

**EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA EL INCREMENTO DE LA
EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE VAPOR CÍCLICA PREVIO A LA
INYECCIÓN CONTINÚA EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN POZOS
VERTICALES MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.**

CARLOS ALBERTO BUSTOS ACEVEDO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
BUCARAMANGA**

2019

**EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA EL INCREMENTO DE LA
EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE VAPOR CÍCLICA PREVIO A LA
INYECCIÓN CONTINÚA EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN POZOS
VERTICALES MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.**

CARLOS ALBERTO BUSTOS ACEVEDO

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

DIRECTOR

FABIAN CAMILO YATTE GARZON.

M. Sc en ingeniería de hidrocarburos

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

2019

AGRADECIMIENTOS.

El autor de este proyecto agradece a:

Mi esposa Maria Fernanda Sierra por ser mi inspiración y brindarme su apoyo y amor incondicional durante esta etapa y estar siempre conmigo.

A todas las personas del equipo de E&D de Mansarovar Energy especialmente a Eduardo Lozano y mi director y amigo Fabian Yatte por sus orientaciones, sugerencias y gran apoyo durante el desarrollo de este logro.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO	14
1.1 GEOLOGÍA GENERAL	14
1.1.1 Estratigrafía	16
1.1.2 Geología Estructural	17
1.1.3 Geología del Petróleo	18
1.2 PROPIEDADES DE YACIMIENTO	18
1.2.1 Viscosidad del Crudo	19
1.2.2 Gravedad API	20
1.2.3 Relación Gas – Aceite (GOR)	20
1.2.4 Presión de Saturación	20
1.2.5 Propiedades del Agua	21
1.3 CONDICIONES MECANICAS DE LOS POZOS	21
1.4 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR (CSS)	22
1.5 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION	24
2. EVALUACIÓN DE LOS PRINCIPALES PARÁMETROS QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.	27
2.1 PARÁMETROS DE YACIMIENTO	27
2.1.1 Condiciones Dinámicas	27
2.1.2 Relación petróleo Vapor (RPV)	30
2.1.3 Relación Producción Inyección de Agua (PIR).	31
2.2 PARÁMETROS DE OPERATIVOS	33
2.2.1 Condiciones Mecánicas del Pozo	33
2.2.2 Producción de arena	33

3. ALTERNATIVAS Y/O ESTRATEGIAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.	35
3.1 INYECCIÓN CÍCLICA CONVENCIONAL.	35
3.2 INYECCIÓN DE VAPOR SECUENCIAL.....	36
3.3 INYECCIÓN DE VAPOR INTERMITENTE.	39
3.4 INYECCIÓN DE VAPOR A ALTA FRECUENCIA.	39
4. SELECCIÓN, AJUSTE HISTÓRICO Y CASO BASE DEL SECTOR MODEL DEL CAMPO ESTUDIO.....	41
4.1 SELECCIÓN SECTOR MODEL DEL CAMPO ESTUDIO.....	43
4.2 AJUSTE HISTÓRICO Y CORRIDA CASO BASE DEL SECTOR MODEL.	48
5. SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	56
5.1 CONFIGURACIONES DE LOS PROCESOS PARA OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.	56
5.1.1 Análisis de Resultados.....	59
6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR INTERMITENTE.	65
6.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE DÍAS DE INYECCIÓN PARA CSS INTERMITENTE.	65
6.1.1 Análisis resultados de Sensibilidades	67
7. PROPUESTA PARA APLICACIÓN EN CAMPO.	70
7.1 PLAN DE APLICACIÓN EN CAMPO DE LA CSS INTERMITENTE.....	70
7.2 DIAGRAMA CIRCULAR DE TRABAJO PARA APLICACIÓN DE PILOTOS EN CAMPO.....	72
8. CONCLUSIONES	74
9. RECOMENDACIONES.....	76
BIBLIOGRAFÍA.....	77

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades del agua.	21
Tabla 2. Resultados RPV.	30
Tabla 3 Resultados PIR.	32
Tabla 4. Parámetros para Selección de Candidatos a CSS.	35
Tabla 5. Propiedades Promedio de Modelo Full Field.	48
Tabla 6. Tipos de Roca.	50
Tabla 7. Configuraciones Para Corridas de Simulación.	57
Tabla 8. Variables de Simulación para configuraciones.	59
Tabla 9. Resultados Aceite acumulado- RPV.	62
Tabla 10. Casos de Optimización de la CSS Intermitente.	66
Tabla 11. Resultados Sensibilidad de Tasa de Inyección.	68
Tabla 12. Cronograma Inyectores de CSS Intermitente.	70
Tabla 13. Condiciones Actuales del Sector.	71

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización Campo de Estudio.....	15
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada.....	17
Figura 3. Viscosidad de Crudo para Zona A.	20
Figura 4. Estado Mecánico Campo de Estudio.	22
Figura 5. Etapas de la Inyección Cíclica de Vapor.....	23
Figura 6. Comportamiento pozo Tipo.....	25
Figura 7. Histórico de Presiones.....	28
Figura 8. Registro SFT Pozo 19.....	29
Figura 9. Esquema de Inyección Xinjiang.....	37
Figura 10. Esquema de Inyección Sunset.	38
Figura 11. Esquema de Inyección Cold Lake.	38
Figura 12. Esquema de Inyección alta frecuencia.	40
Figura 13. Metodología de Trabajo.....	42
Figura 14. Distribución de la Tasa de producción actual.	43
Figura 15. Distribución de número de Ciclos de Vapor.....	44
Figura 16. Distribución de Corte de Agua.....	45
Figura 17. Mapa de espesores Netos.....	46
Figura 18. Ubicación del Sector Model.....	47
Figura 19. Modelo Full Field.....	49
Figura 20. Ajuste Histórico Full Field de Producción de Aceite.....	50
Figura 21. Ajuste Histórico Full Field de Producción de Agua.....	51
Figura 22. Ajuste Histórico Sector Model y Caso Base CSS.....	52
Figura 23. Perfil de Presión por arenas (Psi).....	53
Figura 24. Perfiles Fracción de Saturación de Aceite (So) y Viscosidad de Aceite (Cp).....	54

Figura 25. Perfil temperatura (F).....	54
Figura 26. Configuración Procesos de Optimización Convencional.....	57
Figura 27. Configuración Procesos de Optimización Grupal- Total.	58
Figura 28. Configuración Procesos de Optimización Grupal- Total.	58
Figura 29. Resultados de Tasa Promedio Mensual de Aceite (BOPD).....	60
Figura 30. Entalpia Inyectada Acumulada.	61
Figura 31. Resultados de Aceite Acumulado.	62
Figura 32. Perfil de resultados de Saturación de Aceite.	63
Figura 33. Perfil de Resultados de Temperatura.	64
Figura 34. Resultados Sensibilidad de Tasas de inyección.	67
Figura 35. Volumen de aceite vs Entalpia entregada.....	69
Figura 36. Diagrama Circular de Trabajo Piloto en Campo.	72

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA EL INCREMENTO DE LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE VAPOR CÍCLICA PREVIO A LA INYECCIÓN CONTINÚA EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN POZOS VERTICALES MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA*

AUTOR: CARLOS ALBERTO BUSTOS ACEVEDO**

PALABRAS CLAVES: Campo de crudo pesado, Inyección cíclica de vapor, optimización de Inyección cíclica, Simulación numérica.

DESCRIPCION:

La presente Monografía presenta la evaluación de alternativas para el incremento de la eficiencia de la inyección cíclica de vapor, en donde primero se evaluaron los parámetros y condiciones actuales que afectan la eficiencia de la inyección de vapor, se realizó una revisión bibliográfica e indagaciones de alternativas o estrategias que no involucren el uso de aditivos o tecnologías que generen costos adicionales.

La evaluación de estas estrategias se realizó con ayuda del software de simulación numérica de la compañía CMG modulo STARS, por medio de análisis de sensibilidad de variables de respuesta: tasa de inyección, arreglos de pozos y duración de los periodos de inyección / producción en función de las variables objetivo RPV (Relación petróleo / Vapor); producción de aceite, factor de recobro y producción de agua. Con las cuales se pudo identificar la alternativa y/o arreglo óptimo para mejorar la eficiencia actual de la inyección de Vapor.

Finalmente, se propuso un plan para su posible aplicación en campo, el cual incluye cronograma y configuración de inyección.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director. Msc Ing. Petróleos Fabian Camilo Yatte.

RESUMEN

TITULO: EVALUATION OF ALTERNATIVES FOR THE INCREASE OF THE EFFICIENCY OF THE INJECTION OF CYCLICAL STEAM INJECTION PRIOR TO THE STEAM FLOODING IN A HEAVY OIL FIELD IN VERTICAL WELLS BY NUMERICAL SIMULATION*

AUTHOR: CARLOS ALBERTO BUSTOS ACEVEDO**

KEYWORDS: Heavy oil field, Cyclic steam stimulation, Cyclic injection optimization, Numerical simulation.

