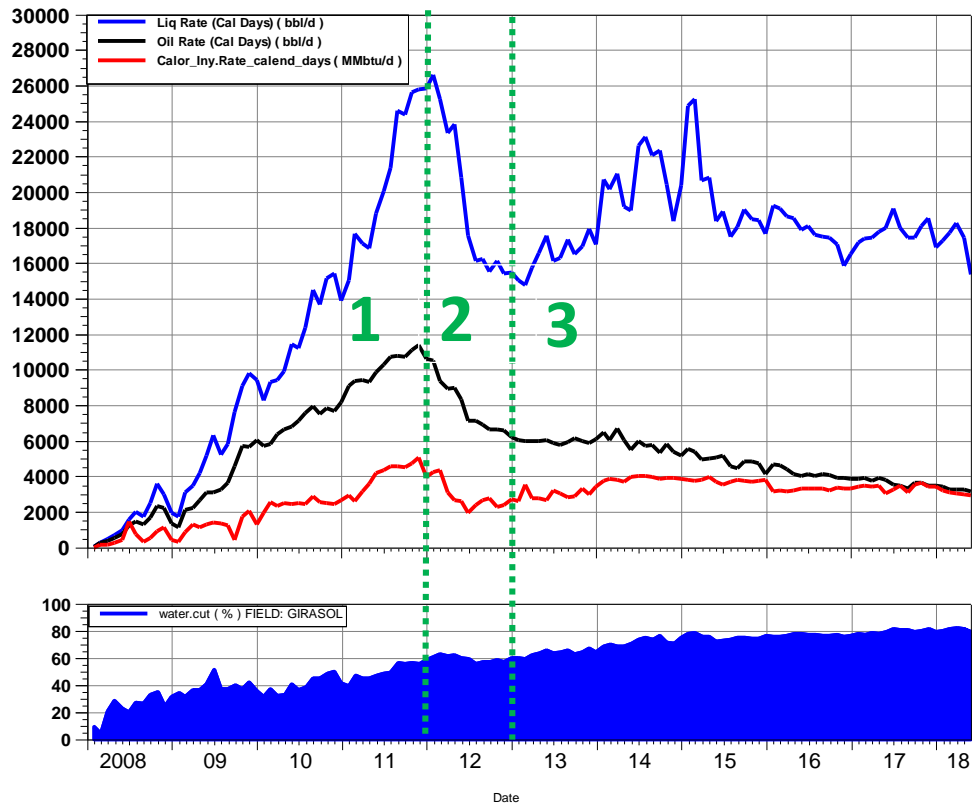


Figura 6. Historia de producción campo de estudio.

Nota. Mansarovar Energy, 2018, Base de datos, Oil Field Manager (OFM),

En la figura 6 se observan diferentes comportamientos de la producción que a continuación son brevemente explicados

#### **Primera fase (construcción de la producción):**

La primera etapa de producción del campo corresponde a su desarrollo entre los años 2008-2011. En esta etapa fueron perforados 162 pozos.

#### **Segunda fase (declinación de la producción)**

La declinación del campo comenzó en enero de 2012 con una tasa de declinación de 25% efectivo anual por diferentes factores

- Terminación campaña de perforación durante el 2011

- Baja respuesta a la inyección de los pozos de mayor de tercer ciclo
- Incremento en pozos con alto corte de agua por canalización de agua de arena superiores tras el revestimiento.

### **Tercera fase (optimización)**

A finales del 2011 se comenzó la implementación de tecnologías con miras de optimizar la inyección de vapor de los pozos, ya que se evidencio que los pozos no respondían correctamente a la inyección con solo vapor después del tercer ciclo. Entre las tecnologías que se han implementado están:

- Inyección Selectiva con Empaques
- Inyección de gel
- Inyección con Nitrógeno
- Inyeccion con Espuma

De acuerdo a esta última etapa aunque se ha buscado optimizar la inyección de vapor con los métodos anteriormente mencionados, en algunos pozos se ve una mejora en la curva de producción de crudo, sin embargo en algunos continua declinando rápidamente por eso es de vital importancia evaluar nuevos esquemas de inyección que logre un calentamiento areal en el yacimiento y de esta manera lograr equilibrar o corregir el perfil de inyección, optimizando los volúmenes de producción y aumentando el factor de Recobro del campo de estudio . A mayo 2018 el campo de estudio tiene una produccion acumulada de 20.36 MMBLS con un factor de recobro a esta fecha de 9.39%

## 2. Estado actual de la inyección cíclica de vapor en pozos horizontales

Los métodos de recobro térmico tienen como principal objetivo suministrar calor, logrando una disminución de la viscosidad por medio del incremento de temperatura, esto a su vez proporciona un mayor flujo de crudo. Es por esto que este tipo de recobro es muy útil para crudo pesados

### 2.1 Generalidades de la inyección de vapor

De acuerdo con Ali, S. M. F. (2015), el método de inyección cíclica de vapor fue descubierto en 1957, cuando la Shell Oil Company de Venezuela realizaba pruebas de inyección continua de vapor en el campo Mene Grande luego fue empleado en California en el año 1960 y actualmente ha pasado a ser una técnica económicamente confiable.

Según lo que referencia Alvarado, D., & Bánzer, C. (2002), la inyección de vapor es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. Uno de los procesos de inyección de vapor más utilizados en la actualidad en crudos pesados es el de la inyección alternada de vapor (también conocida como inyección cíclica de vapor, remojo con vapor, estimulación con vapor), esta popularidad se deriva de la relativa facilidad de aplicación de este método, baja inversión inicial y retorno rápido

La inyección cíclica con vapor consiste en inyectar vapor a una formación productora a través de un pozo productor por un periodo determinado, luego del cual el pozo es cerrado por un tiempo (5 a 7 días) para permitir la suficiente distribución de calor inyectado que generalmente es de unos

pocos días y se denomina periodo de remojo o soaking. Después de esto, el pozo es puesto nuevamente a producción por aproximadamente 6 meses (figura 7).

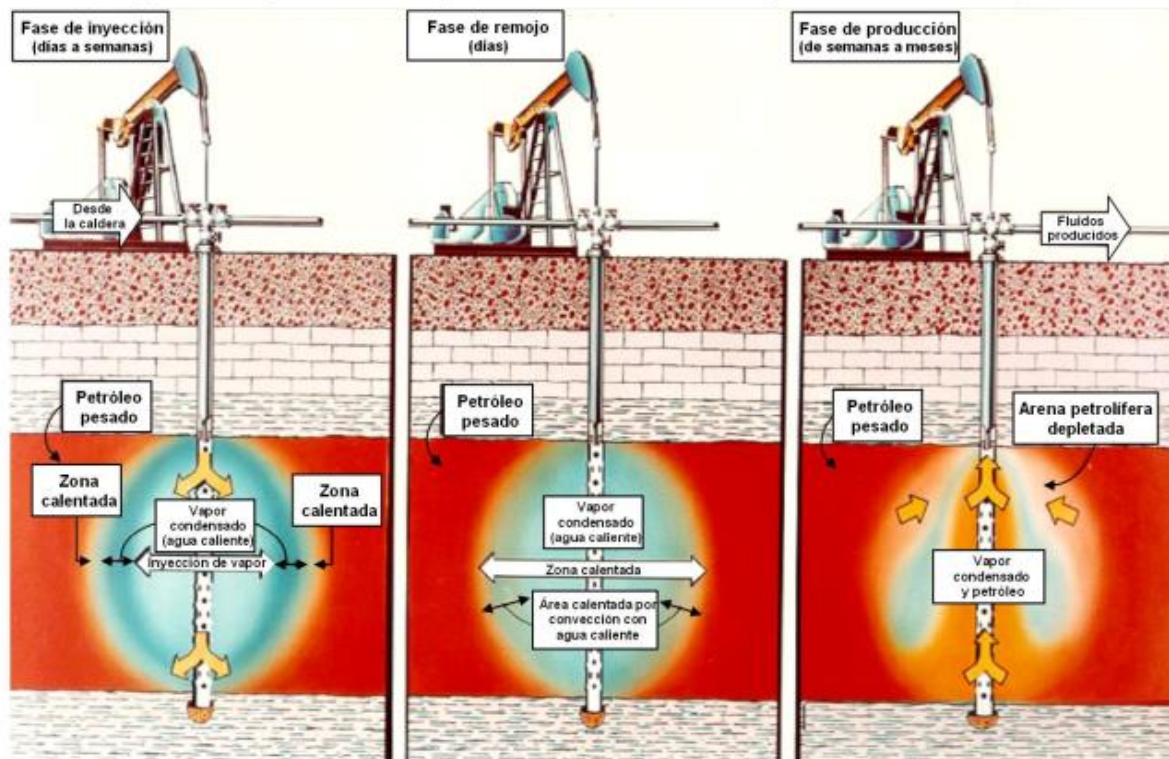


Figura 7. Representación esquemática de un proceso de inyección alternada de vapor.

Nota. Adaptado de: Alvarado, D., & Bánzer, C. (2002). Recuperación térmica de petróleo. Reeditado y corregido por Rincón M., Adafel C., Caracas Venezuela.

Los principales mecanismos que contribuyen a la recuperación de petróleo mediante la Inyección Cíclica de Vapor son: disminución de la viscosidad del petróleo, expansión térmica de los fluidos de la formación, compactación de la roca – yacimiento en caso de existir, etc.

## **2.2 Criterios de diseño para la selección del yacimiento en inyección cíclica de vapor**

La mayoría de los criterios de diseño utilizados en proyectos de inyección cíclica de vapor, están basados en experiencias obtenidas en campo. Existen pocos casos donde se utilizó la teoría para diseñar el proyecto. A continuación, en la tabla 5 se encuentran algunos de los criterios citados en Alvarado, D., & Bánzer, C. (2002). Estos parámetros óptimos de aplicación coinciden con los citados por Ali (2015) para la aplicación de la inyección cíclica.

## **2.3 Dificultades de la estimulación de vapor**

Una de las principales dificultades de la inyección cíclica de vapor es que solo una fracción del volumen total de agua inyectada es producido, esto implica que una gran cantidad de agua inyectada como vapor se queda en el yacimiento, formando zonas de alta saturación de agua alrededor de los pozos productores. Estas regiones de alta saturación de agua, pueden ocasionar que la aplicación futura de procesos de recuperación del tipo desplazamiento, resulten difíciles o ineficientes, ya que la eficiencia areal de barrido será afectada adversamente.

Otra consideración en la estimulación con vapor es la expansión de las arcillas sensibles al agua fresca, puesto que al ponerse en contacto con el vapor pueden dañar la permeabilidad del yacimiento.

Tabla 5.

*Criterios de diseño para la selección del Yacimiento en inyección cíclica de vapor.*

<b>Criterios de diseño para la selección del yacimiento en un proyecto de inyección cíclica de vapor</b>	
Espesor de la arena, pies	$\geq 30$
Profundidad, pies	$< 3.000$
Porosidad, %	$> 30$
Permeabilidad, md	1.000 – 2.000
Tiempo de remojo, días	1-4
Tiempo de inyección, días	14-21
Numero de ciclos	3-5
Saturación de Petróleo, Bl/ acre-pie	1.200
Calidad del vapor, %	80-85
Gravedad, °API	$< 15$
Viscosidad del petróleo (cond. de yac.), cp	$< 4.000$
Presión de inyección, lpc	$< 1.400$
Longitud de los ciclos, meses	~6
Inyección de vapor / ciclos, bls	7.000

Nota. Adaptado de: Alvarado, D., & Bánzer, C. (2002).

## **2.4 Inyección cíclica de vapor utilizando pozos horizontales**

De acuerdo a Joshi, S. D. (1991). Los pozos horizontales se han convertido en una parte muy importante de la recuperación térmica, el éxito de un proyecto de inyección cíclica depende en gran medida de la selección de parámetros claves, como la duración del ciclo y la cantidad de vapor inyectado. En general, el proceso de recuperación de aceite térmico se ha mejorado con la incorporación de pozos horizontales. Las principales ventajas de los pozos horizontales son la mejora de la eficiencia de barrido, el aumento de las reservas de producción, el aumento de la

inyectividad de vapor y la disminución del número de pozos necesarios para el desarrollo del campo.

Escobar, E., (2000) afirma que la producción de los pozos horizontales se ve afectada por la anisotropía de permeabilidad vertical y horizontal, el espesor del yacimiento y la producción de arena

## **2.5 Factores que afectan la inyección de vapor en pozos horizontales**

Existen algunos factores que afectan la inyección de vapor en pozos horizontales como lo es profundidad de la formación, espesor, permeabilidad, viscosidad entre otros a continuación se explicaran algunos

- **Profundidad de la formación:** Entre mayor sea la profundidad aumentan las pérdidas de calor desde el generador hasta el fondo del pozo y la presión de inyección requerida normalmente aumenta por lo tanto se necesitan generadores de mayor capacidad y de menor calidad el agua de alimentación.
- **Espesor de la formación:** En formaciones con espesores de moderados a altos se presentan bajas perdidas de calor a formaciones adyacentes. Para arenas de poco espesor, las pérdidas verticales de calor son significativamente altas y presentan un alto impacto en el resultado del proceso de inyección de vapor. Por tal motivo, arenas con espesores inferiores a 50 pies no se consideran atractivas para el proceso. Esto no quiere decir que este proceso no pueda aplicarse en arenas de menos de 50 pies, sino que deben considerarse otros parámetros que pueden ser importantes para el tipo de formación.

- Permeabilidad: Entre mayor sea la permeabilidad, el desplazamiento del fluido inyectado es mejor, permitiendo que el frente de vapor se mueva más eficiente y se incremente el radio calentado, así como se permite mayor desplazamiento del fluido producido a través de la formación hacia la longitud horizontal del pozo.
- Viscosidad: La reducción de la viscosidad, logra una mejor relación de movilidad mejorando la eficiencia del barrido. Esta reducción es más alta cuando se logra alcanzar el mayor punto de temperatura, cuando está ya se ha estabilizado el beneficio es menor, estas reducciones tienen mayor favorabilidad en los crudos más viscosos que en los de mayor gravedad API.

## **2.6 Generalidades de la inyección de vapor (campo de estudio)**

El campo de estudio por ser un campo de crudo pesado maneja como método de recobro térmico la estimulación cíclica de vapor, se evidencia tras alrededor de 10 años de producción bajo el esquema de inyección alternada de vapor, una disminución de los potenciales petrolíferos a medida que el número de ciclos ha ido incrementando, especialmente después del cuarto o quinto ciclo, donde los pozos empiezan a mostrar largos periodos de producción de agua con niveles de producción de crudo muy bajos similares o incluso inferiores a los obtenidos en frío (antes del primer ciclo de estimulación).

En la figura 8, se puede observar un comportamiento típico de un pozo horizontal, en el cual se ven respuestas favorables a la estimulación con vapor durante los tres primeros ciclos, alcanzando niveles de producción promedia cercanos a los 350 BOPD equivalente. A partir del cuarto ciclo, se hace evidente la disminución del potencial de producción de crudo, aumentando

considerablemente el tiempo de limpieza, que en algunos casos llega hasta los 4 meses después de la inyección, tiempo donde la mayor proporción de los fluidos producidos corresponde a agua caliente, al cabo del cual se empieza a notar una recuperación de los niveles de producción de crudo, que no se comparan con los alcanzados durante los primeros ciclos, obviamente porque gran parte de la energía inyectada como vapor se pierde en los primeros meses de producción.

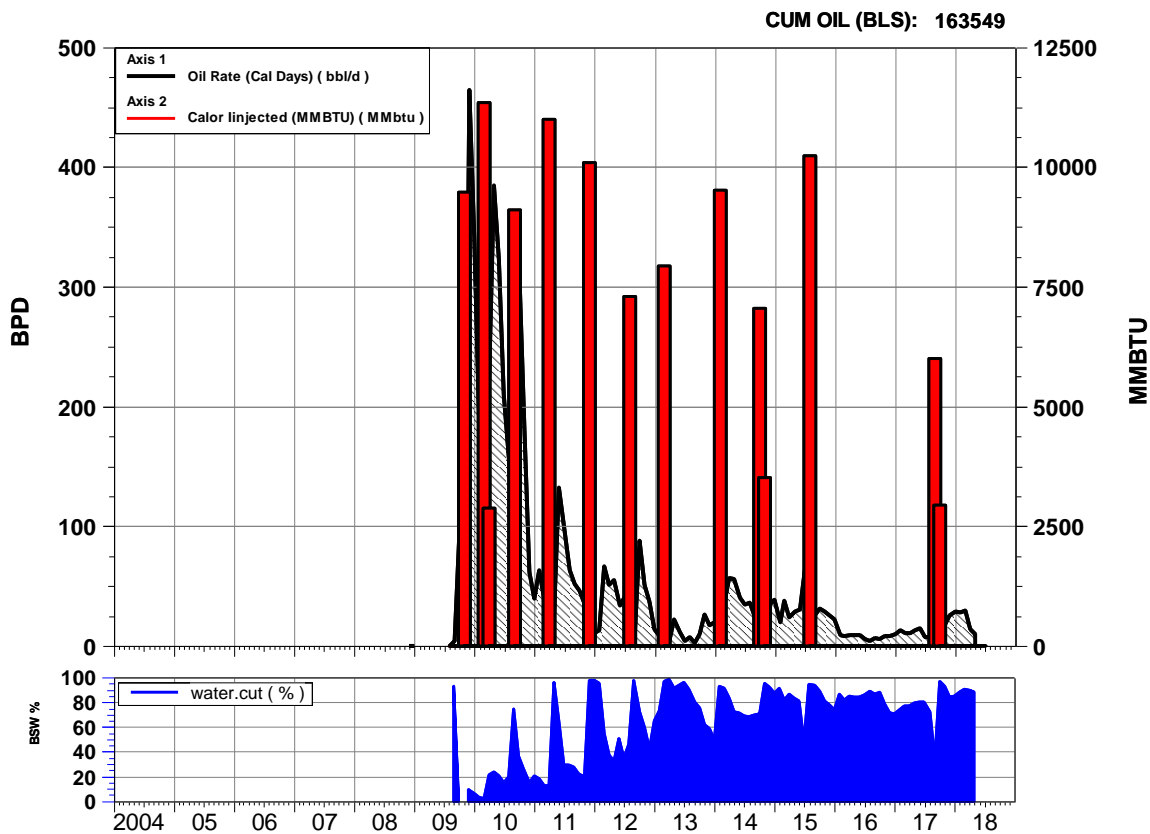


Figura 8. Comportamiento típico- pozo Horizontal.