DESCRIPCION:

This monograph presents the evaluation of alternatives to increase the efficiency of the cyclic steam injection, where in first place where evaluated the current parameters and conditions that affect the steam injection efficiency, a literature review and investigation of different alternatives to optimizes the steam injection or strategies that do not involve the use of additives or technologies that generate additional costs.

The evaluation of these strategies was carried out with the help of a numerical simulation software of the company CMG (module STARS), through a sensitivity analysis of the response to variables: injection rate, well arrangements and duration of the injection / production periods depending on of the RPV target variables (Oil / Vapor ratio); oil production, recovery factor and water production. With which it was possible to identify the most optimal alternative and / or strategy to improve the current efficiency of the steam injection.

Finally, a plan was proposed for its possible application in the field, which includes a schedule and injection configuration.

* Work Degree

** Industrial University of Santander. Physicochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering, Director. Msc Ing. Petroleum Fabian Camilo Yatte.

INTRODUCCIÓN

En un campo de crudo pesado sometido durante su vida productiva a la inyección cíclica de vapor (mayores a 12 ciclos por pozo) con el aumento de los ciclos, estos se vuelven cada vez más ineficientes, disminuyendo el potencial de producción, aumentando el corte de agua y haciendo necesario el uso de mayores cantidades de vapor por ciclo, lo cual se traduce en un aumento de costos de la operación y mayor declinación de producción. La Inyección cíclica de vapor entró en una etapa de maduración, caracterizada por baja presión (menores a 150 psi), baja producción de petróleo y por lo tanto resultados de recuperación deficientes.

La principal alternativa para incrementar el factor de recobro del campo es la implementación de la técnica de inyección continua de vapor, teniendo en cuenta las condiciones actuales del campo como bajas presiones y alta saturación de aceite remanente sin embargo, migrar a esta tecnología requiere altas inversiones de facilidades y estudios técnico-económicos con respuesta de producción a largo plazo. dadas las condiciones actuales del mercado se requieren soluciones prácticas que incrementen la producción y el factor de recobro a corto plazo.

Esta Monografía presenta una investigación de nuevas alternativas o estrategias para la optimización de la inyección de vapor sin involucrar aditivos o tecnologías que generen costos adicionales y así dar soluciones que contribuyan a mejorar la eficiencia de la inyección actual mediante el uso de herramientas de simulación numérica que ayudan a identificar la mejor opción para el Campo de estudio.

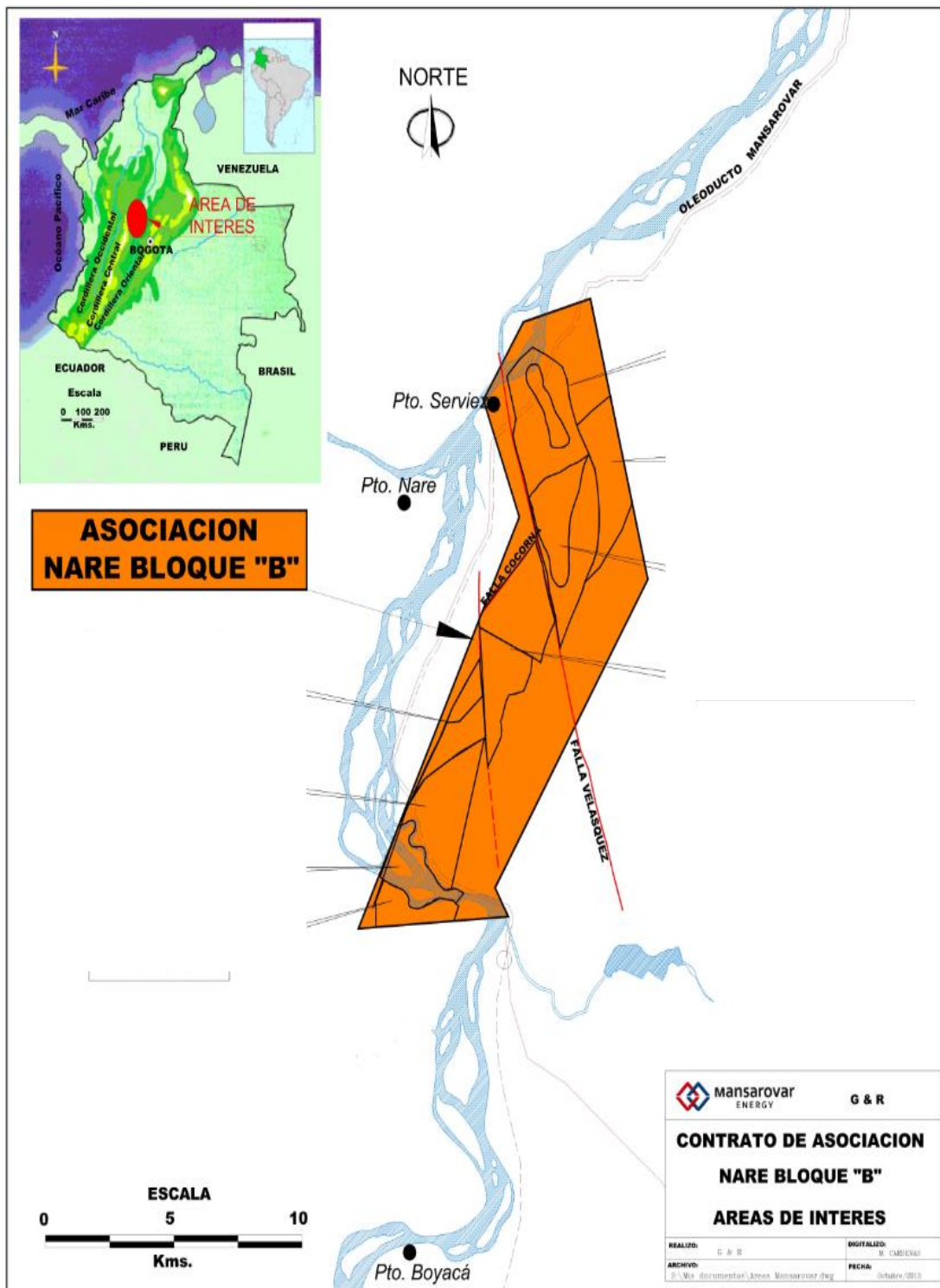
1. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO

El campo de estudio es un campo de crudo pesado (11,5 a 13 API), descubierto por Texaco en 1982, inició su producción en el año 2002 y seis meses más tarde se comenzó con la inyección cíclica de vapor, proceso térmico que involucra la inyección de un volumen de vapor con el fin de aumentar temperatura del yacimiento y disminuir la viscosidad de los fluidos especialmente la del crudo.

1.1 GEOLOGÍA GENERAL.

El Campo de estudio se encuentra ubicado en el borde Suroeste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, entre las cordilleras Central y Oriental (Figura 1). El basamento presente en esta parte de la cuenca está constituido por un complejo de rocas ígneas y metamórficas de edad Pre cretácica, con buzamiento suave hacia el este, sobre el cual se ha depositado una secuencia de sedimentos de origen fluvial constituido por una serie de areniscas y arcillolitas intercaladas, cuya edad se halla comprendida entre el Oligoceno y el Reciente.

Figura 1. Localización Campo de Estudio.



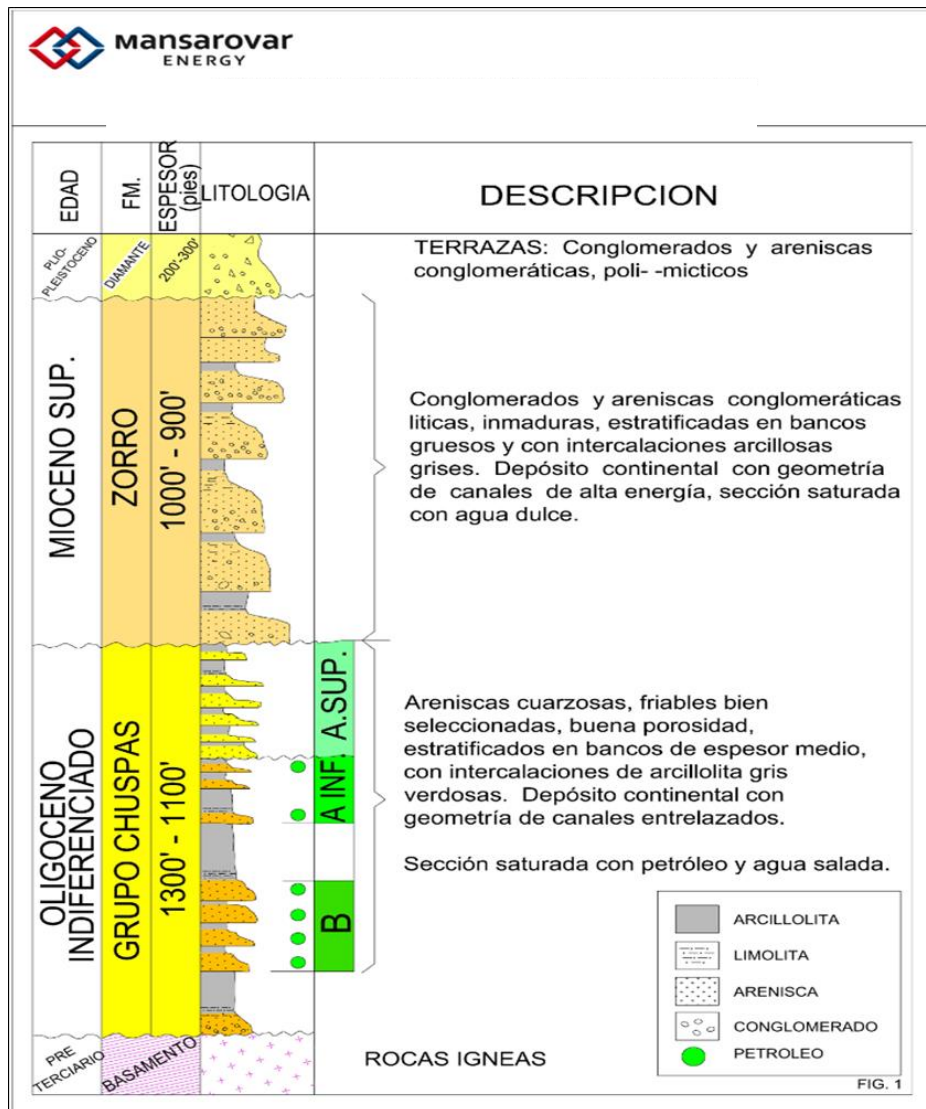
Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo Mansarovar Energy.

Hacia la parte oriental del área de interés la secuencia de sedimentos terciarios alcanza un espesor de alrededor de 3000 pies, mientras que hacia el occidente se reduce notablemente por acúñamiento en la base y por truncamiento de las diferentes unidades hacia el tope.

1.1.1 Estratigrafía. En la Figura 2. Se muestra la columna estratigráfica generalizada del área del contrato, en ella se resumen las principales características litológicas de las unidades presentes. La secuencia sedimentaria presente en esta área comprende una sección inferior pre-Mioceno, que se denominó simplemente “Oligoceno Indiferenciado”, pero que por correlación regional podría corresponder a los denominados Grupos Chorro y Chuspas conocidos ampliamente en la parte norte de la cuenca, dicha sección está compuesta por una serie de areniscas y arcillolitas intercaladas, de origen fluvial, depositada en ambientes de canales de ríos trenzados y meandriiformes. La sección del Oligoceno está generalmente saturada de petróleo y/o agua salada. El espesor de este conjunto puede variar entre 700 y 1000 pies. La sección superior fue denominada Zorro-Diamante, la cual reposa discordantemente sobre la sección descrita anteriormente, compuesta por intercalaciones de areniscas, arcillolitas y conglomerados, normalmente saturados con agua dulce.

Esta unidad puede alcanzar hasta unos 1500 pies de espesor. Por correlación regional a esta sección se le ha asignado una edad Mioceno Superior – Plioceno-Pleistoceno. Dentro de la sección sedimentaria inferior (sección saturada con petróleo y/o agua salada), se estableció operacionalmente dos zonas productoras de hidrocarburos: una zona superior que denominó “Zona A” que puede alcanzar unos 450 pies de espesor y una inferior que llamó “Zona B” con un espesor de 250 pies, separadas por una zona arcillosa que puede alcanzar hasta 250 pies de espesor.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada.



Fuente. Departamento de Exploración y Desarrollo Mansarovar Energy.

1.1.2 Geología Estructural. El estilo tectónico característico del área está constituido por sistemas de fallas de rumbo, unos de dirección NW-SE y movimiento lateral sinistral, al cual pertenecen las fallas de Velásquez-Palagua y la de Chicalá y otros con dirección SW-NE y movimiento lateral dextral, al cual pertenece la Falla de Cocorná. Estos sistemas son de carácter transtensivo, por lo que generan fallas de apariencia normal, que por lo general presentan su bloque hundido hacia la

cuenca. La interferencia de estos sistemas de fallas dio lugar a cierres estructurales de tamaños apreciables, que a la vez favorecieron la acumulación de importantes volúmenes de hidrocarburos (Salamanca 2017).

1.1.3 Geología del Petróleo. Las principales rocas generadoras en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), son las lutitas y calizas de la formación La Luna, presentes en la parte profunda de la cuenca al este de Velásquez. La trampa del campo es de tipo estructural, asociada al bloque bajo de la Falla de Cocorná.

Los reservorios están conformados por areniscas de origen fluvial depositadas en un ambiente de ríos trezados, las cuales presentan porosidades promedio de 28%, permeabilidades promedio en el rango de 600 a 1200 md., y un espesor neto promedio de arenas petrolíferas de 160 pies. En la denominada “Zona A superior” estos cuerpos arenosos tienen espesores que varían entre 2 y 50 pies, separados por estratos arcillosos que van desde pocos pies hasta unos 30 pies de espesor.

En la “Zona A Inferior” y en la “Zona B” los estratos arenosos son más delgados, llegando como máximo a alcanzar 30 pies de espesor y las intercalaciones de estratos arcillosos son más frecuentes y en general de mayor espesor que en la “Zona A” superior. Es común que los cuerpos de arena sean grano decreciente hacia el tope, con arenas conglomeráticas en la base y arenas muy finas hacia el tope. Los sellos están conformados por las diferentes intercalaciones arcillosas dentro de las unidades que conforman el Oligoceno Indiferenciado.

1.2 PROPIEDADES DE YACIMIENTO

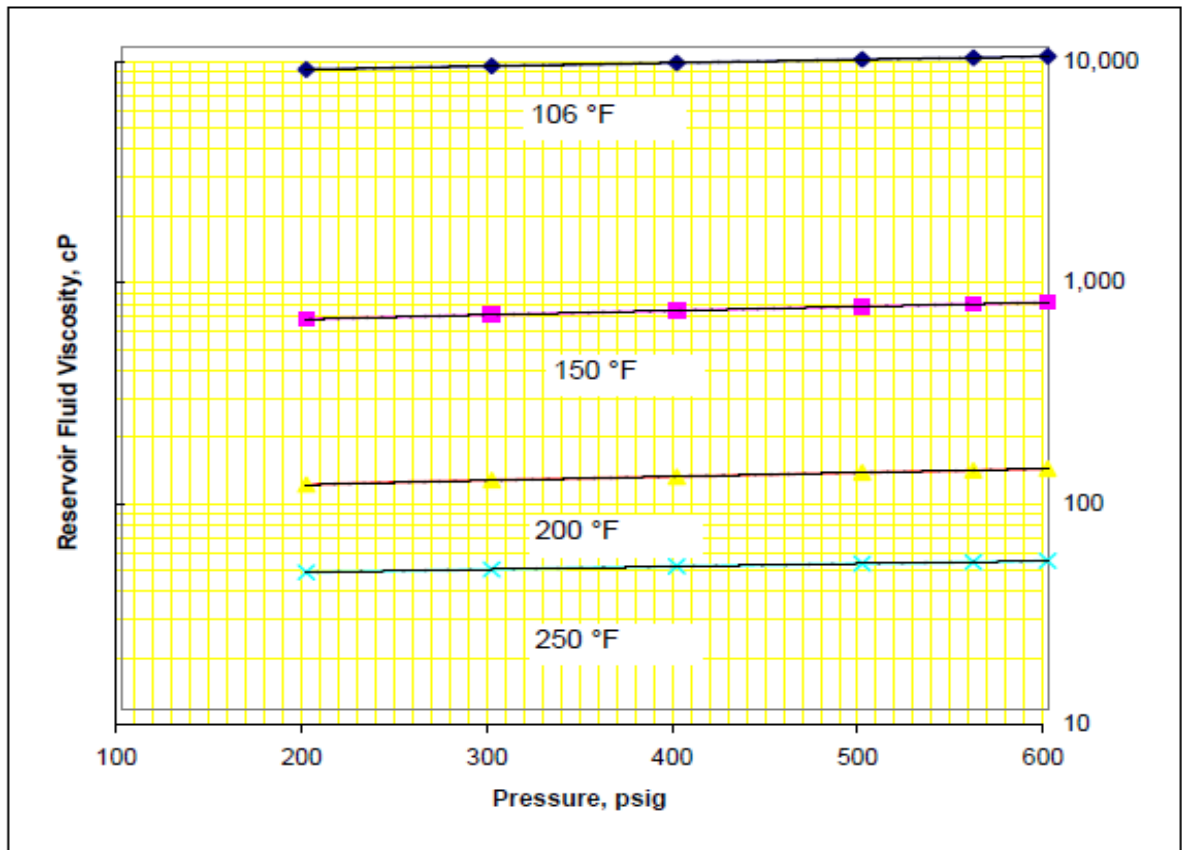
Los yacimientos del Campo estudio corresponden a depósitos continentales, con geometría de canales entrelazados. Estos depósitos, se encuentran a profundidades entre los 1100 ft y 1600 ft (TVD) para los yacimientos de Zona A, y

1600 ft a 2200 ft (TVD) para los yacimientos de Zona B, con presión promedia inicial de 670 psi y 850 psi para Zona A y B respectivamente. La temperatura para Zona A es de 105°F y para Zona B de 115 °F.