Nota. Adaptado de: Mansarovar Energy, 2018, Base de datos, Oil Field Manager (OFM)

**2.6.1 Procedimiento del proceso de inyección de vapor en el campo de estudio** El generador de vapor (figura 9) es un equipo que transforma la energía química en energía térmica.

Este equipo recibe agua sin dureza de la planta de agua industrial, su función es producir vapor para disminuir la viscosidad de los fluidos por medio de la transferencia de calor a los pozos productores de hidrocarburos, con el fin de hacer más fácil la extracción de los fluidos. La calidad del vapor generada debe estar entre el 77% – 80% y los líquidos de arrastre entre 23% – 20%.



*Figura 9.* Generador de vapor

Nota. Adaptado de: Mansarovar Energy, 2014, Manual operativo de generación de vapor MA-OPE-023, p 9

El generador de vapor cuenta con un quemador (figura 10) el cual inyecta aire para sacar los gases de combustión de la zona de radiación hacia la atmósfera. Este puede funcionar tanto con gas como con crudo combustible.

Los generadores de vapor se alimentan de agua suavizada procedente de la planta de tratamiento de agua industrial cumpliendo con los requerimientos necesarios para este proceso esta

agua debe tener cero dureza, Esta actividad se realiza mediante una bomba de alimentación de desplazamiento positivo, Quintuplex, (figura 11).



*Figura 10.* Quemador del generador de vapor.

Nota. Adaptado de: Mansarovar Energy, 2014, Manual operativo de generación de vapor MA-OPE-023, p 10



*Figura 11.* Bomba de alimentación del generador de vapor.

Nota. Adaptado de: Mansarovar Energy, 2014, Manual operativo de generación de vapor MA-OPE-023, p 10

Posteriormente el agua ingresa a la zona de transición con una temperatura ambiente y allí se mezcla con una porción del agua de la zona de radiación, generando un aumento en la temperatura a 220 °F, y así el agua ingresa a la zona de radiación con una temperatura óptima.

El agua que ingresa a la zona de radiación con una temperatura de 220 °F se calienta por medio de un quemador elevando la temperatura hasta valores mayores a 380 °F, para pasar a la zona de convección.

Los gases generados en la zona de radiación pasan a la zona de convección. Debido a la transferencia de calor en esta zona el vapor alcanza temperaturas superiores a 550 °F y la presión se eleva superando los 1000 psi.

El vapor generado del proceso es inyectado a los pozos productores de hidrocarburos. En la salida del generador de vapor se encuentra el manifold de distribución (figura 12), este es básicamente un arreglo de líneas (tipo flauta) que se desprenden de la línea de salida del generador y que por la acción de las válvulas manuales (apertura / cierre) se da o no el paso del vapor hacia los pozos que están provistos para inyección.

En el campo de estudio se utilizan generadores de vapor que pueden ser Móviles o Estáticos (figura 13) a los pozos horizontales se les inyecta en promedio 10000 MMBTU y su periodo de remojo es de aproximadamente 7 días. En la tabla 6 se observan las capacidades de los generadores de vapor



*Figura 12.* Manifold de Inyección de vapor.

Nota. Adaptado de: Mansarovar Energy, 2014, Manual operativo de generación de vapor MA-OPE-023, p 11

Tabla 6.

*Capacidades de los Generadores de Vapor. Mansarovar Energy*

Generadores Móviles 25 MMBTU/HORA	Capacidad MMBTU/DIA	Generadores Estáticos MMBTU/HORA	Capacidad MMBTU/DIA
2	450	6	1000



*Figura 13. Generador de vapor móvil y estático. Mansarovar Energy*

**2.6.2 Selección de candidatos de inyección** Los criterios que se utilizan para seleccionar el mejor pozo candidato a inyectar para el caso de estudio son los siguientes:

- Resistividad: La resistividad de la zona horizontal que será estimulada debe estar por encima de 20 ohm-m
- Periodo de inyección: El tiempo que se maneja entre ciclo y ciclo debe ser mínimo 6 meses
- Tasa de petróleo: La tasa de petróleo en que se debe encontrar el pozo horizontal a inyectar es 30 BOPD
- Corte de agua (% BSW): El corte del agua del pozo debe estar por debajo del 50% BSW

### 3. Esquemas de inyección con vapor en pozos horizontales

En el campo de estudio actualmente se encuentra que la mayoría de los pozos horizontales han sido estimulados con vapor entre 10 y 13 ciclos, observando que la producción de los pozos ha disminuido significativamente después del cuarto ciclo de inyección, evidenciando largos periodos de producción de agua, que en algunos casos alcanzan los 5 meses, con niveles de producción de crudo muy bajos, similares o incluso inferiores a los obtenidos en frío (antes del primer ciclo de estimulación) viéndose reflejado en una baja relación aceite incremental producido – vapor inyectado (OSR- Oil Steam Ratio), baja tasa de producción de aceite y alto corte de agua. Una de las causas de la ineficiencia del proceso es que la inyección cíclica de vapor solo actúa en los alrededores del pozo, por tanto, después de tantos ciclos, se sigue calentando la misma zona.

En estos pozos se ha buscado mejorar la eficiencia de inyección por medio de la inyección cíclica, acompañando el vapor con otros fluidos como agente espumante, geles o nitrógeno; sin embargo, no en todos los casos se ha logrado exitosamente mitigar la baja productividad y alto corte de agua. Por tal motivo, es necesario evaluar nuevos esquemas de inyección que permitan un calentamiento areal de la formación que se vea reflejado en el incremento de la producción de crudo y el OSR.

En la figura 14. Se observa un comportamiento típico de un pozo horizontal al cual se le han realizado inyección de vapor y ha sido optimizada esta inyección con fluidos como nitrógeno (ciclo 8) y agente espumante (ciclo 11)

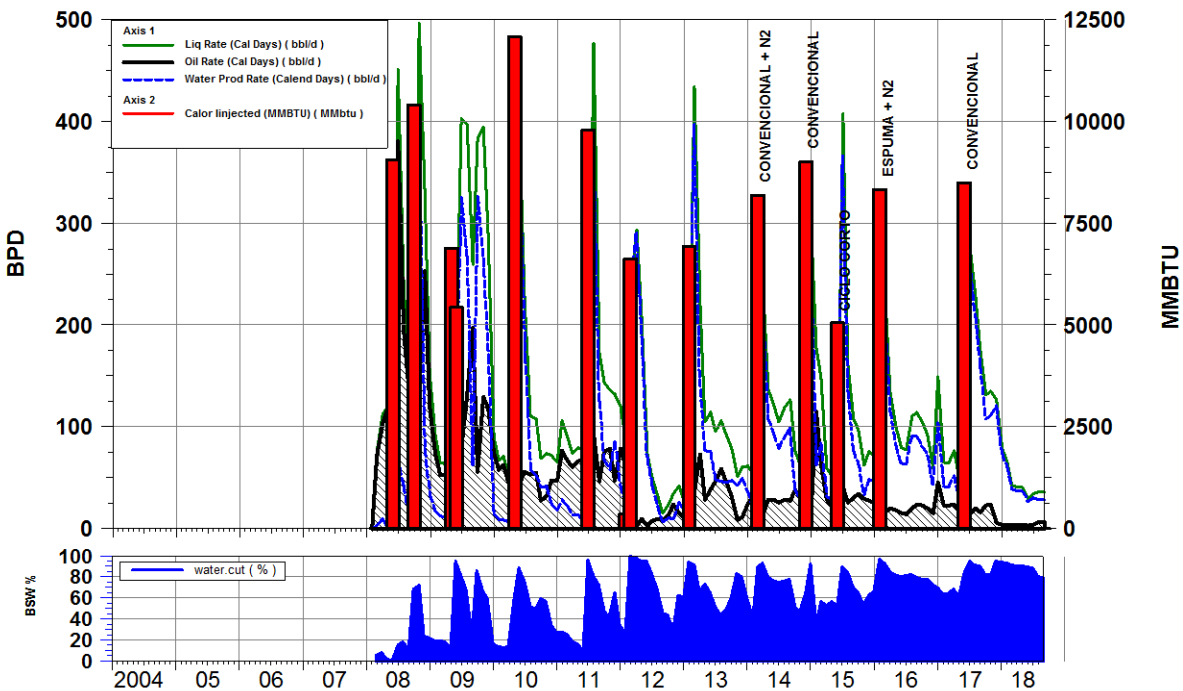


Figura 14. Comportamiento típico de un pozo Horizontal.

Nota. Adaptado de: Mansarovar Energy, 2018, Base de datos, Oil Field Manager (OFM)

Antes de revisar los esquemas de inyección para pozos horizontales es importante tener presente que el propósito principal de un pozo horizontal es mejorar el contacto en el yacimiento y por lo tanto mejorar la productividad del pozo, como pozo en inyección un pozo horizontal proporciona una gran área de contacto y por lo tanto, mejora la inyectividad del pozo, lo cual es altamente deseable para la aplicación de recuperación de aceite mejorada (EOR)

### 3.1 Inyección de vapor alternada en pozos horizontales (horizontal alternating steam drive HASD)

HASD es un proceso creado para aumentar la eficiencia de recobro que implica uno o varios pozos, y usualmente se aplica a yacimientos de petróleo pesado (10-22.3 °API) en arenas muy delgadas. El proceso a realizar es inyectar vapor a la formación para así generar una cámara de vapor para poder disminuir la viscosidad del petróleo y le permita fluir más rápidamente hacia el pozo. La aplicación del esquema de inyección de vapor alternada en pozos horizontales consiste en seleccionar dos pozos perforados en la misma arena, uno de los pozos es utilizado como inyector por más o menos 3 meses y el otro como productor al mismo tiempo, posteriormente se realiza un cambio en el estado de los pozos, el pozo productor será el inyector y el inyector cambiará a productor, este proceso aumentará la temperatura y reducirá la viscosidad del aceite ya que proporciona energía térmica cerca al pozo, usando el vapor como un medio de transporte de calor y permitiendo que la roca actúe como intercambiador de calor para almacenamiento de la energía inyectada, de esta manera permitiendo que los fluidos se muevan al pozos productor, después de tres o más ciclos.

El objetivo primario de este proceso es proporcionar energía térmica en las cercanías del pozo, usando el vapor como medio de transporte de calor y permitiendo que la roca actúe como intercambiador para el almacenamiento de la energía inyectada. Este calor es entonces usado para disminuir la viscosidad del petróleo que fluye a través de la región calentada.

Lo que se intenta es generar una cámara de vapor a partir de un pozo inyector correspondiente y que este calor sea transferido a los fluidos que se encuentran en el yacimiento, con la finalidad disminuir la viscosidad del petróleo, generando así un frente de barrido hacia el pozo productor gracias al gradiente de presión.

Esta es una de las opciones térmicas que se presentan a la hora de aumentar la productividad de crudos pesados en un yacimiento, resultandos como mejor alternativa para la explotación tanto

por las facilidades de perforación y posicionamiento de los pozos como por el requerimiento del número de pozos para un mismo espaciamento quiere decir que podría tener hasta un solo pozo horizontal inyectarle vapor y luego de un tiempo, producir por este mismo pozo. Es un método aplicable en arenas delgadas donde la recuperación por otros métodos como SAGD no puede ser llevada a cabo. Resulta un método relativamente económico en comparación con métodos de recuperación mejorada como la combustión in situ e inyección de polímeros, es incluso más económico que el SAGD ya que se necesitan la mitad de pozos que operarían en un yacimiento que produce por este método.

**3.1.1 HASD en arenas delgadas** El HASD surge como una estrategia de recuperación para arenas delgadas y muy delgadas desde el punto de vista operacional, en comparación con el método SAGD, el cual requeriría posicionar dos pozos horizontales en una sección transversal de una arena delgada. De hecho, el proceso SAGD es aplicable para arenas con espesores mayores a 50 pies. Adicionalmente, el número de pozos requeridos para un mismo espaciamento se duplica para el proceso SAGD, en comparación al proceso HASD

Básicamente implica tres etapas:

- Una rápida, pero temporal, inyección de vapor húmedo (calidad alrededor de 70 a 85 %) por un periodo de tiempo específico (1 a 3 semanas) dentro de un pozo de petróleo.
- Un corto periodo de remojo (3 a 6 días), en el cual la mayor cantidad del calor latente del vapor es transferido dentro de la formación que rodea (adyacente) al pozo.
- Período donde el pozo es puesto en producción por varios meses.

Durante la última etapa, la tasa de producción de fluidos calientes al comienzo es más alta que la de la producción primaria en frío. Sin embargo, la tasa de petróleo declina con el tiempo a

valores cercanos a los de la etapa de pre-estimulación, ya que el calor es removido con los fluidos producidos y disipado dentro de las formaciones no productivas adyacentes. Estas tres etapas se repiten ciclo por ciclo, hasta que el proceso resulte no rentable.

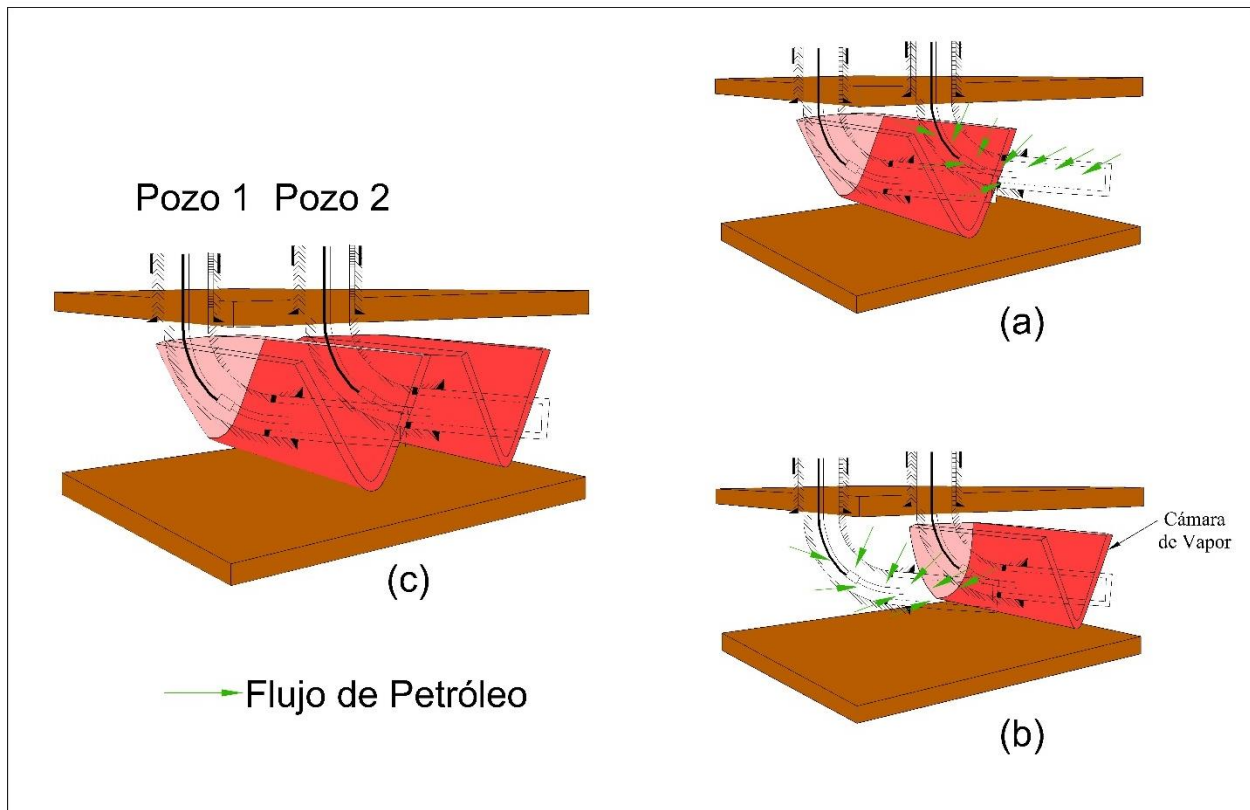


Figura 15. Ejemplo Inyección de vapor alternada en pozos horizontales

En la figura 15 del HASD (a, b y c)

- En esta etapa se observa cómo se genera la cámara de vapor en uno de los pozos, mientras que el siguiente pozo actúa como productor.
- Mientras que en esta se muestra como en el siguiente ciclo el pozo que inicialmente era productor fue cambiado a inyector, e igualmente el pozo que era inyector de vapor fue convertido a productor de petróleo

- c) Se puede visualizar en esta etapa el impacto de la inyección progresiva de vapor por ambos pozos, durante ciclos sucesivos, generando el calentamiento del yacimiento y sus fluidos.

### 3.2 Inyección secuencial de vapor

Es un método en el que algunos pozos se inyectan, remojan y producen secuencialmente o al mismo tiempo. W Shungong (2005) Entre los beneficios que tiene cada una de las modificaciones de la inyección secuencial esta para el primer grupo de pozos que son inyectados, remojados y producidos al mismo tiempo las siguientes:

- La presión del Yacimiento y la energía térmica pueden llegar a incrementar de una manera rápida al realizar inyección de vapor cíclica al mismo tiempo en pozos cercanos
- Al realizar inyección de vapor en diferentes pozos horizontales correspondientes a la misma arena, se puede evitar o disminuir el vapor canalizado entre pozos y reduciendo de esta manera la pérdida de calor y logrando un mayor tiempo de producción en los pozos.
- Con la inyección de vapor cíclica al mismo tiempo en diferentes pozos, se puede lograr un incremento en la producción de petróleo, al alargar el radio de calor debido a menos pérdida de calor y alargar la energía térmica

Para el segundo, en el que una fila de pozos es inyectados y otra fila de pozos son producidos o remojados. Los beneficios son las siguientes:

- La inyección secuencial podría desplazar el petróleo en cierta dirección
- La inyección secuencial podría también incrementar la productividad y generar una base para inundar con vapor. Entonces, esta es la transición de las inundaciones de vapor.

Al estimular los pozos de manera secuencial desde la parte baja del yacimiento (downdip) hacia la parte alta del mismo (updip), observaron una respuesta de petróleo no solo en los pozos estimulados con vapor sino en pozos vecinos generando una especie de mini-inyección continua *Kuo et al.* ha encontrado en simulaciones numéricas que en este proceso son preferibles los ciclos pequeños en pozos muy separados.

#### 4. Modelo Numérico de simulación

La simulación de Yacimientos es un proceso mediante el cual el ingeniero con ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en el yacimiento. Un modelo matemático de Yacimientos es un conjunto determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa y/o energía acoplada con ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y/o concentración de estos fluidos a través de medios porosos.

El objetivo primordial al realizar una simulación es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y con base a los resultados obtenidos, optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación. Realizar un modelo permite producir un yacimiento varias veces y en diferentes maneras permitiendo analizar diferentes alternativas o escenarios con el fin de obtener el mejor. El simulador que se utilizó para realizar el modelo del campo de estudio es un software que pertenece a la compañía CMG (Computer modeling Group).

El modelo estático de simulación del campo de estudio fue construido en un software llamado Petrel y fue exportado como un archivo *rescue* para posteriormente cargarse en el software STARS 2015.10 perteneciente a CMG.

STARS 2015.10 es un simulador de recuperación térmica, este tipo de modelos se utiliza para simular el comportamiento de los yacimientos sujetos algún proceso de recuperación mejorada, por medio de métodos térmicos cuyo principal objetivo es el de proporcionar energía calorífica al aceite con el fin de disminuir la viscosidad y de esta forma facilitar su flujo hacia los pozos productores, teniendo en cuenta que el campo de estudio es un campo de crudo pesado en cual se realiza inyección de vapor este es el simulador aplicable para realizar los respectivos modelamientos

El modelo de simulación del campo de estudio tuvo en cuenta 186 pozos productores los cuales son estimulados con inyección de vapor cíclica, de los cuales 65 son convencionales, 97 horizontales y 24 son convencionales de un campo vecino que limita con este y que se incluyen para favorecer el mantenimiento de la presión en el modelo de simulación. La historia de producción que se tiene en cuenta en el modelo del campo de estudio es a partir de enero del 2008.

Para el ajuste histórico se utilizaron el monitoreo de presión de dos pozos estratigráficos pertenecientes al campo. En la figura 16 se observa en el modelo de simulación del campo de estudio. Las condiciones iniciales del modelo tienen una temperatura 104.42 F y una presión inicial de 540 psi a una profundidad de referencia de 806 ft.

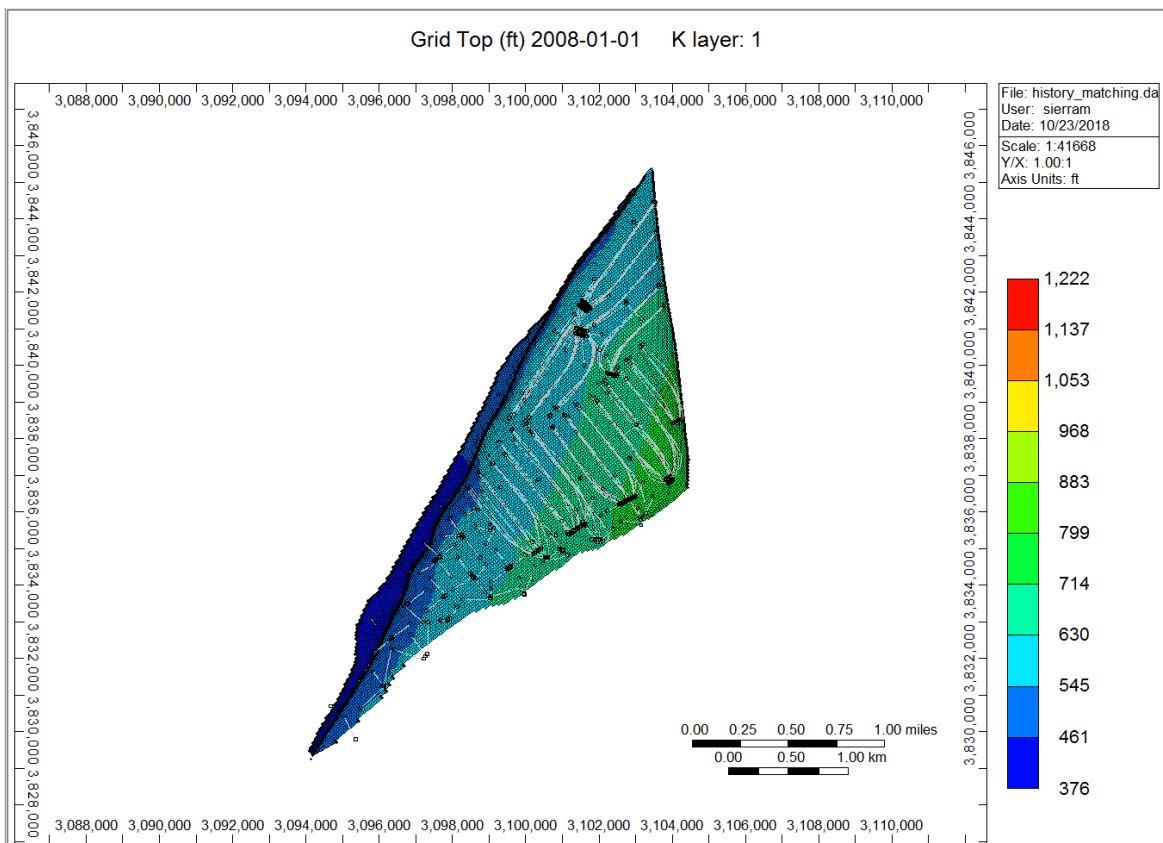


Figura 16. Modelo Campo de estudio. Computer modeling group, CMG

Nota. Adaptado de: Mansarovar Energy, 2018, simulador, Computer modelling group (CMG)

#### 4.1 Enmallado

La construcción del modelo se realizó con un modelo de mallas Corner point Geometry C.P.G este tipo de mallado es útil en campos altamente fallados y con geometrías complejas como es el caso de nuestro campo de estudio

En la Tabla 7 se presenta un resumen del enmallado del modelo, donde se puede observar el tamaño de celda, la distribución de celdas en cada dirección y la cantidad de celdas activas.

Tabla 7.

*Distribución de celdas en el modelo.*

<b>Modelo Dinámico</b>	
Numero celdas	266i x 109j x 200k
Celdas totales	5.798.800
Celdas activas	2.638.759
Longitud promedio	60 ft
Ancho promedio	60 ft
Espesor promedio	2 ft

#### 4.2 Propiedades petrofísicas utilizadas en el modelo de simulación

Las propiedades petrofísicas utilizadas en el modelo fueron adquiridas en laboratorio por medio de núcleos obtenidos del yacimiento, información de registros eléctricos y análisis de algunas pruebas de presión, estas propiedades fueron incluidas en la herramienta Builder del simulador CMG en la sección reservoir/specify property allí se incluyen propiedades como porosidad, presión, espesor, permeabilidad, profundidad entre otros

Los datos petrofísicos que se usaron para realizar el modelo de simulación del campo de estudio son:

- **Porosidad.** Es la relación existente entre el volumen poroso y el volumen total de la roca que define la posibilidad de ésta de almacenar más o menos cantidad de fluido. El volumen poroso es la diferencia entre el volumen total y el volumen de los granos o sólidos contenidos en dicha roca.
- **Permeabilidad.** Es la capacidad que tiene el volumen poroso interconectado de la roca para permitir el flujo de fluidos. La permeabilidad se mide en darcys, pero debido a que es una unidad muy grande, en la práctica se emplea habitualmente el milidarcy.

- **Permeabilidad relativa:** Es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido en condiciones de saturación total.
- **Saturación.** La saturación de un fluido es la relación entre el volumen ocupado por este fluido y el volumen total de espacio poral.
- **Compresibilidad de la roca:** Se define como el cambio fraccional en el volumen del material sólido de la roca (granos) por unidad de cambio en la presión

Tabla 8.

*Propiedades petrofísicas promedio*

Propiedad	Valor
Porosidad (%)	25
Permeabilidad (Md)	1712
Saturación de agua (%)	48
Saturación de aceite (%)	52
Compresibilidad de la roca(1/psi)	64.84e-6

#### 4.3 Propiedades PVT utilizadas en el modelo de simulación

En todo el campo de estudio se utilizó un solo modelo de fluidos, basado en los datos obtenidos de las pruebas PVT realizadas en algunos pozos. El modelo de fluidos fue desarrollado en IMEX perteneciente igualmente a CMG posteriormente este modelo se exporta para incluirse en STARS, entre las propiedades que se tuvieron en cuenta están las siguiente:

**Factor volumétrico del aceite:** Es la relación entre el volumen de aceite a condiciones de yacimiento, en barriles requerido para producir un barril de aceite a condiciones de superficie o

estándar. En la figura 17 se puede observar que el factor volumétrico a la presión de saturación 263.37 psi es de 1.0073 Bbl/Bbl

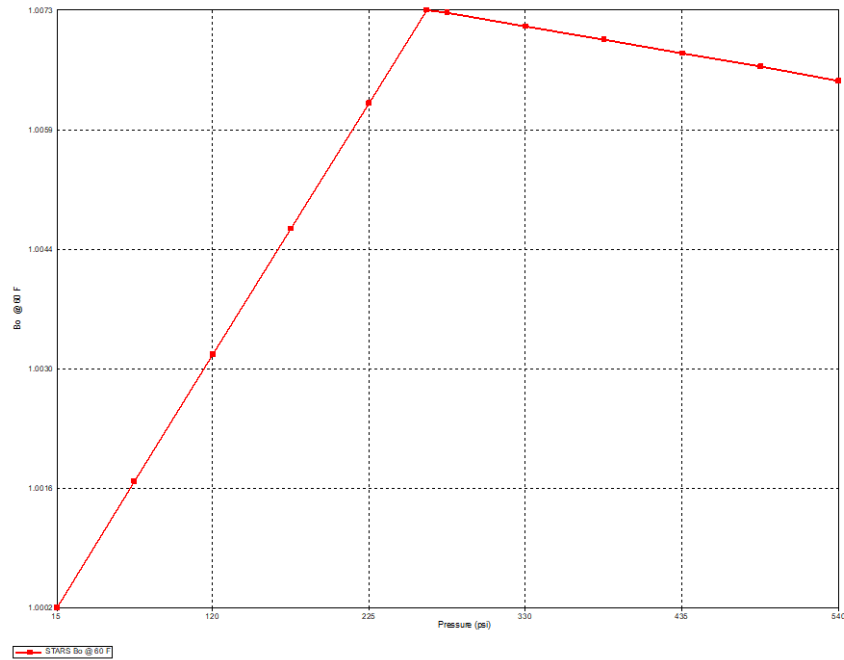


Figura 17. Factor volumétrico del aceite. Computer modelling group, CMG

**Relación de solubilidad:** Es La cantidad de gas disuelto en el aceite en yacimiento, pero medida a condiciones estándar. En la figura 18 puede observarse que por encima de la presión de saturación 263.37 psi la relación de solubilidad es 25.2 (ft<sup>3</sup>/ bbl)

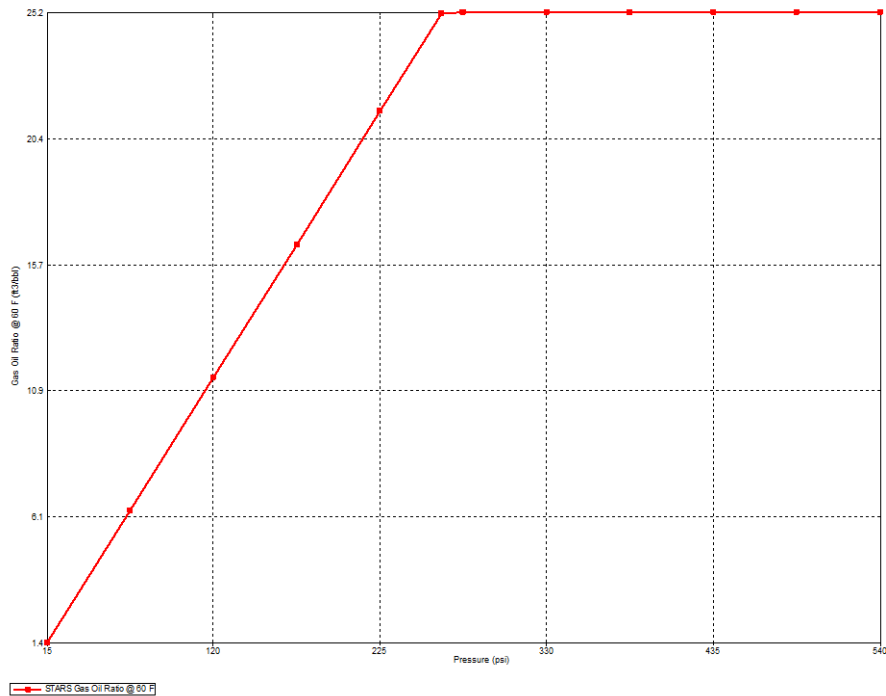


Figura 18. Relación de solubilidad del aceite. Computer modelling group, CMG

**Viscosidad del agua.** Es la medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen las moléculas del agua a fluir.

**Viscosidad del aceite.** Es la medida de la resistencia del petróleo al flujo. La resistencia al flujo es causada por la fricción interna que se genera cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras. En la figura 19 y figura 20 se tiene una viscosidad a condiciones estándar (60 F) de 89501 cp.

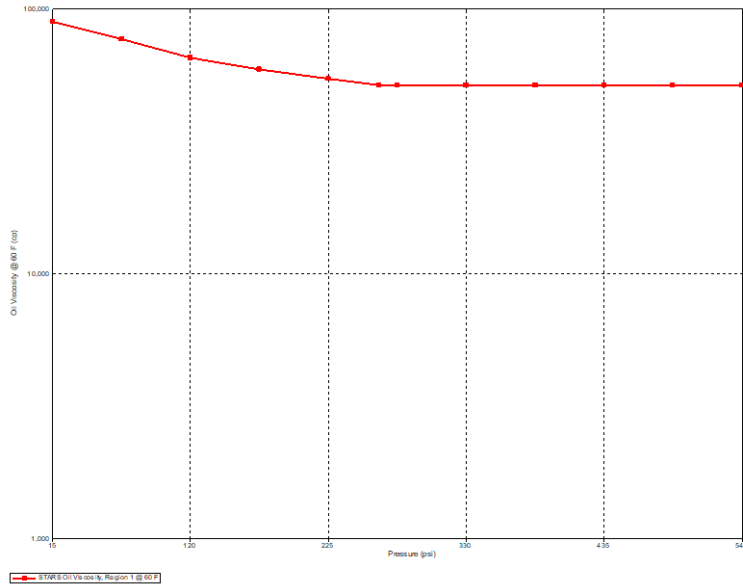


Figura 19. Viscosidad vs Presión. Computer modelling group, CMG

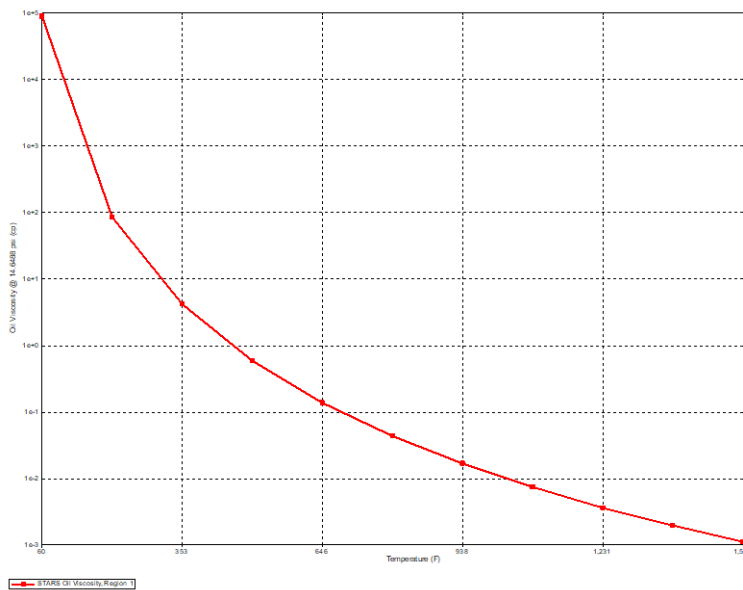


Figura 20. Viscosidad vs Temperatura. Computer modelling group, CMG

Tabla 9.

*Propiedades PVT promedio*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
Factor volumétrico del aceite	1.032
Relación de solubilidad del aceite (ft <sup>3</sup> / bbl)	25
Viscosidad agua @104F (cp)	0.73
Viscosidad aceite (cp)	2208

#### 4.4 Interacción roca – fluido

Es importante tener en cuenta las propiedades resultantes de la interacción roca fluido debido a que éstas ayudan a determinar el movimiento que pueden presentar los fluidos dentro del yacimiento

A continuación, se encuentra las saturaciones de agua obtenidas junto con los valores de permeabilidades relativas del agua y del aceite

En la figura 21 se observa el comportamiento de la permeabilidad relativa al aceite para este modelo

Tabla 10.