El yacimiento está compuesto por areniscas cuarzosas, con porosidades entre 24 y 33% en promedio para Zona A y 20 a 28% para Zona B, estratificadas en bancos de espesor medio (20-45 ft), con intercalaciones arcillosas. Los valores de permeabilidad van desde 200 a 2000 md para zona A y 300 a 700 md para Zona B. Las saturaciones de agua iniciales fueron estimadas en 36% para Zona A y 45% para Zona B, con salinidades entre 5000 a 10000 PPM en promedio.

1.2.1 Viscosidad del Crudo. De acuerdo con los análisis de fluidos - PVT tomados en los pozos del campo de estudio, la viscosidad se encuentra en un rango de 8000 – 10000 cP en Zona A y entre 2000 a 3000 cP en Zona B a condiciones de superficie. El comportamiento de la viscosidad para un crudo de zona A, versus el cambio en la temperatura es presentado en la Figura 3.

Figura 3. Viscosidad de Crudo para Zona A.



Fuente: Análisis de PVT, Departamento de Exploración y Desarrollo Mansarovar Energy.

1.2.2 Gravedad API. La gravedad API del crudo de zona A es de 11.2 °API y 12.6 °API para zona B. De acuerdo con lo anterior y los estándares para clasificación de petróleo, el crudo del Campo de estudio se encuentra clasificado como pesado.

1.2.3 Relación Gas – Aceite (GOR). Según la información de producción, el GOR se encuentra en un valor promedio de 70 scf/bl.

1.2.4 Presión de Saturación. De acuerdo con el análisis de PVTs para zona A, la presión de burbuja está alrededor de los 486 psi y el gas en solución varía de 47 a

2 SCF/STB. Para Zona B la presión de burbuja varía entre 127 y 1000 psi y el gas en solución varía entre 6 a 95 SCF/STB.

1.2.5 Propiedades del Agua. La salinidad del agua de zona A, fue determinada a través de pruebas en el laboratorio al igual que las otras propiedades las cuales se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Propiedades del agua.

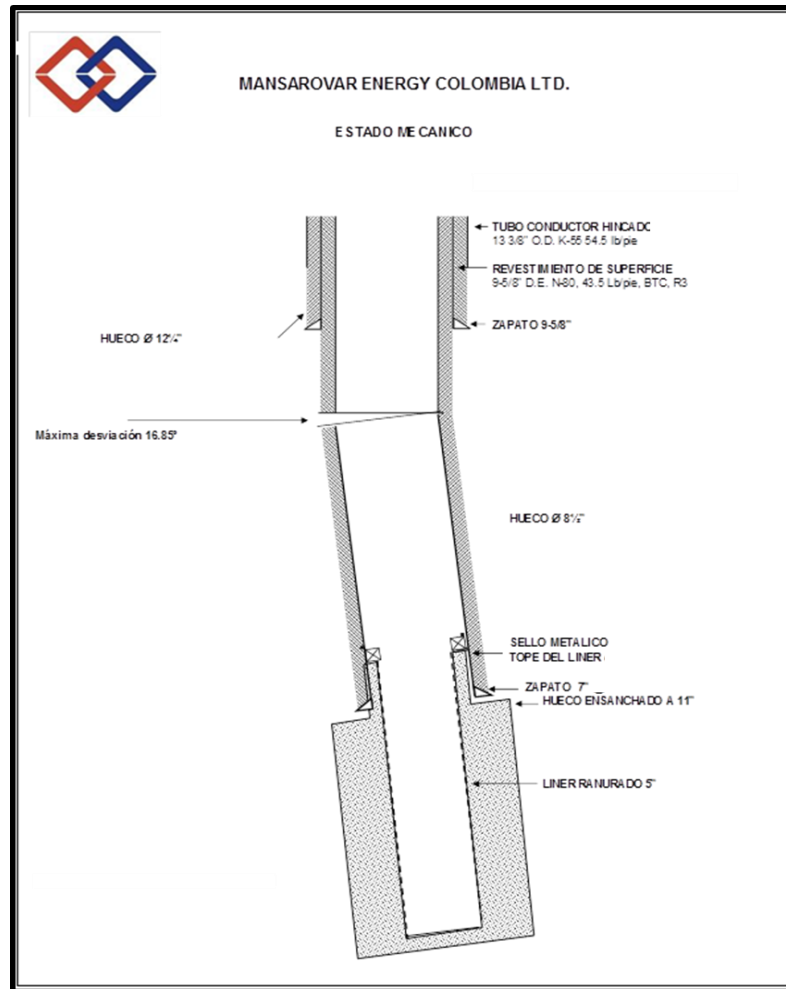
Salinidad	Densidad	Resistividad (Ω m) @ 25 °C
1000 – 5000 ppm	0.99 g/ml	7.6

Fuente. Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy.

1.3 CONDICIONES MECANICAS DE LOS POZOS.

Actualmente el campo de estudio tiene perforados alrededor de 400 pozos convencionales un angulo de desviamiento no mayor a 20° su completamiento está diseñado con revestimiento de superficie de 9 5/8” y revestimiento de producción de 7” con hueco abierto completado con forro (*linner*) ranurado de 5” y empaquetado con grava en hueco ensanchado a 11”, un ejemplo del estado actual de la configuración mecánica de los pozos se puede observar en la siguiente Figura 4. Por la gran cantidad ciclos de inyección de vapor que han sido sometidos estos pozos presentan muchos problemas de producción de arena y fallas en el revestimiento, aumentando así los servicios de reacondicionamiento de pozos.

Figura 4. Estado Mecánico Campo de Estudio.



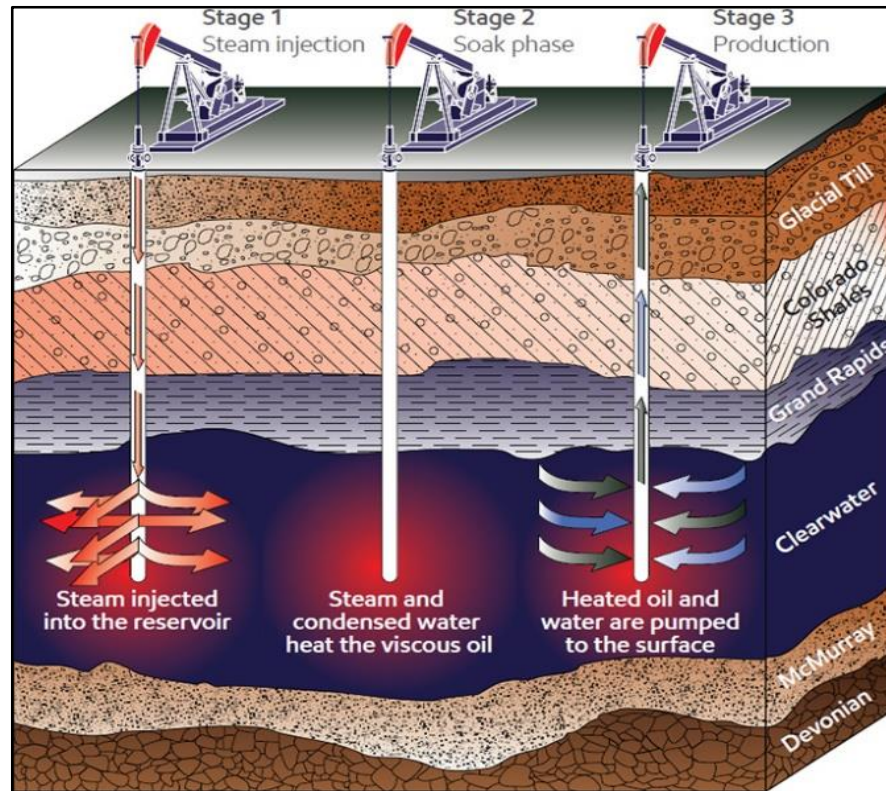
Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo Mansarovar Energy.

1.4 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR (CSS).

Para el campo de estudio desde su inicio de producción fue necesario el uso de la técnica de Inyección cíclica de vapor (CSS, por sus siglas en inglés, *Cyclic Steam Stimulation*) como método de estimulación, la cual consiste básicamente en cerrar un pozo productor de crudo, inyectarlo con vapor de agua a temperaturas de 450 a 600 °F por un periodo de 4 a 5 días (dependiendo de la cantidad de vapor), una vez culminada la inyección el pozo es cerrado y entra en el siguiente periodo

denominado remojo por 3 a 5 días y finalmente pasado este periodo se pone nuevamente en producción¹. (Figura 5)

Figura 5. Etapas de la Inyección Cíclica de Vapor



Fuente: Imperial Oil Company, Cold Lake.

Según Belgrave² la inyección cíclica de vapor (CSS) es una técnica de estimulación que mediante la reducción de la viscosidad y los efectos de limpieza de pozo ayudan a la energía del yacimiento a expulsar el petróleo hacia el pozo. Los factores de recobro de este proceso se encuentran alrededor de 10 a 25 %, por lo general se utiliza esta técnica de precalentamiento para acondicionar el yacimiento para un proceso de Inyección continua.

¹ DOUGLAS, A., & CARLOS BANZER, S. Recuperación Térmica de Petróleo. Caracas 2002. P.5.

² BELGRAVE, John D.M. Steam Injection. [En línea]. [citado el 23 abril 2018* Disponible en <http://www.belgravecorp.com/steam injection>

El comportamiento de este proceso depende en un alto grado de la presión existente en el yacimiento, el calor es utilizado para disminuir la viscosidad del crudo y por ende aumentar su movilidad, pero se requiere cierta energía para que este crudo móvil se mueva hacia el pozo³. Esta técnica ha sido ampliamente utilizada en el campo de estudio, actualmente los pozos tienen en promedio de 12 ciclos de inyección de vapor por pozo.

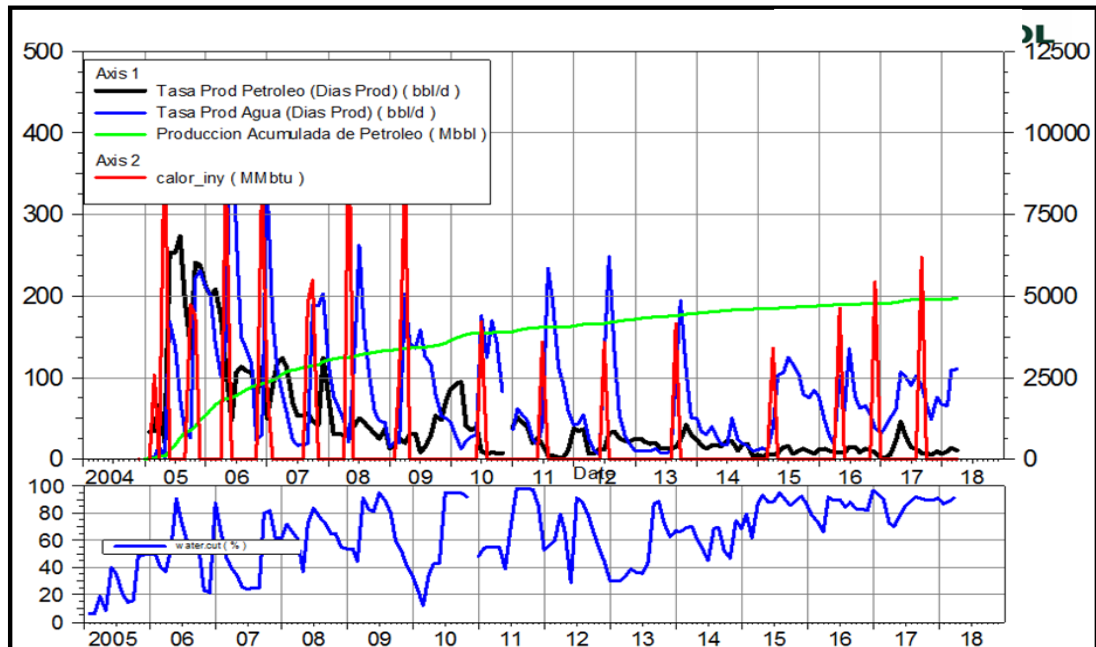
1.5 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION

Como se mencionó anteriormente y teniendo en cuenta las propiedades del fluido, ha sido necesario la aplicación de la inyección cíclica de vapor como mecanismo de producción principal e inicial. Actualmente se presenta una alta declinación de la producción de aceite esta se demuestra principalmente por las bajas presiones presentes, la alta relación arena arcilla, la estratificación y el completamiento de los pozos que son los elementos fundamentales en la disminución de la eficiencia de la inyección de vapor, y por ende en la baja respuesta a producción de aceite a medida que se incrementan los ciclos de inyección.

En la Figura 6 se presentan el comportamiento de un pozo típico, en rojo se observan los ciclos de inyección (MMBTU), en negro la tasa promedio diaria de producción de aceite (BOPD) y en azul la tasa promedio diaria de producción de agua (BWPD), en el cual se evidencia que a partir del 7 ciclo de inyección estos se vuelven cada vez más ineficientes disminuyendo el potencial de producción, aumentando el corte de agua y haciendo necesario el uso de mayores cantidades de vapor por ciclo, lo cual se traduce en un aumento de costos de la operación y mayor declinación de producción.

³ PARTGA Srathi & OLSEN David. Practical Aspects of Steam Injection Processes. Oklahoma 1992. P14.

Figura 6. Comportamiento pozo Tipo.



Fuente: Software OFM, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy.

La principal alternativa para incrementar el factor de recobro del campo es la implementación de la técnica de inyección continua de vapor, teniendo en cuenta estudios de factibilidad realizados por la compañía y las condiciones actuales del campo como bajas presiones y alta saturación de aceite remanente que no ha sido contactado durante la inyección cíclica. Migrar a esta tecnología de inyección continua requiere altas inversiones de facilidades y estudios técnico-económicos, con respuesta de producción a largo plazo.

Actualmente el mercado y la compañía requieren soluciones prácticas y a corto plazo, además se necesitan alternativas que contribuyan a dar soluciones ágiles que ayuden a mejorar la eficiencia de la inyección actual por otro lado, es posible preparar el camino y mejorar las condiciones para la futura aplicación de la inyección continua, ya que con la optimización de la inyección cíclica se genera un mayor depletamiento del yacimiento.

Por lo anterior, se hace necesario la investigación de nuevas alternativas y o estrategias, teniendo en cuenta la problemática anteriormente expuesta, se requiere conocer los principales parámetros que perturban la inyección cíclica y evaluar su grado de afectación.

2. EVALUACIÓN DE LOS PRINCIPALES PARÁMETROS QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.

Como se mencionó al final del capítulo anterior con el paso de los ciclos de inyección de vapor, la eficiencia de estos va disminuyendo y esta se ve afectada principalmente por parámetros de dos tipos: parámetros asociados a las condiciones del yacimiento y los parámetros operativos que se presentan durante la operación de la inyección de vapor.

2.1 PARÁMETROS DE YACIMIENTO.

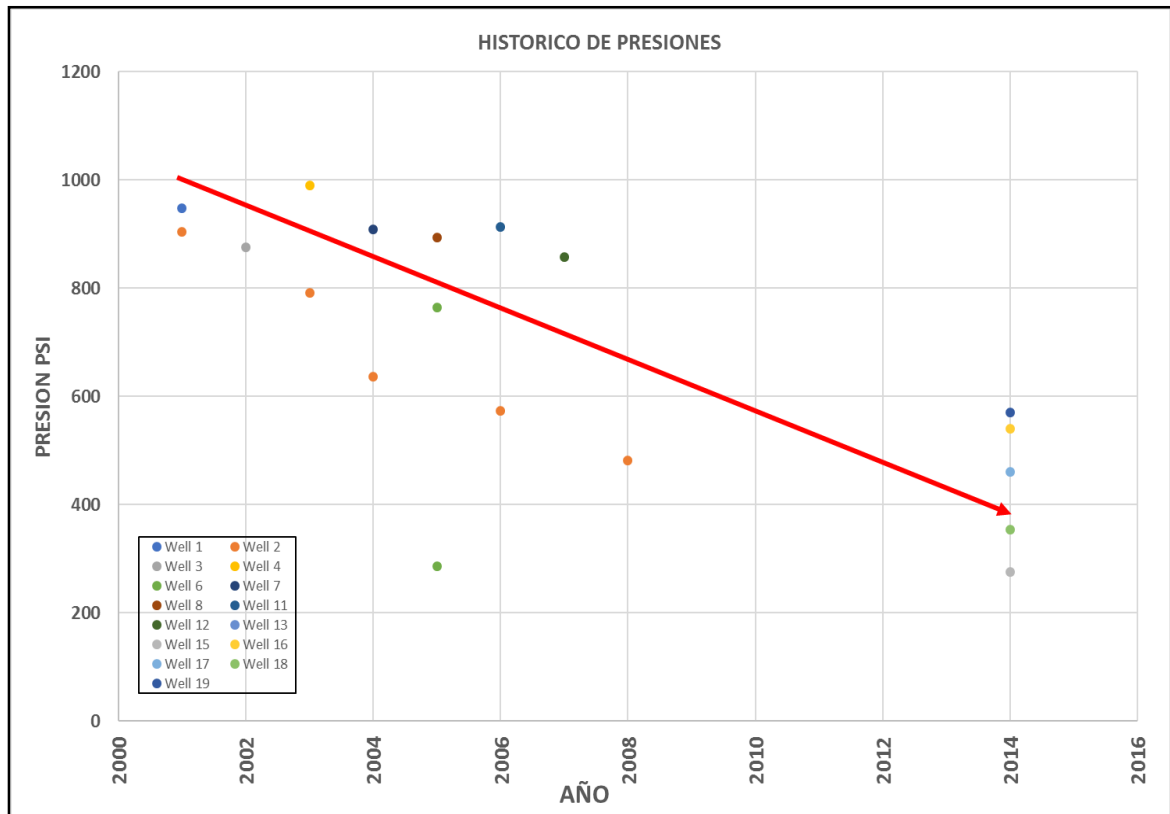
Son los relacionados con las condiciones dinámicas del campo como lo es la presión y la saturación de aceite existente, otro parámetro importante es la relación producción de Aceite /Inyección de vapor, la cual es un indicativo la eficiencia de la CSS y la relación producción fluido / Inyección de vapor que muestra un balance de materia dentro del yacimiento. Los parámetros seleccionados son los que más afectan el proceso de CSS del campo y adicionalmente son cuantificables por tal motivo su selección.