*Propiedades interacción roca fluido*

<b>Sw</b>	<b>Krw</b>	<b>Krow</b>
0.48	0	1
0.49	0.00046	0.99980
0.5034	0.0009	0.9315
0.5244	0.0023	0.6909
0.5454	0.0034	0.4959
0.5663	0.0044	0.3296

Sw	Krw	Krow
0.5873	0.0055	0.2212
0.6083	0.0069	0.1667
0.6293	0.0085	0.1248
0.6502	0.0102	0.0902
0.6712	0.0126	0.0641
0.6922	0.0155	0.0463
0.7132	0.0190	0.0313
0.7341	0.0236	0.0166
0.7551	0.03	0

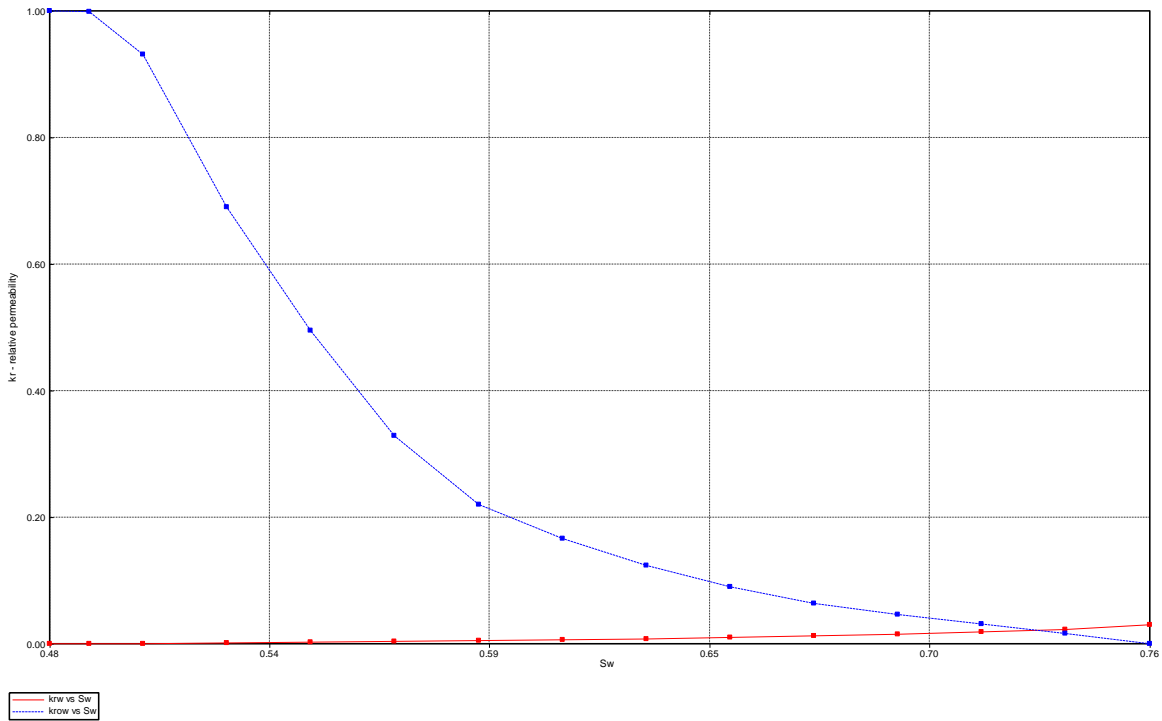


Figura 21. Comportamiento permeabilidad relativa al aceite. Computer modelling group, CMG

#### 4.5 Submodelo de simulación

Para realizar las corridas de los diferentes esquemas de inyección de vapor se utilizó un submodelo tomado del modelo total del campo de referencia realizado anteriormente en la compañía, este modelo fue realizado en STARS 2015.10 en la figura 22 se observa el submodelo utilizado para realizar las corridas de simulación, donde se mantiene las condiciones iniciales y las propiedades del fluido del modelo original

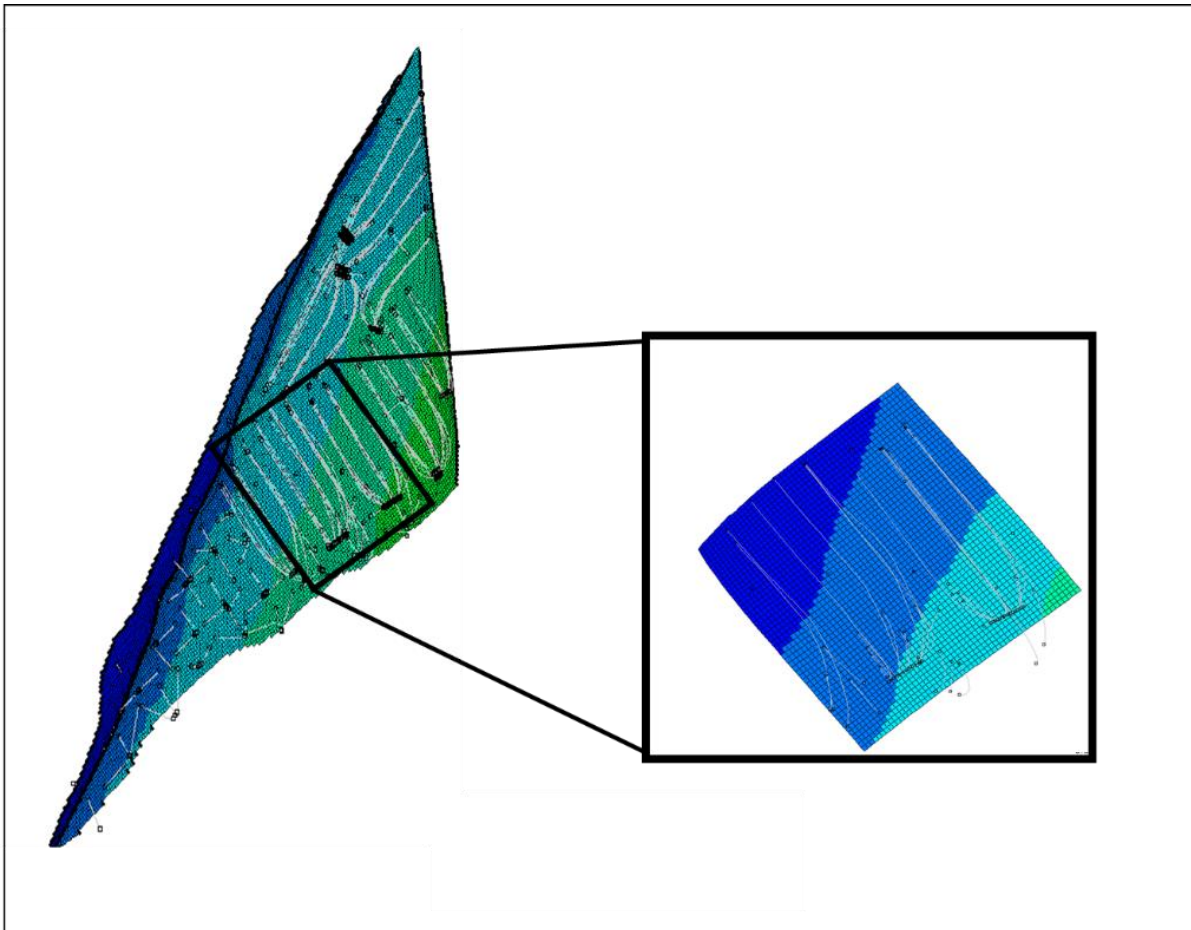


Figura 22. Submodelo Campo de estudio. Computer modelling group, CMG

El submodelo igualmente fue realizado con enmallado tipo Corner point Geometry C.P.G, en la tabla 11 se presenta un resumen del enmallado del submodelo, donde se puede observar el tamaño de celda, la distribución de celdas en cada dirección y la cantidad de celdas activas. El submodelo cuenta con 42 pozos productores de los cuales 10 son convencionales y 32 horizontales.

Tabla 11.

*Distribución de celdas en el Submodelo.*

<b>Modelo Dinámico</b>	
Numero celdas	55i x 53j x 200k
Celdas totales	583.000
Celdas activas	583.000
Longitud promedio	20 ft
Ancho promedio	20 ft
Espesor promedio	2 ft

#### 4.6 Propiedades petrofísicas utilizadas en el submodelo de simulación

Entre las propiedades petrofísicas de submodelo tenemos las que se muestran a continuación en la

Tabla 12:

Tabla 12.

*Propiedades petrofísicas promedio de Submodelo*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
Porosidad (%)	24.5
Permeabilidad (Md)	1757
Saturación de agua (%)	44
Saturación de aceite (%)	56

Propiedad	Valor
Compresibilidad (1/psi)	64.84e-6 1/psi

#### 4.7 Propiedades PVT utilizadas en el submodelo de simulación

Las propiedades PVT utilizadas en el submodelo se muestran a continuación en la tabla 13

Tabla 13.

*Propiedades PVT promedio del Submodelo*

Propiedad	Valor
Factor volumétrico del aceite	1.02
Relación de solubilidad del aceite (ft <sup>3</sup> / bbl)	25
Viscosidad agua @ 104F (cp)	0.73
Viscosidad aceite (cp)	2370

#### 4.8 Simulación esquema inyección secuencial de vapor

Para realizar la simulación de la inyección secuencial de vapor se escogieron 7 pozos horizontales pertenecientes a la arena 12 del campo de estudio.

Para este tipo de inyección se agrupan pozos horizontales pertenecientes a la misma arena, el primer pozo se coloca en etapa de inyección mientras el pozo 1 inyecta, el pozo 2 vecino navegado a la misma arena se encuentra cerrado, y el pozo 3 en producción, en el momento en que el pozo 1 ingresa a etapa de remojo el pozo 2 se encuentra en inyección y el pozo 3 cerrado y así sucesivamente como se muestra en el esquema a continuación (figura 23 y figura 24).

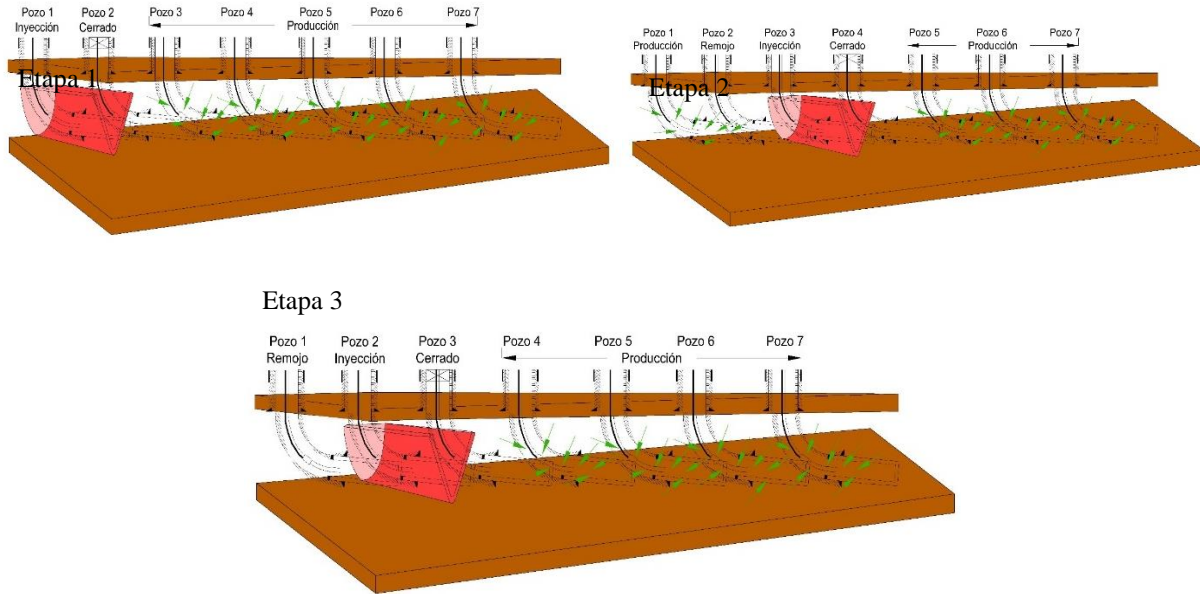


Figura 23. Procedimiento Inyección secuencial de vapor

Pozo 1	Inyección	Remojo	Producción					
Pozo 2	Cerrado	Inyección	Remojo	Producción				
Pozo 3	Producción	Cerrado	Inyección	Remojo	Producción			
Pozo 4	Producción		Cerrado	Inyección	Remojo	Producción		
Pozo 5	Producción			Cerrado	Inyección	Remojo	Producción	
Pozo 6	Producción				Cerrado	Inyección	Remojo	Producción
Pozo 7	Producción					Cerrado	Inyección	Remojo

Figura 24. Esquema de Inyección secuencial

**4.8.1 Ajuste Histórico y Caso Base** El caso base se realiza con el fin de alcanzar un cotejo razonable del comportamiento histórico del yacimiento, y de tener un comportamiento futuro confiable, en este caso base se observa la predicción del comportamiento de producción de aceite figura 25 y del comportamiento de producción de agua figura 26 bajo el esquema actual de

explotación del campo de estudio que es la inyección alterna de vapor y se puede observar que estas predicciones del comportamiento de producción de aceite y agua, se ajustan de manera favorable a la historia real de producción del campo.

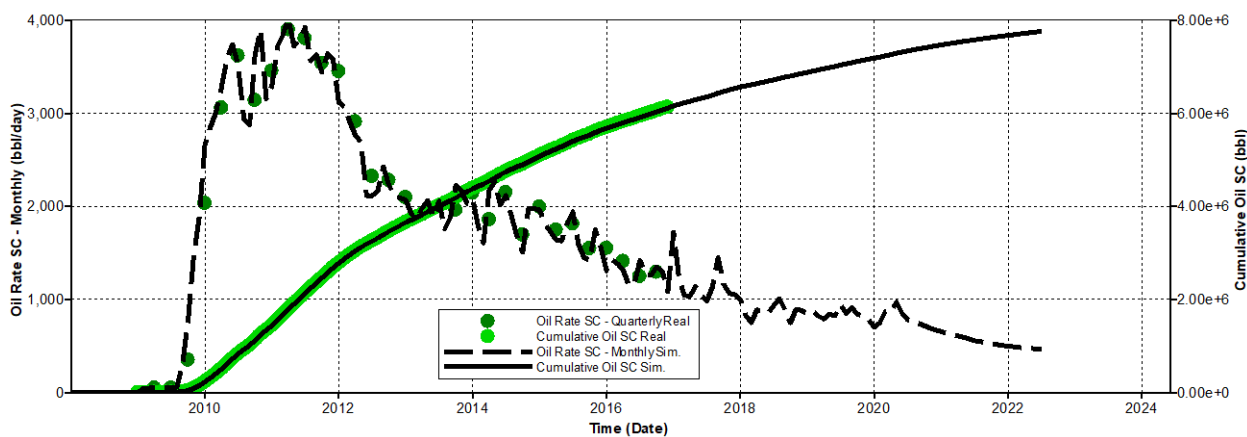


Figura 25. Caso Base comportamiento de aceite-campo. Computer modelling group, CMG

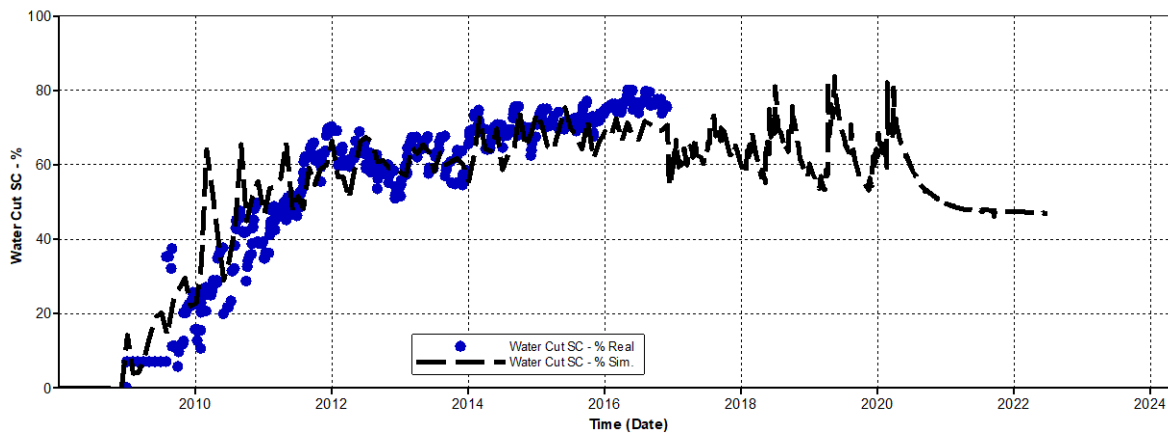


Figura 26. Caso Base comportamiento de agua-campo. Computer modelling group, CMG

Igualmente se realizó el ajuste histórico pozo a pozo, también se evidencio un ajuste en los comportamientos de producción como se muestra en las figuras 27, 28 y 29.