2.1.1 Condiciones Dinámicas. Una de las principales condiciones dinámicas que afecta la inyección cíclica es la presión ya en presencia de bajas presiones el aceite calentado no tendrá la energía necesaria transmitida por la presión, para desplazarse hacia el pozo.

En la siguiente Figura 7, se puede observar el comportamiento histórico de la presión y como actualmente se presentan valores cercanos a los 200 psi, estos valores fueron obtenidos de diferentes resultados durante toda la vida productiva

del campo para diferentes pozos, el valor obtenido es un promedio de todas las secciones registradas.

Figura 7. Histórico de Presiones.

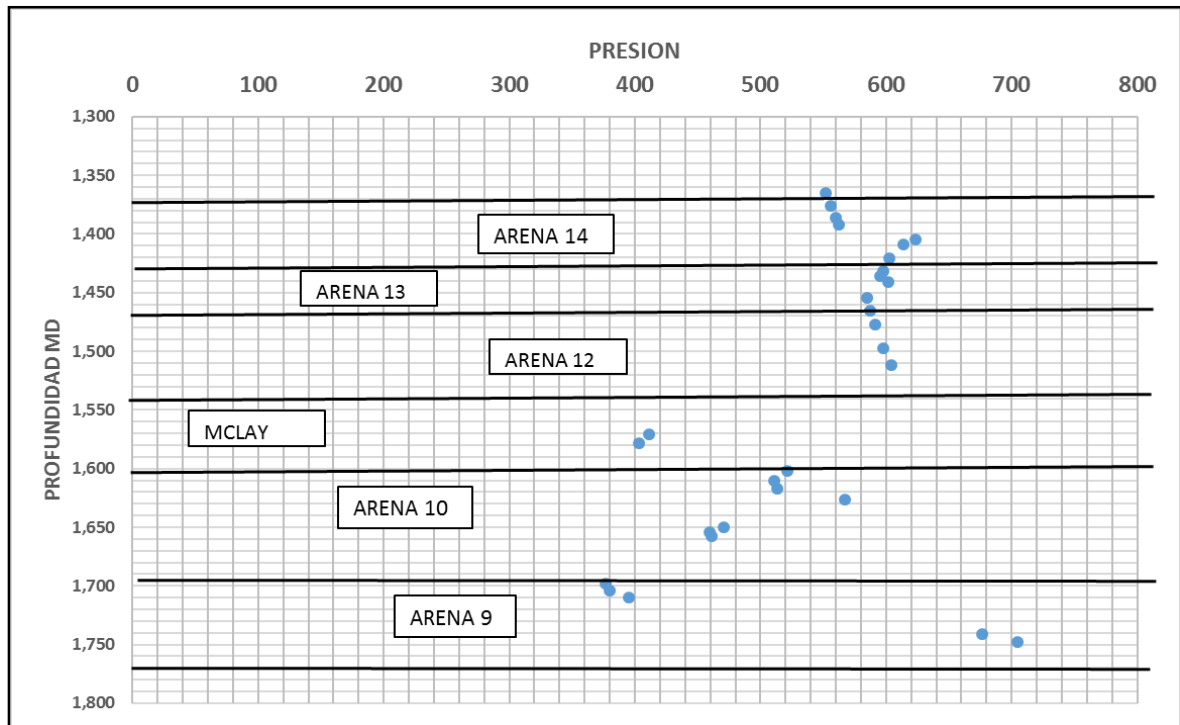


Se puede observar el fuerte depletamiento existente en el campo pasando de una presión promedio de 650° psi a 400° psi, dificultando en un alto grado la respuesta de los últimos ciclos de inyección de vapor, en los últimos datos tomados durante el año 2015, se encontraron arenas de muy baja presión las cuales se encuentran entre los 100 y 200 psi.

Adicionalmente durante la última campaña de perforación durante el 2014, se realizaron registros de formación (SFT por sus siglas en inglés, *Sequential Formation Tester*) los cuales registran presión y temperatura en muestras de pared

de varias secciones productivas del pozo los cuales se muestran en la siguiente Figura 8.

Figura 8. Registro SFT Pozo 19.



Se puede observar la fuerte heterogeneidad vertical existente entre las arenas productivas que atraviesa el pozo, incrementando así la ineficiencia de producción con el paso de los ciclos, ya que se crean canales preferenciales del vapor en las mismas arenas, dejando arenas productivas si poder ser estimuladas por su completamente existente de hueco abierto y empaquetado con grava en los pozos.

Otra condición muy importante para tener en cuenta es la saturación de aceite alrededor del pozo, ya que en el inicio se tenía 0.6 % a 0.7% y por el efecto de la inyección cíclica hace que esta se reduzca y con el paso de los ciclos sea menor el recobro, este efecto podrá ser corroborado en capítulos posteriores.

2.1.2 Relación petróleo Vapor (RPV). Esta relación es una de las más utilizadas en la industria para evaluar la eficiencia de la inyección de vapor, la cual calcula que cantidad de petróleo es recuperado (Bls) por cada MMBTU inyectado.

$$\frac{\text{Barriles de Aceite Produccidos} - \text{Barriles producicon fria}}{\text{MMBTU Inyectados}} \quad (1)$$

Los barriles de producción fría son los barriles que se les amerita a la producción inicial del pozo sin ser sometido a inyección y esta es declinada a lo largo de la vida del pozo y así poder calcular los barriles incrementales que se obtienen por la inyección del vapor. La tabla 2 muestra los resultados de la evaluación del RPV por ciclo para un grupo de pozos del campo de estudio.

Tabla 2. Resultados RPV.

POZO	HISTORICO RPV (BLS/MMBTU)													
	CICLO DE VAPOR													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
POZO 1	3.37	1.11	2.45	4.06		2.28	1.70		0.32	0.75	0.69	0.48		
POZO 2	2.15	4.29	3.97	1.49	1.76	2.03	1.27		0.94	0.58	0.13			
POZO 3			0.20	1.45	1.03	0.98	0.63							
POZO 4	3.18		2.81	0.66	1.79		0.90	0.46	0.12	0.02				
POZO 5	1.55	1.54	0.37	1.31	0.90	1.51	2.91	0.92	1.37			0.79	0.87	0.54
POZO 6	1.48	0.76	1.06	0.94	3.55	2.62		2.27	0.91		0.36	0.76	0.90	0.64
POZO 7		0.64	0.30	1.44		1.14		1.38	0.34	0.62	0.39	0.36	0.14	0.48
POZO 8	1.98	0.94	0.63	1.11	1.40	0.96		1.58	1.00	1.26	1.48	1.09		
POZO 9	1.74	2.84	1.29	2.71		0.82			0.22	0.60	0.80	0.46	0.24	
POZO 10	1.89	1.00	1.30	5.34	1.97	1.63	1.76				0.67	0.15	0.28	
POZO 11	1.51	1.44	1.50		3.37		2.45	0.64	0.36					
POZO 12	2.00	0.47	1.17	0.68	1.62	3.14	3.90	2.06	0.47	0.98	1.67	2.02	0.81	0.23
POZO 13	1.04	4.81	2.69	2.57	2.11		2.36		0.55	0.69	0.67	0.47		0.56
POZO 14	1.38	8.25	5.48	3.23	1.46	1.52			1.06	0.42	0.25	0.54	0.36	
POZO 15	0.54	1.03	2.37	2.41		2.85		2.26			1.22	0.65	0.59	
POZO 16	2.98	1.31	1.97	3.06	3.07						0.46	0.28		
POZO 17	4.21	4.12	2.84	3.03	3.85				0.58		0.37			
POZO 18	1.52	1.87	1.19	1.56			1.61	2.25	1.42	0.78	0.97	0.67	0.42	
POZO 19		2.45	1.15	0.85	0.68	0.38								
POZO 20	1.19	2.59	3.14				0.41		0.63	0.25				
POZO 21	2.84	1.64	2.03	2.02	1.23	1.87	5.75			1.62	1.77	1.38	0.44	0.43
PROMEDIO	2.03	2.27	1.90	2.10	1.99	1.69	2.14	1.54	0.69	0.71	0.79	0.72	0.50	0.48