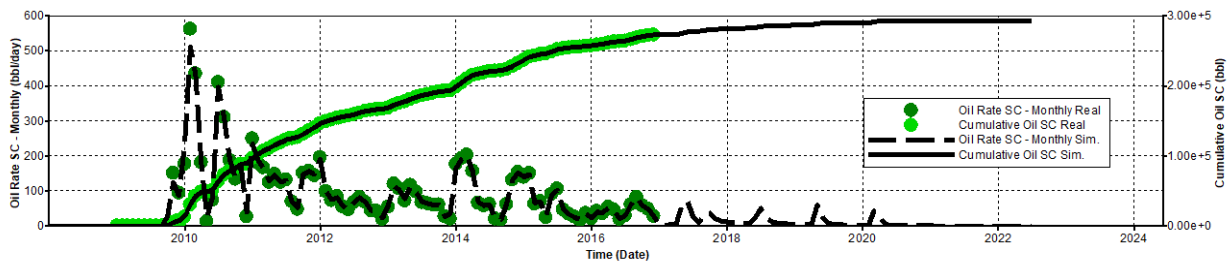


Figura 27. Caso Base comportamiento de aceite - pozo 3. Computer modelling group, CMG

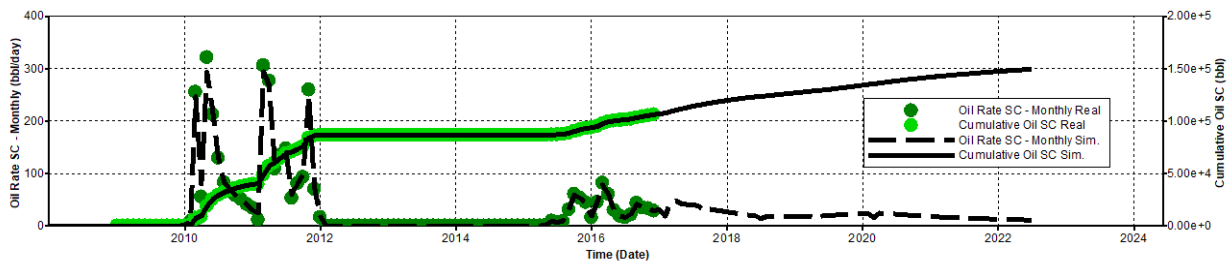


Figura 28. Caso Base comportamiento de aceite - pozo 6. Computer modelling group, CMG

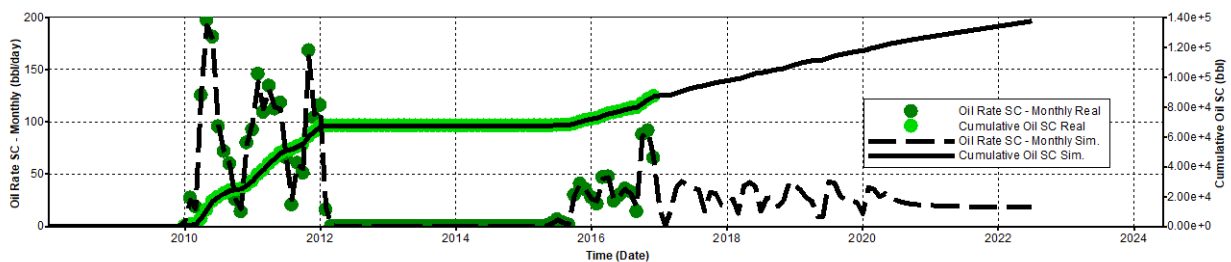


Figura 29. Caso Base comportamiento de aceite - pozo 7. Computer modelling group, CMG

A continuación, en la figura 30 se puede ver la predicción del comportamiento de producción e inyección (caso base) desde el año 2017 al 2022.

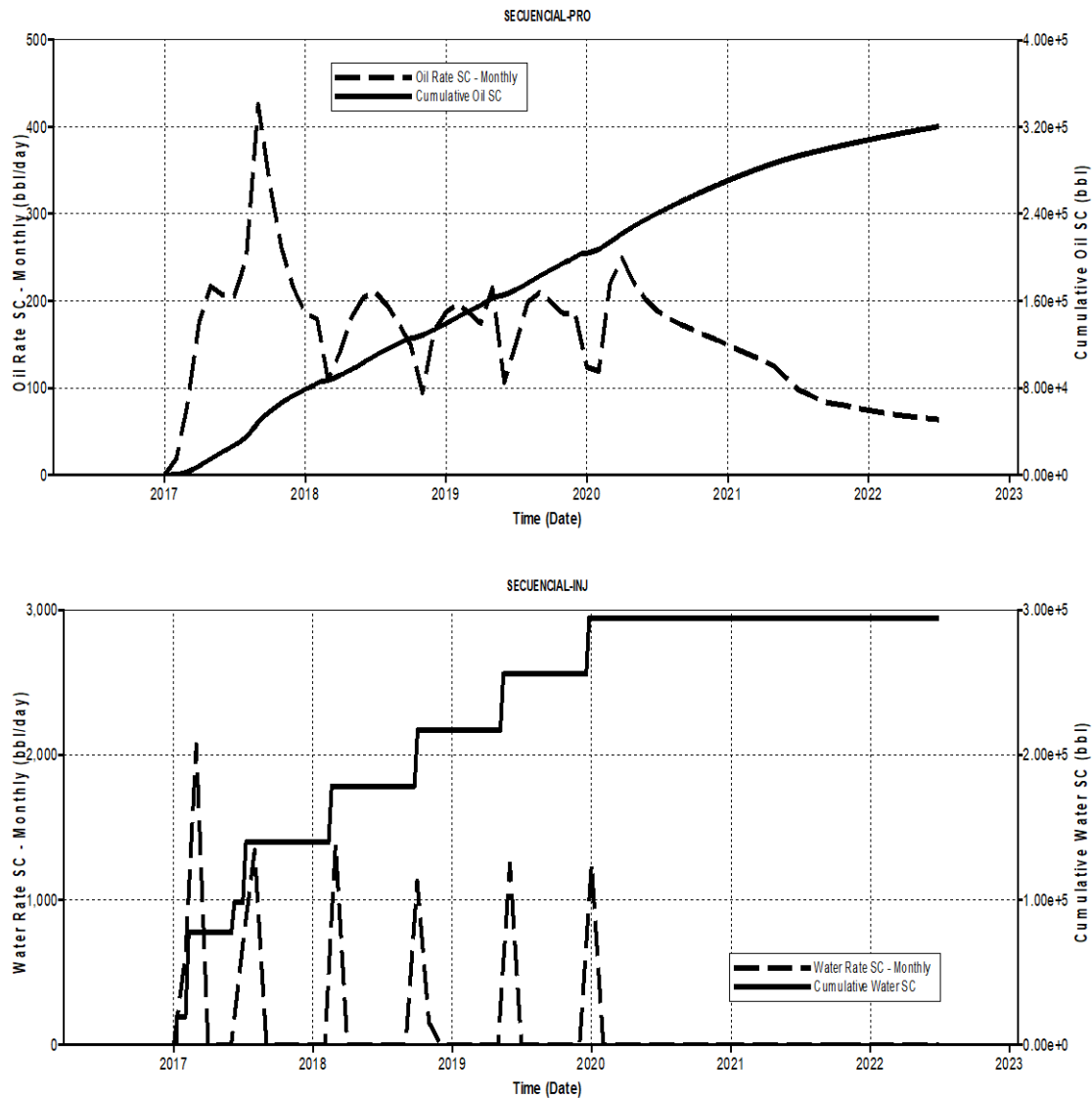


Figura 30. Caso Base Producción e Inyección. Computer modelling group, CMG

**4.8.2 Análisis de Sensibilidad** Se realizaron diferentes análisis de sensibilidad variando el volumen de inyección por ciclo, el periodo de remojo, los días de producción por ciclo y reducción del vapor por ciclo.

**4.8.2.1 Volumen de inyección por ciclo** Se realiza la corrida de simulación a cuatro tasas diferentes de inyección 4600, 6500, 7400 y 10200 MMBTU/ciclo pozo. En la figura 31 se puede

observar la tasa de aceite vs el tiempo obtenida con cada una de las corridas de simulación variando el volumen de inyección y en la figura 32 el aceite acumulado.

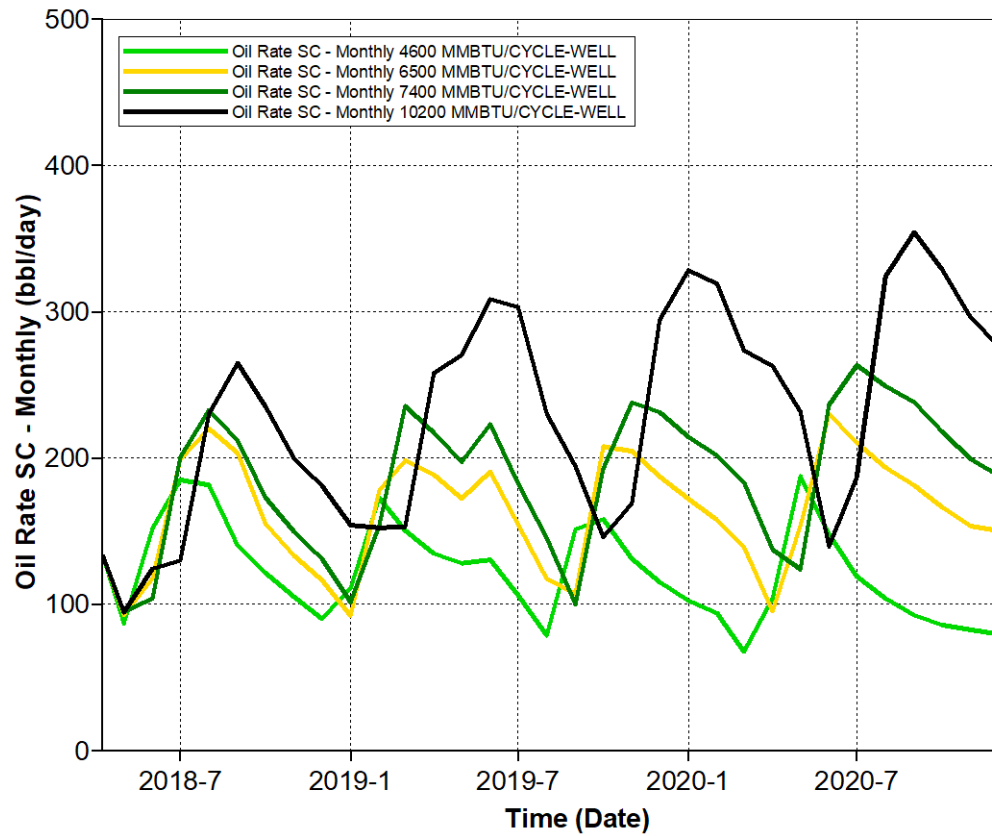


Figura 31. Tasa de aceite: Sensibilidad volumen de vapor. Computer modelling group, CMG

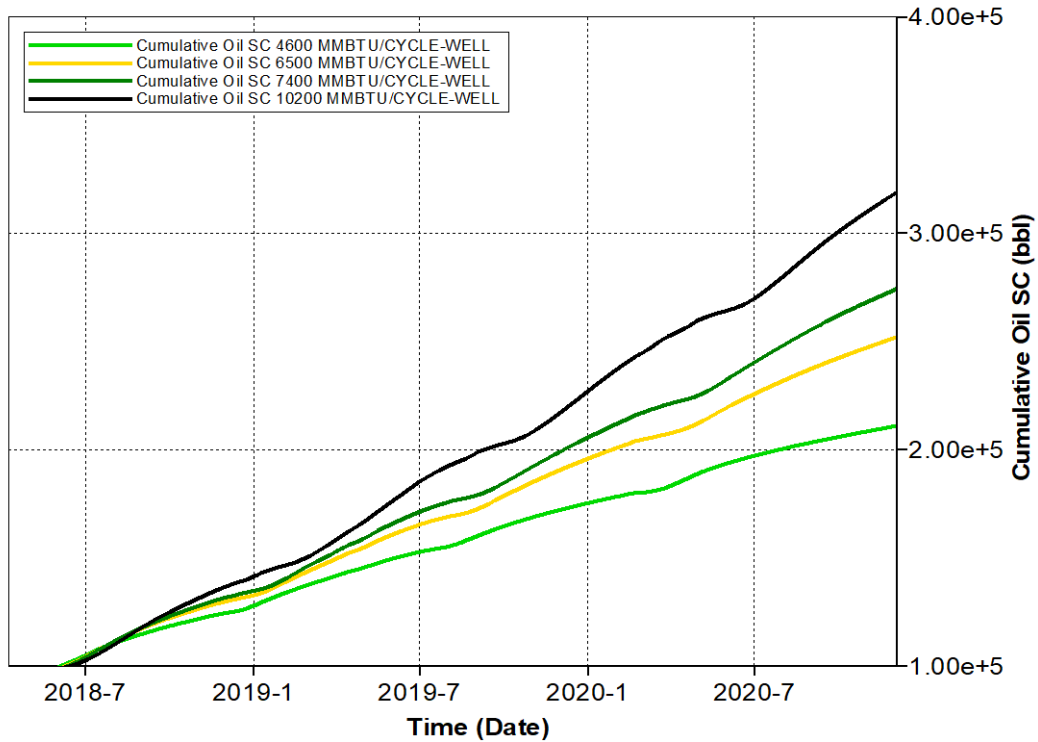


Figura 32. Aceite acumulado: Sensibilidad volumen de vapor. Computer modelling group, CMG

De acuerdo a los resultados de la simulación que se presentan en la tabla 14 se evidencia que, a mayor volumen de inyección, mayor producción de aceite por ciclo y total, además que la relación aceite producida vs Vapor inyectado es menor tanto en primer ciclo como en el total de los cuatro.

Tabla 14.

Resultados corridas de simulación a diferentes tasas de Inyección

CASO	TASA DE VAPOR (BWE/PD)	DIAS DE INYECCION	BWE/CICLO	MMBTU/CICLO	PRODUCCION DE ACEITE PRIMER CICLO (KBls)	PROD ACEITE/ BWE PRIMER CICLO	PROD ACEITE (KBls) 01-01-2021	PROD ACEITE/ BWE 01-01-2021
1	2600	5	12478	4621	31	0.35	116	0.33
2	2600	7	17470	6470	36	0.29	160	0.33
3	2600	8	19964	7394	38	0.27	183	0.33
4	2600	11	27451	10167	44	0.23	229	0.30

**4.8.2.2 Periodo de remojo** Tomando como referencia el volumen de inyección obtenido de la simulación 10167 MMBTU/ciclo, se realizaron dos corridas variando el periodo de remojo, la primera corrida fue con 7 días y la segunda con 11 días. En la figura 33 se puede observar la tasa de aceite vs el tiempo obtenida con cada una de las corridas de simulación variando el tiempo de remojo y en la figura 34 el aceite acumulado.

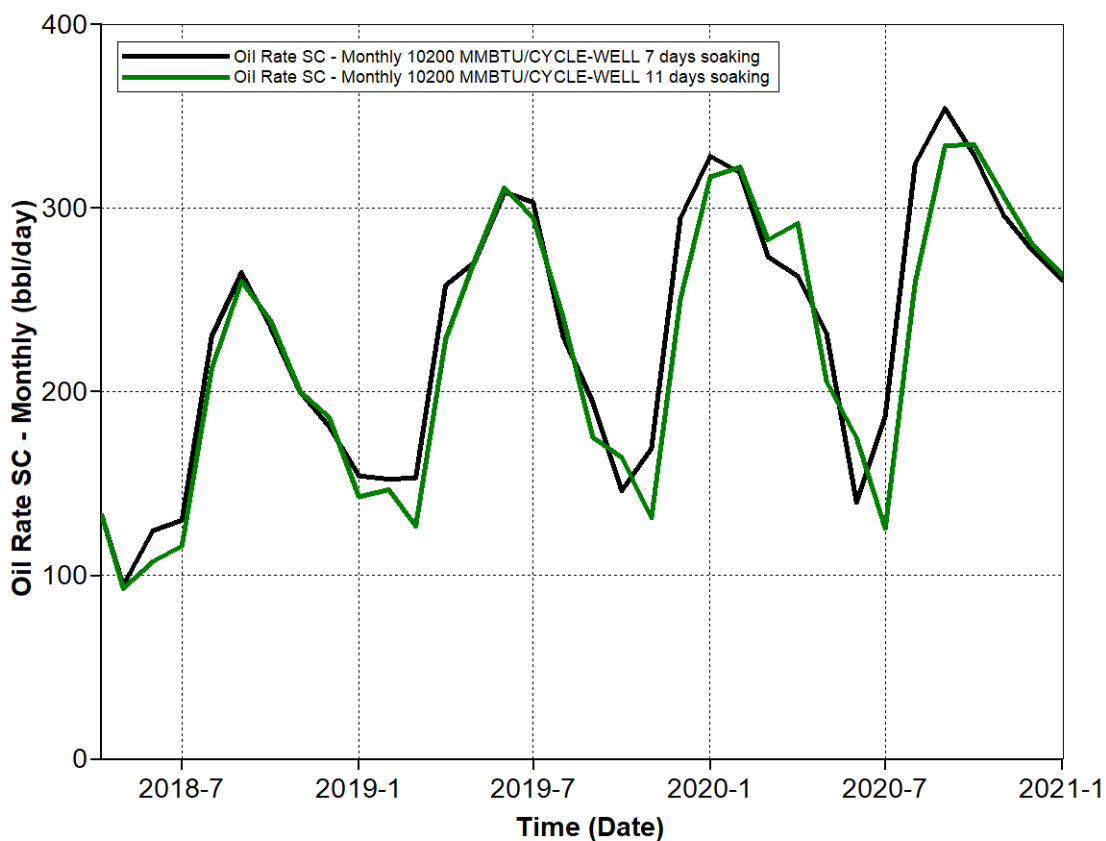


Figura 33 Tasa de aceite: Sensibilidad periodo de remojo. Computer modelling group, CMG

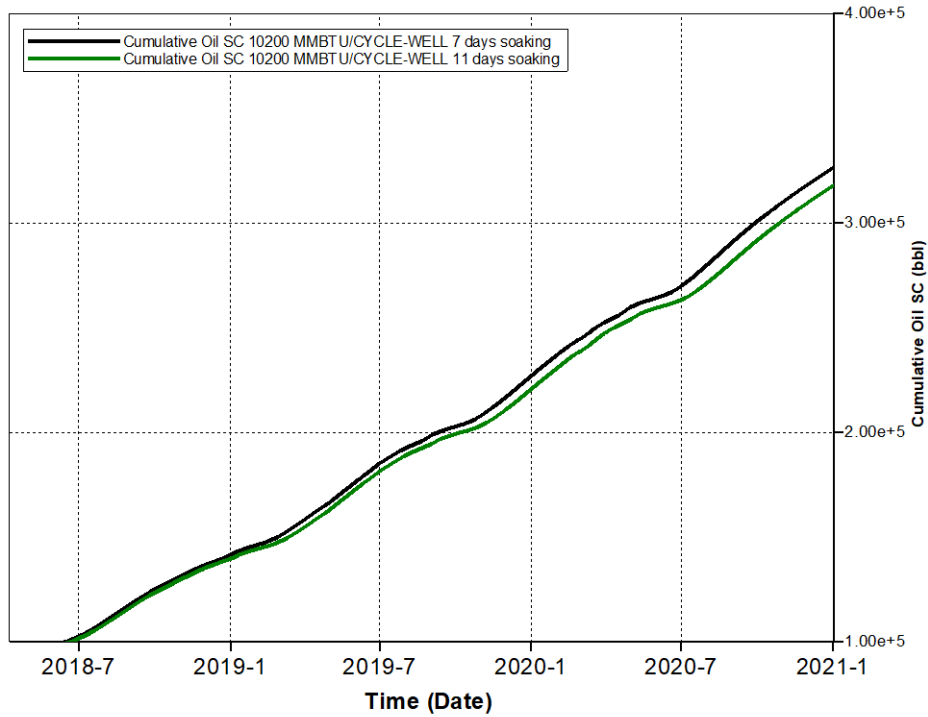


Figura 34. Aceite acumulado: Sensibilidad periodo de remojo. Computer modelling group, CMG

Tabla 15.