Con los resultados se puede observar como la eficiencia de los ciclos va disminuyendo con el tiempo pasando de un RPV inicial de 2.25 Bls/MMBTU a 0.51 Bls/MMBTU, es importante aclarar que los volúmenes de inyección por ciclos son de alrededor 5000 MMBTU, con un promedio de 5 a 7 días de inyección de vapor,

alrededor de 5 días de remojo para finalizar con un periodo de 10 meses de producción.

Con base en los resultados obtenidos se puede observar el alto grado de deficiencia en el cual se encuentran la mayoría de los pozos del campo, disminuyendo en un 20% la eficiencia por ciclo. Esta ineficiencia es de tipo energético ya que con el tiempo con el mismo calor inyectado (MMBTU) se produce menos aceite.

2.1.3 Relación Producción Inyección de Agua (PIR). Otra relación utilizada en la industria para la evaluación de los proyectos de inyección de vapor es la relación entre el agua producida y el agua equivalente inyectada por ciclo, ya que por medio de esta se puede realizar un balance de materia de producción inyección para cada ciclo de inyección.

$$\frac{\text{Barriles Barriles de Agua Producida}}{\text{MMBTU inyectados} * 2.7} \quad (2)$$

El factor de 2.7 de la ecuación 2 es un factor para convertir los MMBTU a Bls de agua equivalente, este se obtiene a partir de varias consideraciones entre ellas la más importante una calidad de vapor de 80%

Para obtener un balance se necesita valores de PIR de uno o superiores, ya que valores inferiores demuestran que parte del agua inyectada, cuando se condensa se queda en la cara del pozo haciendo más difícil la estimulación del pozo, pues en el siguiente ciclo gran parte de la energía transmitida por el vapor se perderá calentando esta agua que no se produjo y por ende disminuirla la eficiencia de la inyección.

Con valores de PIR superiores a uno se demuestra que se está produciendo más agua de la que se inyecta por ciclo, es importante aclarar que cuando este valor es

muy alto significa que existe algún tipo de problema asociados a intrusión de agua por causa natural del yacimiento o mecánica de los pozos, generando grandes aportes de agua las cuales afectan en un alto grado la eficiencia de la inyección.

Por los motivos expuestos anteriormente este parámetro es de vital análisis para el control y monitoreo de la eficiencia de la inyección. Se realizó la evaluación del PIR por ciclo para el mismo listado de pozos, los cuales se muestran en la siguiente Tabla 3.

Tabla 3 Resultados PIR.

POZO	HISTORICO PIR (BLS/BLS)													
	CICLO DE VAPOR													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
POZO 1	0.42	1.19	1.37	2.54	2.47	1.70	2.44	1.57	1.12	1.11	1.60	1.15	1.93	
POZO 2	0.75	1.94	2.85	1.69	2.20	2.12	1.18	1.51	0.90	1.22	1.04			
POZO 3	6.24	7.56	4.74	13.24	5.25	5.63	3.97	3.49						
POZO 4	0.74	2.18	1.14	1.46	2.33	3.91	1.86	2.92	1.30	0.41				
POZO 5	0.34	0.99	0.54	1.26	0.80	2.57	2.88	1.43	2.00	6.37	2.49	0.88	1.15	0.92
POZO 6	0.28	0.55	0.89	1.00	2.80	3.05	1.43	2.40	1.84	3.28	0.48	1.04	1.43	2.96
POZO 7	0.50	0.54	0.86	3.12	0.97	2.38	1.97	1.53	0.26	0.75	0.64	0.70	1.82	2.27
POZO 8	0.24	0.37	0.59	1.08	1.63	1.24	1.76	0.81	3.00	2.88	0.62	1.50	1.09	
POZO 9	0.35	0.45	0.73	1.43	3.60	1.69	2.59	6.35	0.61	1.17	1.28	2.19	5.06	
POZO 10	0.25	0.21	0.89	1.72	1.38	2.98	1.51	2.93	3.30	1.78	1.57	1.46	1.74	
POZO 11	0.42	1.03	0.54	5.62	2.18	6.07	3.27	2.77	1.88					
POZO 12	0.64	0.58	1.19	0.79	1.76	4.67	2.00	1.08	1.89	1.84	1.49	1.17	1.20	0.67
POZO 13	0.68	0.91	0.96	1.41	1.48	7.82	6.15	3.38	0.75	1.54	1.52	1.39	13.87	2.88
POZO 14	0.42	1.85	1.68	1.71	0.81	0.94	2.93	3.41	1.58	0.51	0.44	0.93	1.06	5.16
POZO 15	0.08	0.29	1.39	1.36	3.01	1.28	2.20	1.79	2.31	2.55	1.99	2.58	1.28	
POZO 16	0.76	0.67	1.15	1.05	0.84	5.46	3.22	5.53	2.61	3.70	1.61	1.05		
POZO 17	1.59	0.91	1.04	1.14	1.64	3.89	3.70	5.95	0.77	4.12	1.75			
POZO 18	0.71	0.72	0.45	1.22	1.45	4.79	2.90	3.73	2.54	1.25	1.13	1.24	1.88	13.16
POZO 19	3.47	2.47	2.04	2.75	3.85	1.27								
POZO 20	0.51	1.83	0.98	8.32	9.84	4.74	2.48	2.73	2.16	1.56				
POZO 21	0.95	0.62	0.64	0.82	1.33	1.28	2.90	3.63	5.19	2.74	3.12	3.47	1.98	1.21
PROMEDIO	0.97	1.33	1.27	2.61	2.46	3.31	2.67	2.95	1.89	2.15	1.42	1.48	2.73	3.65

El promedio de los resultados muestra como el balance de agua se ha ido perdiendo con el paso de los ciclos pasando de 0.97 Bls/Bls para el primer ciclo hasta llegar a 3.65 Bls/Bls en el ciclo 14, actualmente se tiene desbalance promedio de 4 Bls/Bls lo que significa que por cada barril de agua equivalente que se inyecta se producen 4 barriles de agua. Esta condición dificulta de gran manera la eficiencia de la

inyección cíclica ya que se está dejando en yacimiento una gran cantidad de volumen, lo cual significa que se necesitaran mayores cantidades de vapor para poder estimular la misma zona en los ciclos posteriores.

2.2 PARÁMETROS DE OPERATIVOS.

Otros parámetros importantes para evaluar son los de tipo operativo, estos son los relacionados con los posibles problemas presentados durante la operación de producción de aceite, los más importantes son la producción de arena y las condiciones mecánicas de los pozos.

2.2.1 Condiciones Mecánicas del Pozo. Debido a la gran cantidad de ciclos a los que han sido sometidos los pozos, estos tienden a tener problemas de integridad (Fugas, colapsos, daños entre otros) tanto en el revestimiento como en liner, durante varios servicios a los pozos se ha podido identificar que el 30% de los pozos presentan este tipo de problema. Los cuales disminuyen la eficiencia de la inyección cíclica ya que mecánicamente los pozos no son óptimos para la producción e inyección.

Las condiciones mecánicas actuales son muy difíciles de atacar ya que se necesitaría realizar trabajos de reacondicionamiento para una gran cantidad de pozos lo cuales no son viables económicamente en la actualidad para la compañía.

2.2.2 Producción de arena. Un efecto negativo que se obtiene cuando las condiciones mecánicas se deterioran es la alta producción de arena, esta genera taponamiento en las arenas productoras bloqueando así la posible estimulación y producción de estas, adicionalmente genera daños en el sistema de levantamiento artificial utilizado (PCP o BM) por abrasión.

Actualmente se tiene que un 30% de los pozos presentan alta producción de arena en los cuales se tienen más de 50 pies de arena productora tapada, debido a estas restricciones, ocasiona que los pozos produzcan con menor capacidad de bombeo para evitar pegas y daños en bombas por lo tanto limita la capacidad de producción,

Existen otros factores que afectan la eficiencia el vapor como lo son la calidad, equipos utilizados y líneas en superficie, sin embargo, este trabajo se enfocara en contrarrestar los efectos a nivel de yacimiento (baja presión y canalizaciones de vapor).