Resultados corridos de simulación con diferentes días de remojo

CASO	TASA DE VAPOR (BWE/PD)	DIAS DE INYECCION	CICLOS SIMULADOS	TOTAL BWE	TOTAL MMBTU	PROD ACEITE (KBls) 01-01-2021	PROD ACEITE / BWE 01-01-2021	PROD ACEITE (KBls) Promedio ciclo
1	2600	7	4	768,630	284,678	229	0.30	57
2	2600	11	4	768,630	284,678	221	0.29	55

**4.8.2.3 Días de producción por ciclo** Teniendo en cuenta el mismo volumen de inyección obtenido anteriormente de la simulación 10167 MMBTU/ciclo, se realizaron las corridas con diferentes periodos de producción (3, 5, 7 y 10 meses), en las figura 35 se puede observar la tasa de aceite vs el tiempo obtenida con cada una de las corridas de simulación variando los meses de producción y en la figura 36 el aceite acumulado.

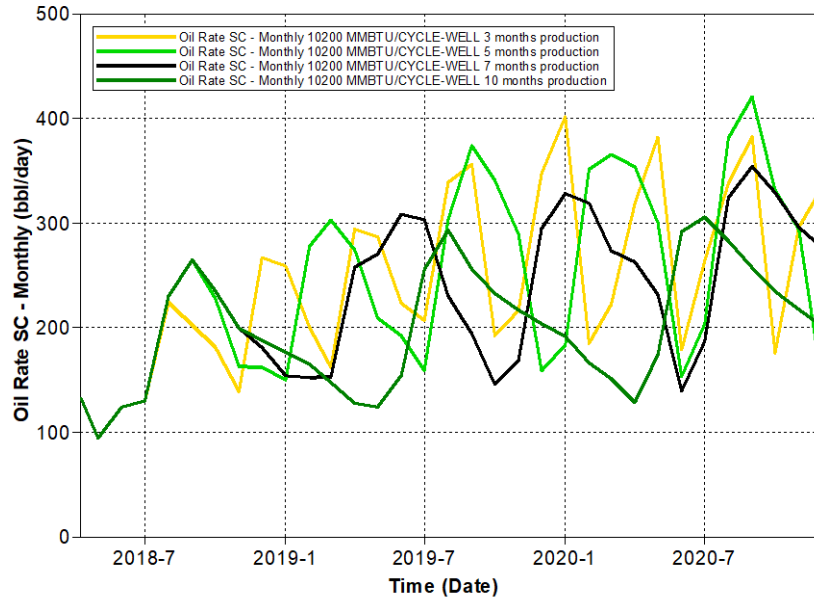


Figura 35. Tasa de aceite: Sensibilidad: Días de producción por ciclo. Computer modelling group, CMG

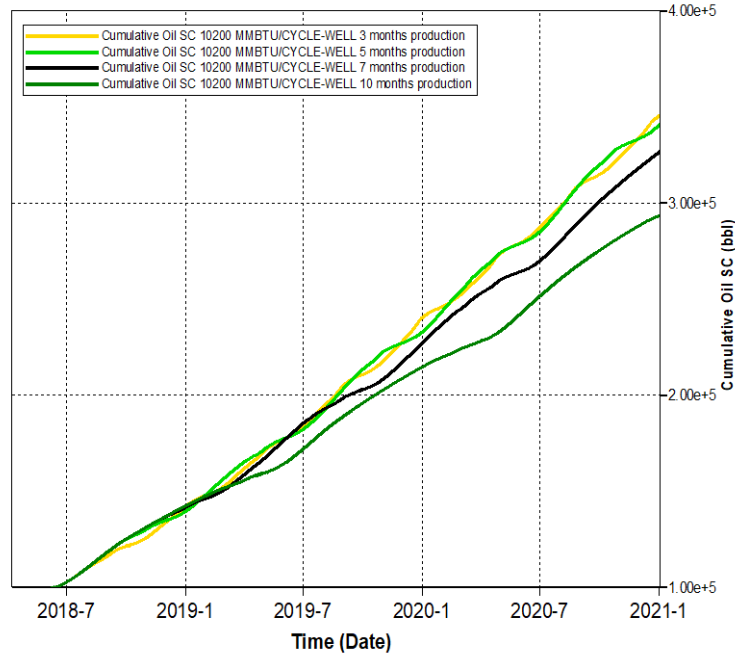


Figura 36. Acumulado de aceite: Sensibilidad: Días de producción por ciclo. Computer modeling group, CMG

Tabla 16.

*Resultados corridas de simulación con diferentes meses de producción*

CASO	TASA DE VAPOR (BWE PD)	MESES DE PRODUCCION POR CICLO	CICLOS SIMULADOS	TOTAL BWE	TOTAL MMBTU	PROD ACEITE (KBIs) 01-01-2021	PROD ACEITE / BWE 01-01-2021	PROD ACEITE (KBIs) Promedio ciclo
1	2600	3	8	1,678,198	621,555	248	0.15	31
2	2600	5	5	1,152,948	427,018	244	0.21	49
3	2600	7	4	768,630	284,678	229	0.30	57
4	2600	10	3	625,874	231,805	196	0.31	65

**4.8.2.4 Reducción del vapor por ciclo** Igual que en los otros casos se tomó el volumen de inyección 10167 MMBTU/ciclo, se realizaron las corridas con un periodo de producción de 3 meses, reduciendo el volumen de inyección a medida que se incrementan los ciclos como se muestra en la tabla 17.

Tabla 17.

*Resultados corridos de simulación con reducción de volumen de inyección*

CASO	CICLO	MMBTU
Tasa constante	1 a 8	10200
Caso 1 Reduccion de tasa	1 a 2	10200
	3 a 8	4600 (45%)
Caso 2 Reduccion de tasa	1 a 2	10200
	3 a 4	6500 (64%)
	5 a 8	4600(45%)

En las figura 37 se puede observar la tasa de aceite vs el tiempo para la tasa constante, el caso 1 y 2 y en la figura 38 el aceite acumulado para los mismos casos.

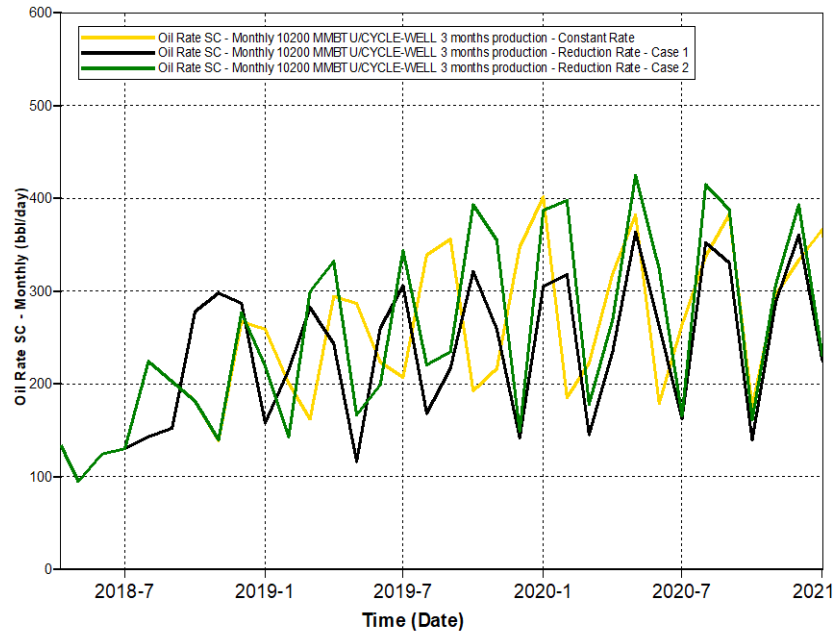


Figura 37. Tasa de aceite: Sensibilidad: Reducción de vapor por ciclo. Computer modelling group, CMG

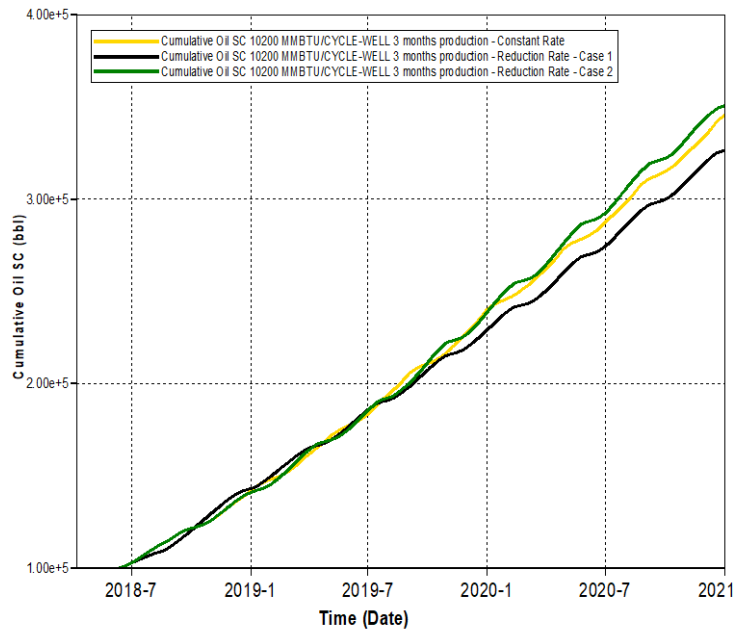


Figura 38. Tasa de aceite: Sensibilidad: Reducción de vapor por ciclo. Computer modelling group, CMG

#### 4.9 Simulación esquema inyección de vapor alternada en pozos horizontales

Para realizar las corridas de simulación de este esquema se utilizaron la misma cantidad de pozos (7 pozos), inicialmente los pozos 1, 3, 5 y 7 empiezan inyectando vapor figura 39 y los pozos 2, 4 y 6 produciendo y posteriormente se realiza el cambio de pozos los pozos que se encontraban inyectando pasa a producir y los productores a inyectar figura 40.

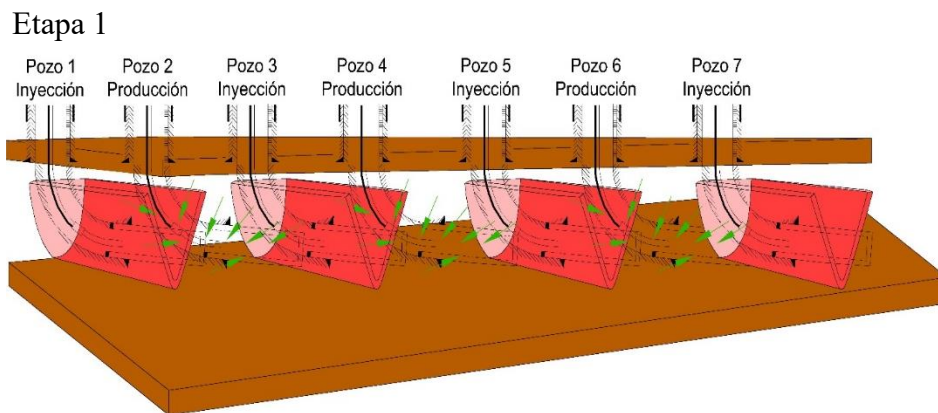


Figura 39 Esquema inyección de vapor alternada en pozos horizontales, primera etapa

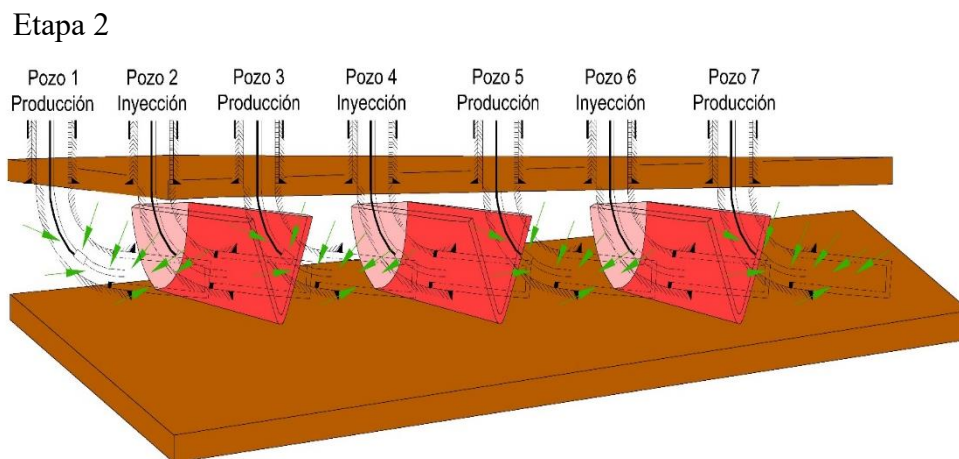


Figura 40 Esquema inyección de vapor alternada en pozos horizontales, segunda etapa

**4.9.1 Ajuste Histórico y Caso base HASD** En el Ajuste Histórico y el caso base de la inyección alternada de vapor en pozos horizontales se observa en las figura 41 y figura 42 que los pronósticos del comportamiento de producción de aceite y agua respectivamente se ajustan de manera favorable a la historia real de producción del campo.

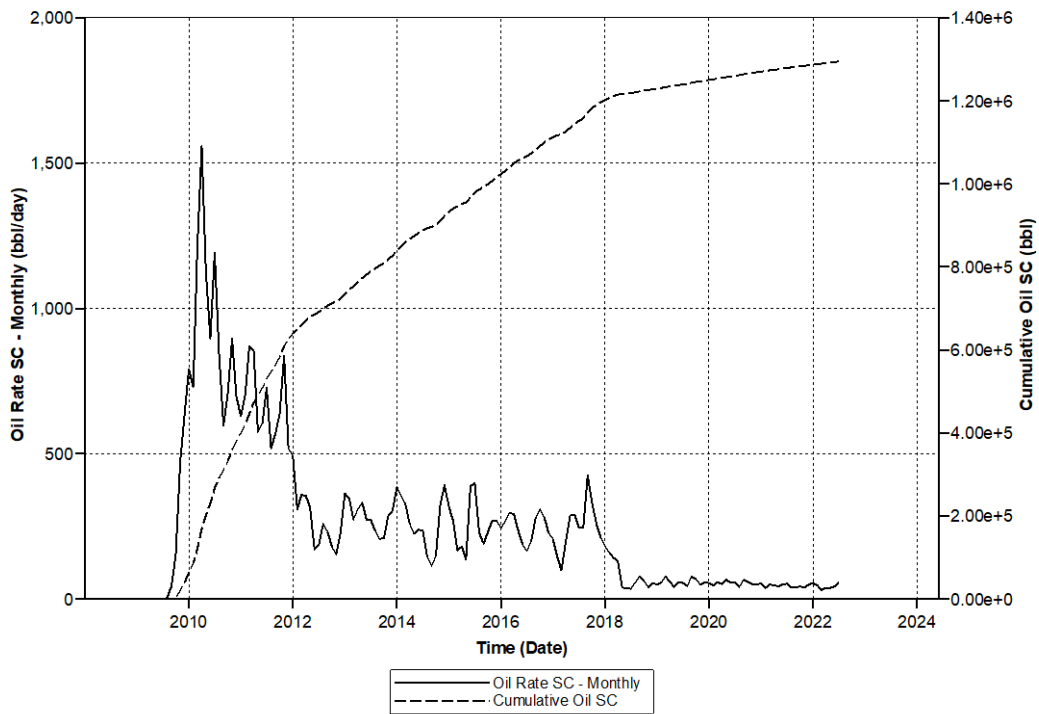


Figura 41 Caso Base comportamiento de aceite-campo. Computer modelling group, CMG

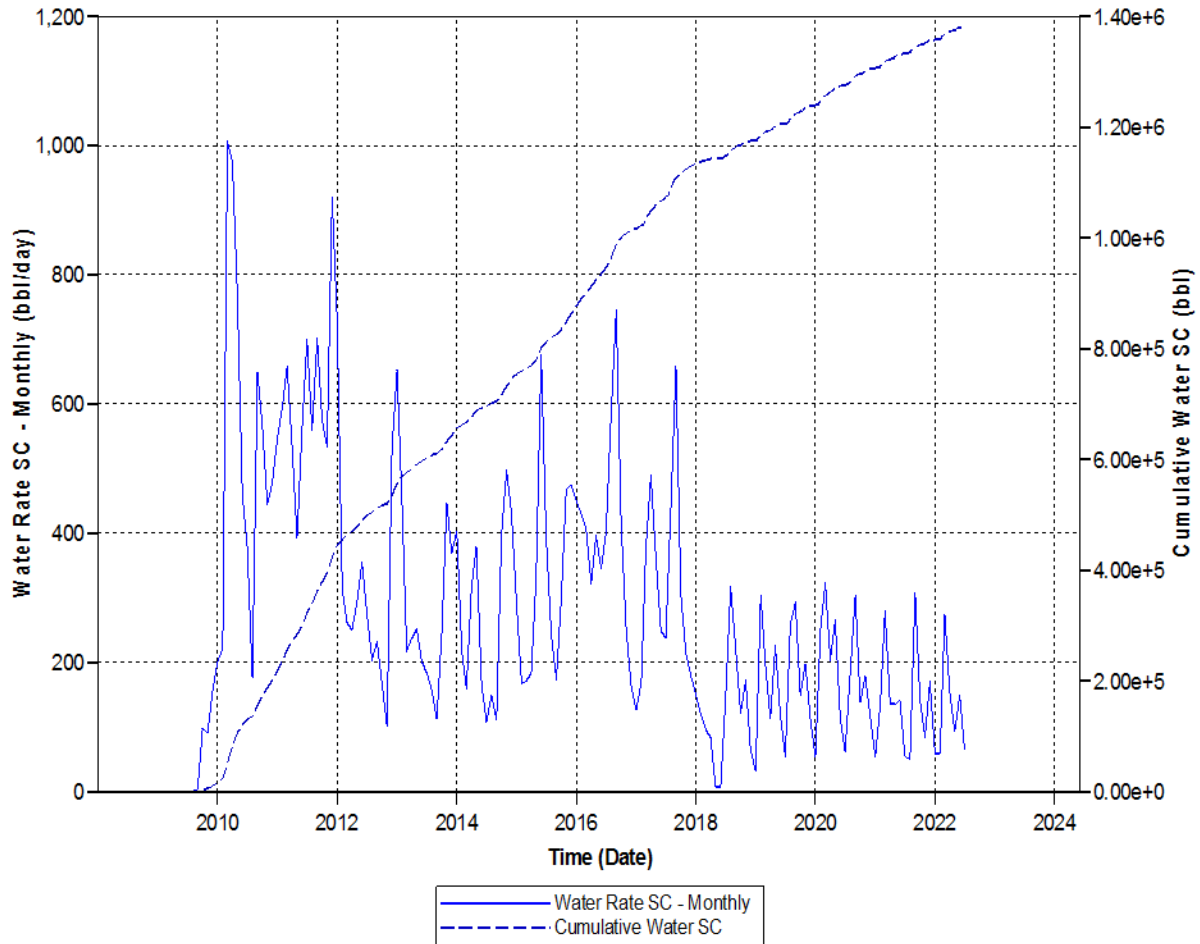


Figura 42 Caso Base comportamiento de agua-campo. Computer modelling group, CMG

Igualmente, el comportamiento del vapor histórico real y la predicción están ajustados (figura40)

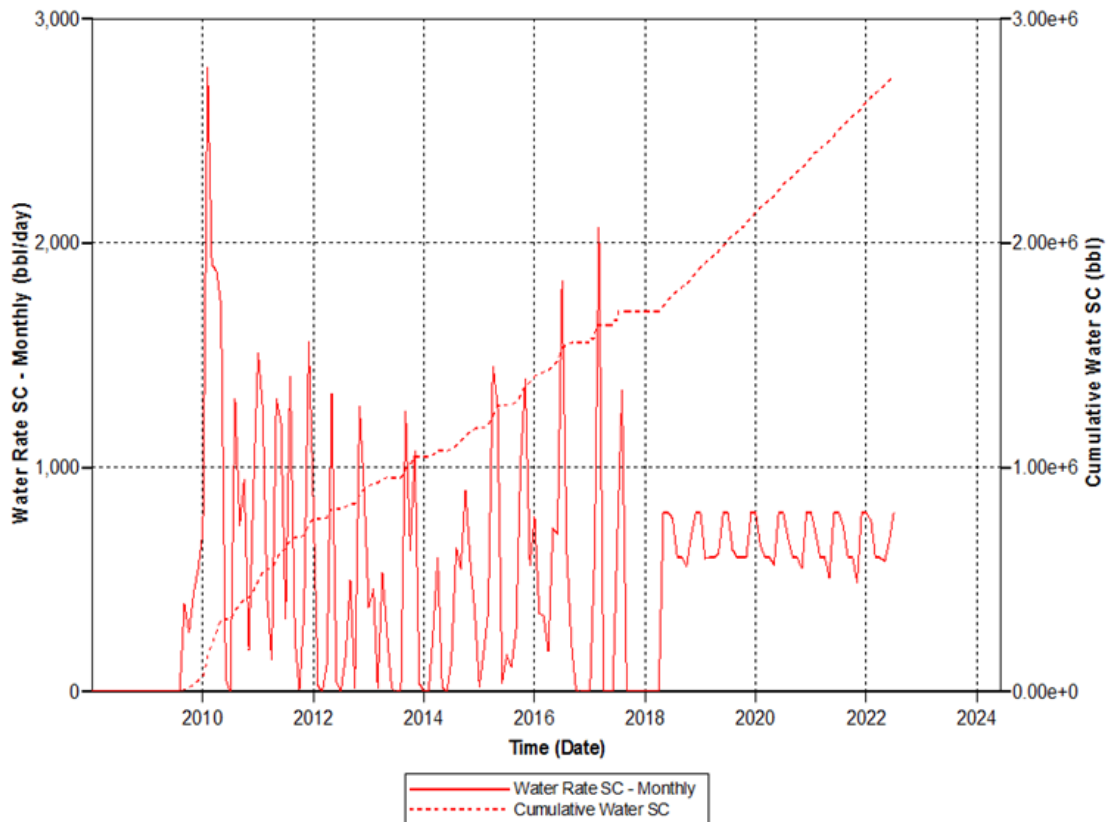


Figura 43 Caso Base comportamiento de vapor. Computer modelling group, CMG

#### 4.10 Análisis de Sensibilidad HASD

Se realizó un análisis de sensibilidad usando simulación numérica a las variables que se consideraron de mayor impacto en el proceso como son la tasa de inyección de vapor y la duración de los periodos de producción e inyección

**4.10.1 Duración del periodo Producción /Inyección** Se evaluó el efecto de la duración de los periodos de producción e inyección, sobre la respuesta en producción del proceso. Esta variable se evaluó a una tasa baja de 200 BWEPPD y a una tasa alta de 1000 BWEPPD, los periodos de duración evaluados fueron de 1,3 y 6 meses respectivamente.

En la figura 44 se puede observar el comportamiento de la tasa de producción de aceite para los diferentes periodos evaluados a una tasa de inyección de 200 BWEPPD. La figura 45 presenta el volumen acumulado de aceite para el periodo de evaluación, esta grafica así como en la tabla 18 se puede observar que el mayor resultado de producción se obtiene en el caso 2 que corresponde a un periodo de producción/ inyección de 3 meses. Mientras que los mayores valores de relación aceite producido vs vapor inyectado se tienen en los casos 2 y 3 con un valor de 0.34 Bbl/ Bbl. Por tanto se puede concluir que a una tasa de 200 BWPD se obtienen los mejores resultados en periodos de producción/ inyección para el HASD de 3 meses.

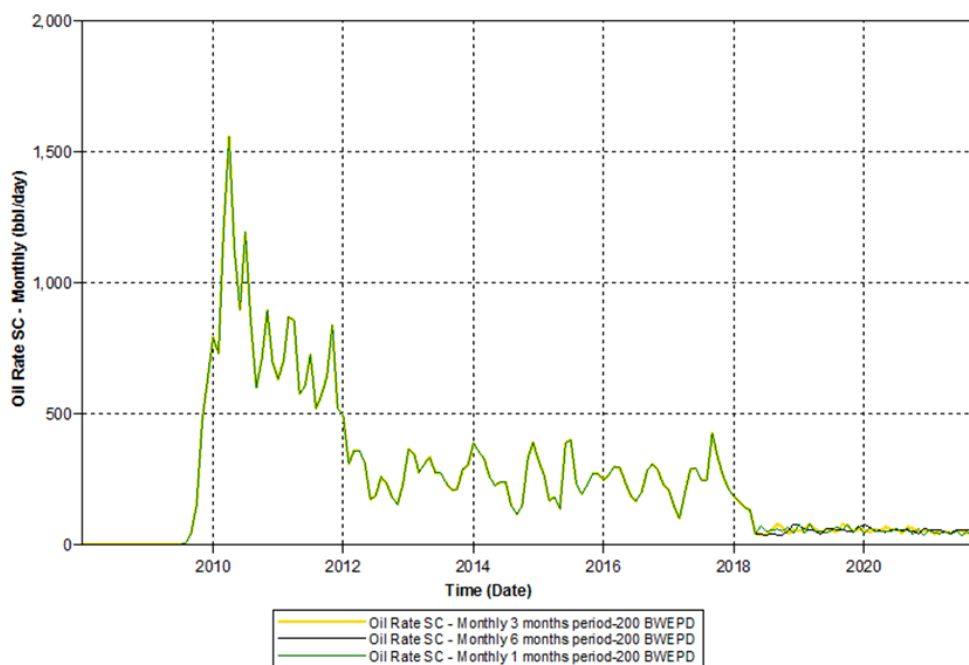


Figura 44 Tasa de aceite. Sensibilidad duración del periodo 200 BWEPPD. Computer modelling group, CMG

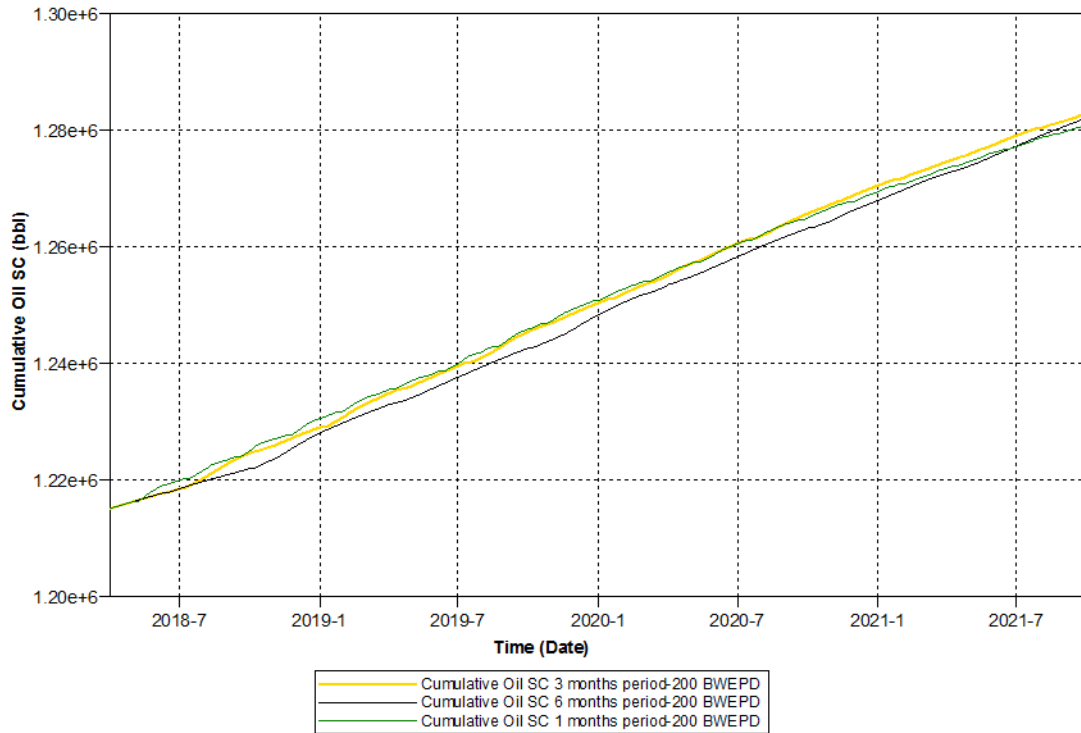


Figura 45. Aceite Acumulado. Sensibilidad duración del periodo 200 BWE PD. Computer modelling group, CMG

Tabla 18.

Resultados sensibilidad Duración del periodo Producción /Inyección (200 BWE PD)

CASO	TASA DE VAPOR (BWE PD)	MESES DE PRODUCCION E INYECCION POR CICLO	CICLOS SIMULADOS	TOTAL BWE	TOTAL MMBTU	PROD ACEITE (KBls) 01-01-2021	PROD ACEITE BWE 01-01-2021	PROD ACEITE (KBls) Promedio ciclo
1	200	1	20	176,930	65,530	54.40	0.31	3
2	200	3	9	163,740	60,644	55.44	0.34	6
3	200	6	5	154,320	57,156	52.91	0.34	11

Por otra parte, en la Figura 46 se puede observar el comportamiento de la tasa de producción de aceite para los diferentes periodos evaluados a una tasa de inyección de 1000 BWE PD. La Figura 47 presenta el volumen acumulado de aceite para el periodo de evaluación, en esta grafica así como en la tabla 19 se puede observar que el mayor resultado de producción se obtiene en el caso 2 que corresponde a un periodo de producción/ inyección de 6 meses. Igualmente, el

mayor valor de la relación aceite producido vs vapor inyectado se tiene en el caso 2 con un valor de 0.14 Bbl/ Bbl. Para este caso, se puede concluir que a una tasa de 1000 BWPD se obtienen los mejores resultados en periodos de producción/ inyección para el HASD de 6 meses.

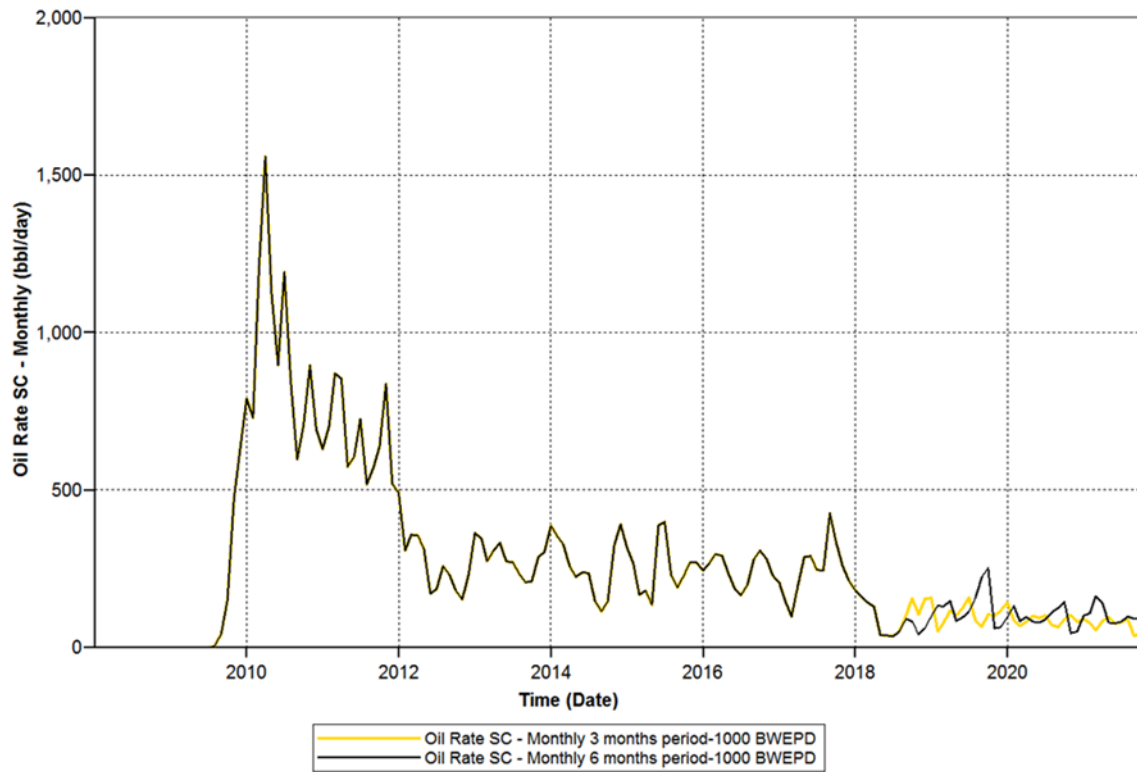


Figura 46 Tasa de aceite. Sensibilidad duración del periodo 1000 BWPD. Computer modelling group, CMG

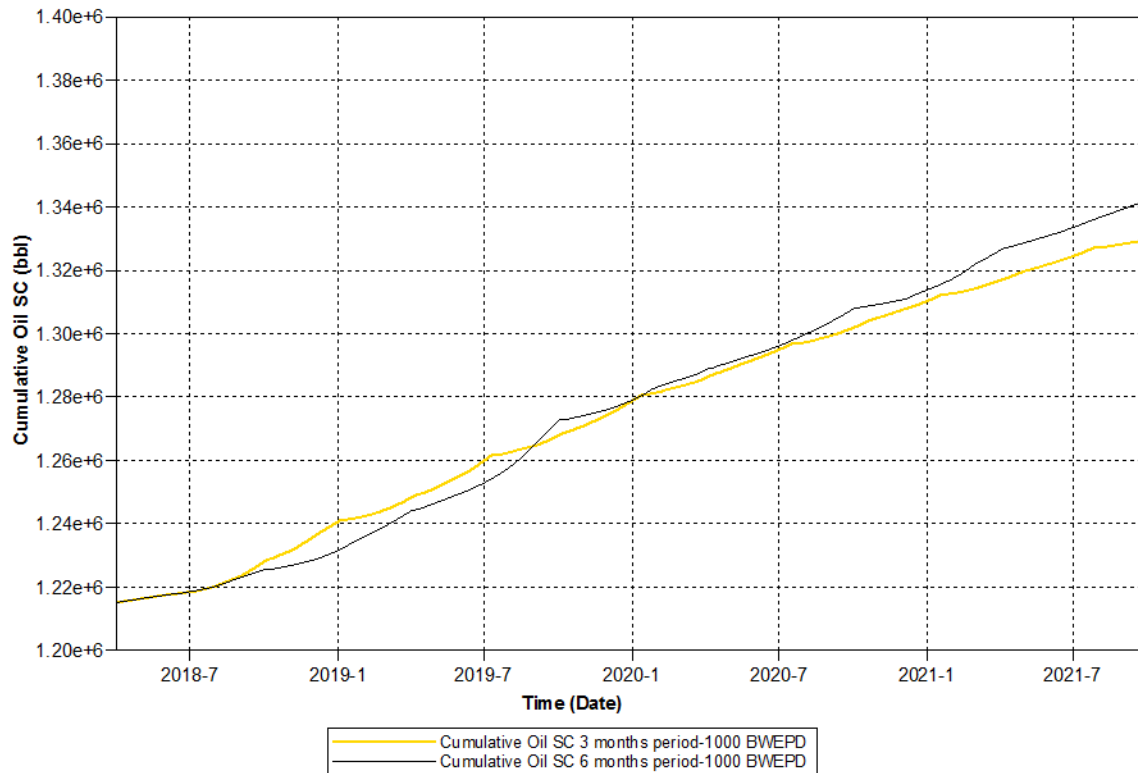


Figura 47. Aceite Acumulado. Sensibilidad duración del periodo 1000 BWEPD. Computer modelling group, CMG

Tabla 19.

Resultados sensibilidad Duración del periodo Producción /Inyección (1000 BWEPD)

CASO	TASA DE VAPOR (BWEPD)	MESES DE PRODUCCION E INYECCION POR CICLO	CICLOS SIMULADOS	TOTAL BWE	TOTAL MMBTU	PROD ACEITE (KBls) 01-01-2021	PROD ACEITE BWE 01-01-2021	PROD ACEITE (KBls) Promedio ciclo
1	1000	3	9	788,760	292,133	95.1	0.12	11
2	1000	6	5	718,240	266,015	98.7	0.14	20

**4.10.2 Tasa de vapor** Se evaluó el efecto de la tasa de vapor, sobre la respuesta en producción del proceso. Esta variable se evaluó a una tasa de vapor de 200, 1000 y 1200 BWEPD y con una duración del periodo de producción /inyección de 3 meses.

En la figura 48 se observa el comportamiento de la tasa de producción de aceite para las diferentes tasas de inyección de vapor 200, 1000 y 1200 BWE PD a un periodo de producción / inyección de 3 meses. La figura 49Figura 45 presenta el volumen acumulado de aceite para el periodo de evaluación, en esta grafica así como en la tabla 20 se puede observar que el mayor resultado de producción se obtiene en el caso 2 que corresponde a una tasa de vapor de 1000 BWE PD. Mientras que el mayor valor de relación aceite producido vs vapor inyectado se tienen en los casos 1 con un valor de 0.34 Bbl/ Bbl.

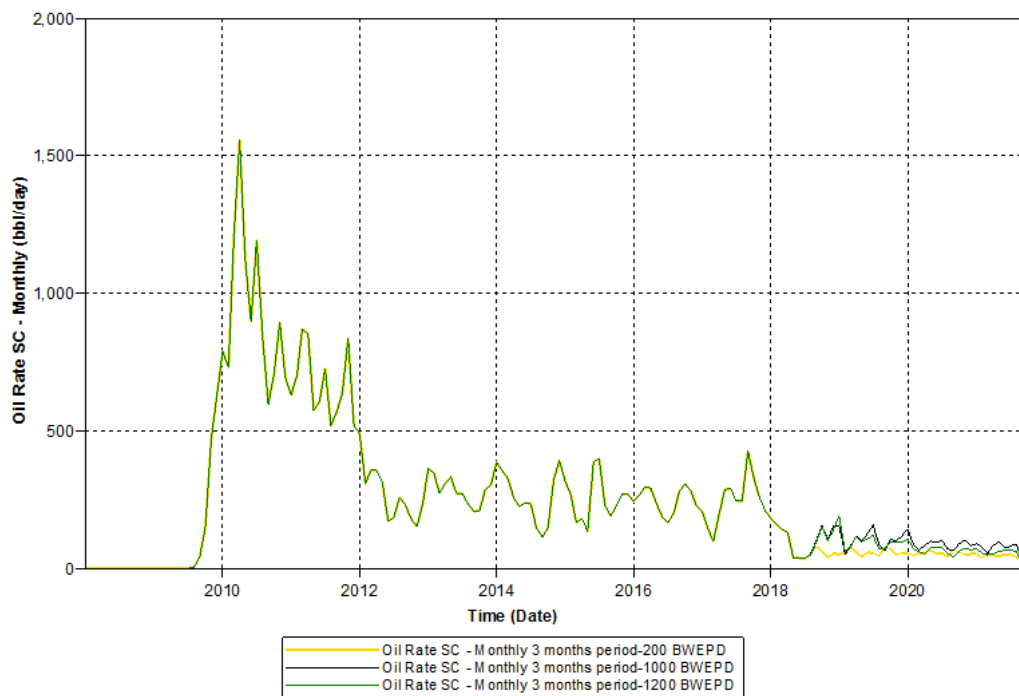


Figura 48 Tasa de aceite. Sensibilidad Tasa de Vapor 3 meses. Computer modelling group, CMG

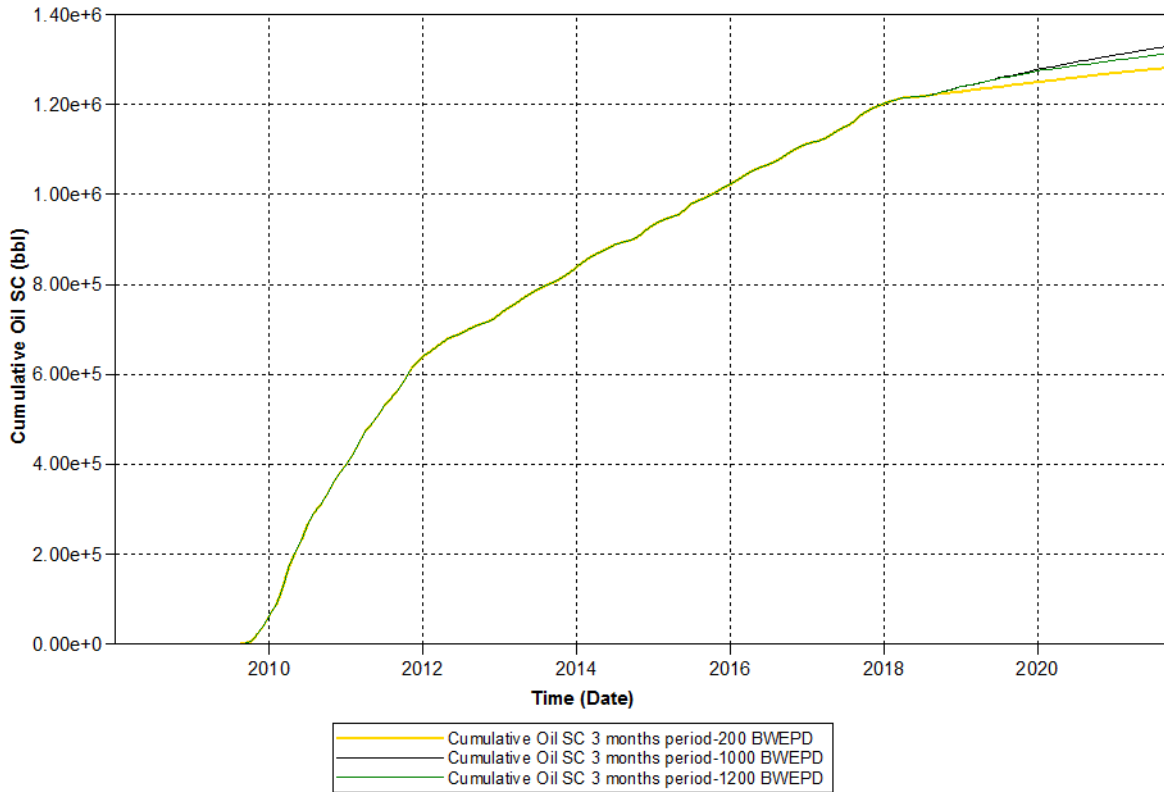


Figura 49. Aceite Acumulado. Sensibilidad Tasa de vapor 3 meses. Computer modelling group, CMG

Tabla 20.

Resultados sensibilidad Duración del periodo Producción /Inyección (3 meses)

CASO	TASA DE VAPOR (BWE PD)	MESES DE PRODUCCION E INYECCION POR CICLO	CICLOS SIMULADOS	TOTAL BWE	TOTAL MMBTU	PROD ACEITE (KBls) 01-01-2021	PROD ACEITE / BWE 01-10-2021	PROD ACEITE (KBls) Promedio ciclo
1	200	3	9	163,740	60,644	55.44	0.34	6
2	1000	3	9	788,760	292,133	95.10	0.12	11
3	1200	3	9	833,410	308,670	83.52	0.10	9

Así mismo, en la figura 50 se observa el comportamiento de la tasa de producción de aceite para las diferentes tasas de inyección de vapor 200 y 1000 BWE PD a un periodo de producción / inyección de 6 meses. La figura 51Figura 45 presenta el volumen acumulado de aceite para el periodo de evaluación, en esta grafica, así como en la tabla 21 se puede observar que el mayor

resultado de producción se obtiene en el caso 2 que corresponde a una tasa de vapor de 1000 BWEPD. Mientras que el mayor valor de relación aceite producido vs vapor inyectado se tienen en el caso 1 con un valor de 0.34 Bbl/ Bbl.

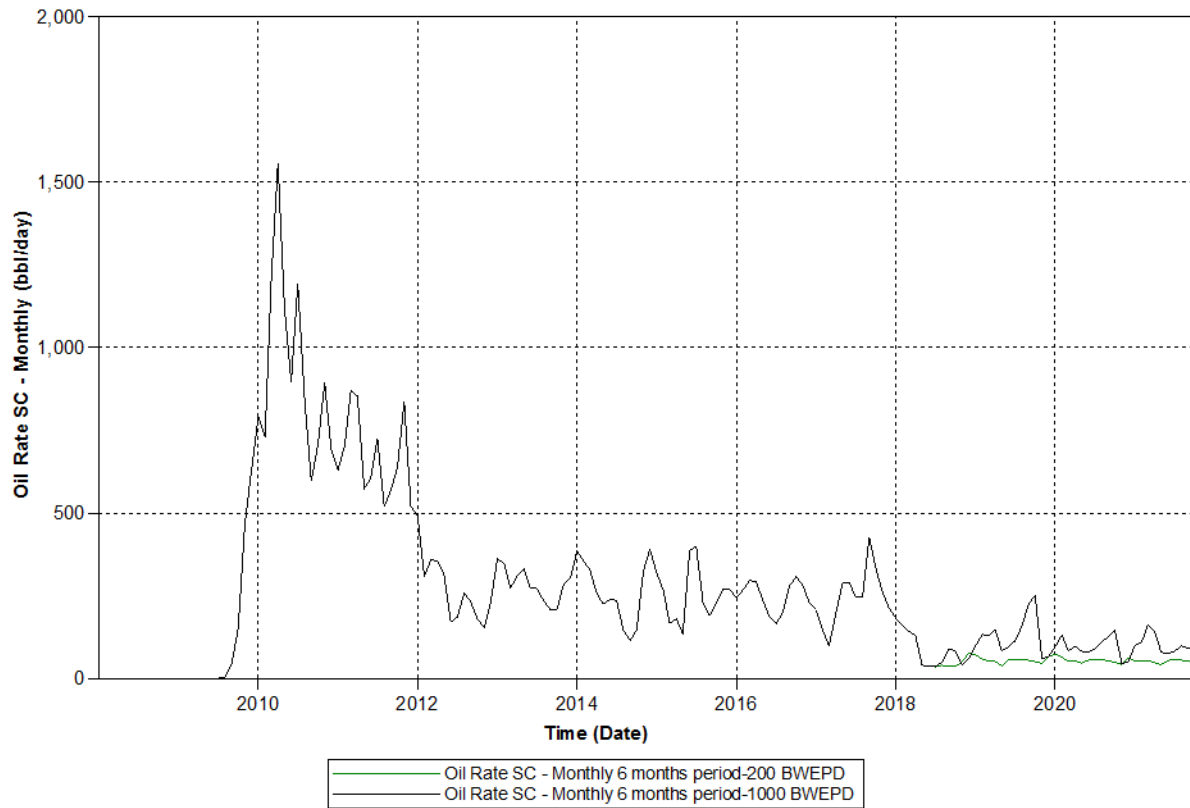


Figura 50 Tasa de aceite. Sensibilidad tasa de vapor 6 meses. Computer modelling group, CMG

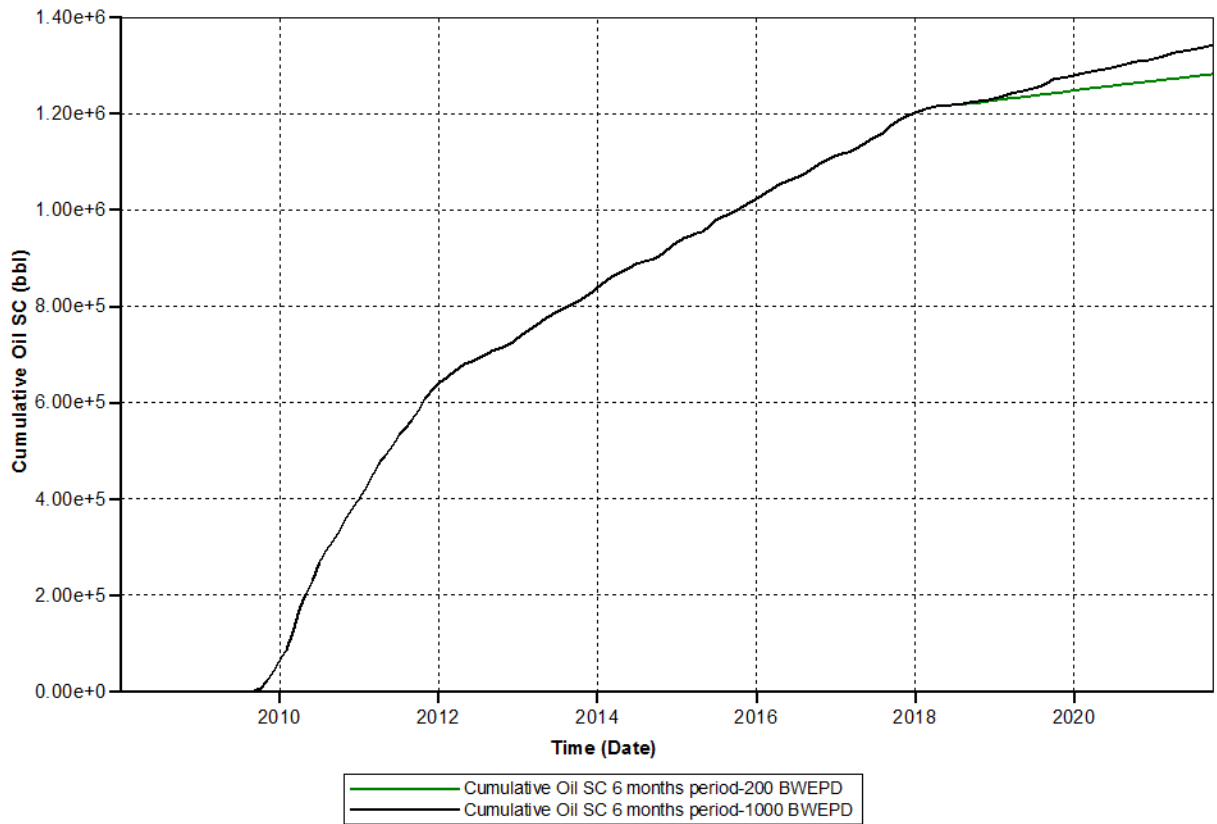


Figura 51. Aceite Acumulado. Sensibilidad tasa de vapor 6 meses. Computer modelling group, CMG

Tabla 21.

Resultados sensibilidad Duración del periodo Producción /Inyección (6 meses)

CASO	TASA DE VAPOR (BWE PD)	MESES DE PRODUCCION E INYECCION POR CICLO	CICLOS SIMULADOS	TOTAL BWE	TOTAL MMBTU	PROD ACEITE (KBls) 01-01-2021	PROD ACEITE BWE 01-01-2021	PROD ACEITE (KBls) Promedio ciclo
1	200	6	5	154,320	57,156	52.91	0.34	11
2	1000	6	5	718,240	266,015	98.70	0.14	20

## 5. Conclusiones

El campo de estudio presenta un proceso maduro de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, caracterizado por una fuerte declinación de la producción y baja eficiencia de la inyección cíclica de vapor

Se uso un sector model con enmallado tipo corner point, en un simulador comercial térmico para evaluar los diferentes esquemas de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales

Se evaluaron los esquemas de inyección secuencial y HASD para el campo de estudio, realizando análisis de sensibilidad a variables como la tasa de inyección, periodo de inyección y producción

Para el campo de estudio se recomienda implementar un esquema secuencial de inyección cíclica de vapor, con una tasa de inyección de 2600 BWE PD, duración del periodo de producción de 7 meses y un periodo de inyección de 11 días

## 6. Recomendaciones

Evaluar el esquema de inyección de vapor alternada en pozos horizontales, incluyendo la perforación de pozos Infill horizontales o verticales que sirvan como inyectoros

Realizar la evaluación económica de los diferentes esquemas de inyección evaluados, con el fin de determinar el que ofrezca mejor beneficio económico

Implementar una prueba piloto en el campo de estudio del esquema seleccionado, con el fin de reducir la incertidumbre asociada a la implementación en una escala comercial

### Referencias Bibliográficas

- Ali, S. M. F. (2015). Practical heavy oil recovery. SM Farouq Ali.
- Alvarado, D., & Bánzer, C. (2002). Recuperación térmica de petróleo. Reeditado y corregido por Rincón M., Adafel C., Caracas Venezuela.
- Bao, Y., Wang, J. Y. J., & Gates, I. D. (2013, June). Optimization of a Vertical-Horizontal Heavy Oil Thermal Operation by using Automated Field-scale Control. In SPE Heavy Oil Conference-Canada. Society of Petroleum Engineers.
- Escobar, E., Valko, P., Lee, W. J., & Rodriguez, M. G. (2000, January). Optimization methodology for cyclic steam injection with horizontal wells. In SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology. Society of Petroleum Engineers.
- Gallant, R. J., Stark, S. D., & Taylor, M. D. (1993, January). Steaming and operating strategies at a midlife CSS operation. In SPE International Thermal Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers.
- Jones, J., & Cawthon, G. J. (1990). Sequential steam: an engineered cyclic steaming method. *Journal of Petroleum Technology*, 42(07), 848-901.
- Joshi, S. D. (1991). Thermal oil recovery with horizontal wells (includes associated papers 24403 and 24957). *Journal of Petroleum technology*, 43(11), 1-302.
- Manual operativo de generación de vapor MA-OPE-023, Mansarovar Energy
- Mendoza, H., Padron, A., & Portillo, F. (1997). Horizontal Well Steam Stimulation: A Pilot Test in Western Venezuela. paper, 129, 27-30.

Wu, S., Yitang, Z., Liqiang, Y., Kequan, Y., Xia, Z., & Li, C. (2005, January). Sequential Multi-well Steam Huff and Puff in Heavy Oil Development. In SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Society of Petroleum Engineers