3. ALTERNATIVAS Y/O ESTRATEGIAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.

Basados en los resultados obtenidos de los distintos parámetros que afectan la eficiencia de la inyección cíclica se puede concluir que el campo se encuentra en un periodo de maduración de la CSS, por lo cual se hace necesario buscar nuevas alternativas y/o estrategias que ayuden a mejorar estos parámetros y así mejorar la eficiencia de la inyección cíclica sin el uso de nuevos aditivos, tecnologías y trabajos que generen costos adicionales a la operación.

3.1 INYECCIÓN CÍCLICA CONVENCIONAL.

Como se expuso anteriormente esta técnica es la utilizada para el recobro del campo durante toda su vida productiva, la estrategia de inyección utilizada consiste básicamente en inyectar los pozos cuando sus parámetros de producción, PIR y BSW muestren que es necesario; se maneja un rango expuesto a continuación:

Tabla 4. Parámetros para Selección de Candidatos a CSS.

Parámetro	Rango
Producción	<25 Bopd
PIR	>1.0
BSW	<70%

Estos parámetros fueron obtenidos basados en la experiencia, debido a la gran cantidad de ciclos utilizados por pozo, otros parámetros de gran importancia son la temperatura reportada en cabeza de pozo, la cual no puede ser mayor a los 200 F, sumergencias y problemas puntuales de cada pozo (alta producción de arena, daños entre otros). Mensualmente se inyectan alrededor de 30 pozos repartidos a

lo largo de todo el campo de manera aleatoria dependiendo de la localización de los generadores.

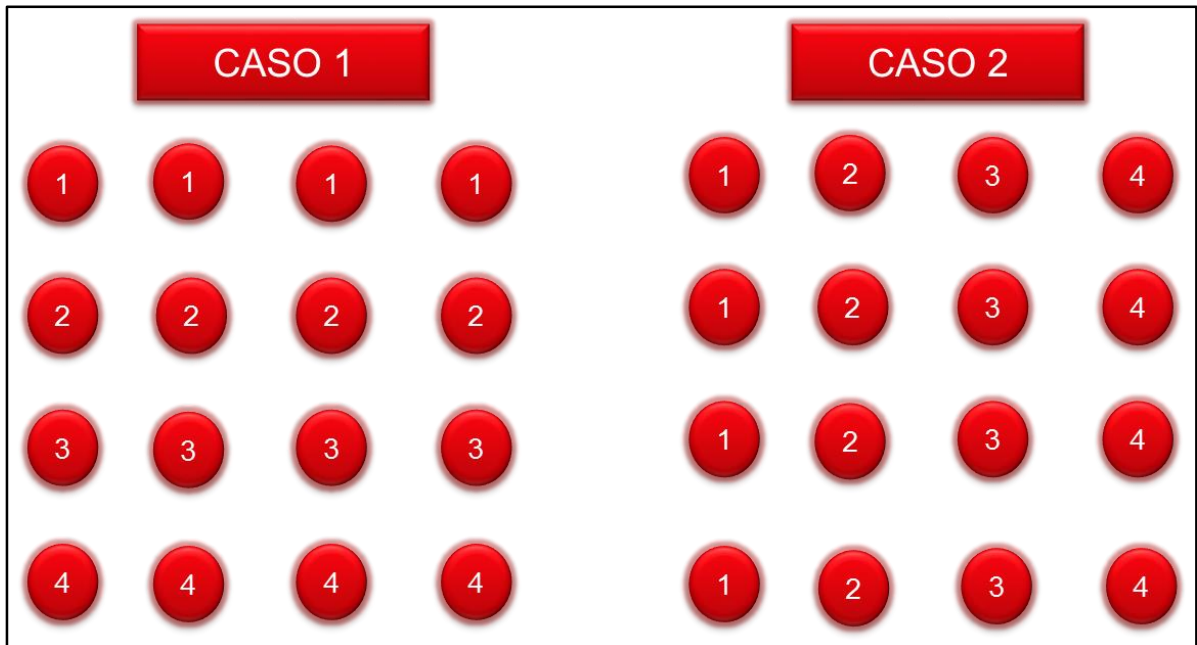
3.2 INYECCIÓN DE VAPOR SECUENCIAL.

Esta estrategia consiste en que pozos de un mismo sector se inyectan, entran en periodo de remojo y producción al mismo tiempo en diferentes arreglos ya sea lineal o grupal dependiendo del desarrollo geológico de las arenas en el campo, el cual consiste principalmente en poder focalizar el vapor (Temperatura) en una misma área o zona aprovechando la geología existente.

Esta estrategia fue descrita y aplicada por varios autores en pruebas de campo, con resultados satisfactorios los cuales serán expuestos a continuación. W. Shuhong⁴, desarrollo un estudio de optimización de la inyección cíclica de vapor mediante la inyección secuencial la cual consistió en que algunos pozos fueron sometidos a inyección, remojo y producción secuencialmente o al mismo tiempo esta secuencia se puede observar en la Figura 9. El esquema consiste en que los pozos enumerados con el mismo número son sometidos al mismo tiempo a los diferentes periodos de la CSS, inyección, Remojo y producción. Esta práctica fue aplicada en un sector del campo Xinjiang de China, con incrementos en el recobro de aceite entre 5-7% para 9 pozos de 4 patrones.

⁴ SHUHONG W. et al, (2002). Sequential Multiwell Steam Huff 'n' Puff in heavy oil development. SPE/PS-CIM/CHOA 97845.

Figura 9. Esquema de Inyección Xinjiang.

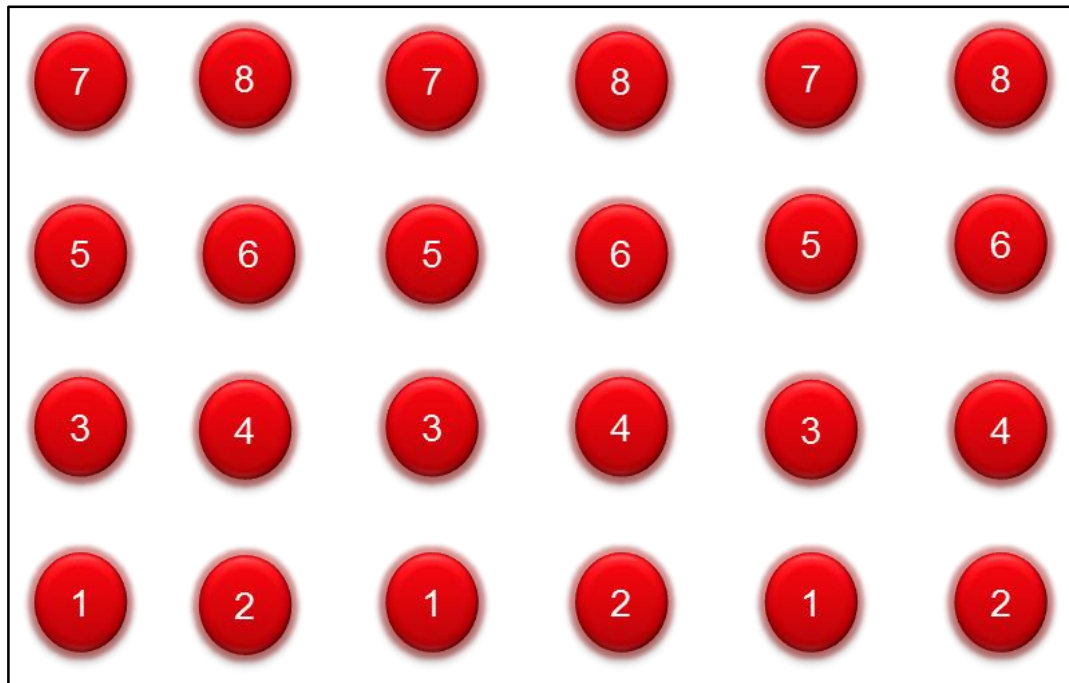


Fuente: Modificado Sequential Multiwell Steam Huff 'n' Puff in heavy oil development. SPE/PS-CIM/CHOA 97845.

J. Jones⁵, también desarrollo un piloto de inyección secuencial en el área de california estados unidos, este piloto consistió en perforar pozos a un menor espaciamiento del existente en el campo he inyectar estos pozos de manera secuencial de abajo hacia arriba de la estructura de manera lineal, en la Figura 10, se puede observar el esquema de inyección utilizado la ubicación de los pozos nuevos perforados que se encuentran dentro del patrón, con este tipo de arreglo de inyección se obtuvo un incremento de 12% de la producción del sector durante un año.

⁵ JONES J, & CAWTHON G, Sequential Steam: An Engineered Cyclic Steaming Method. SPE 17421-PA, Santa Fe Energy Resources Inc. 1990

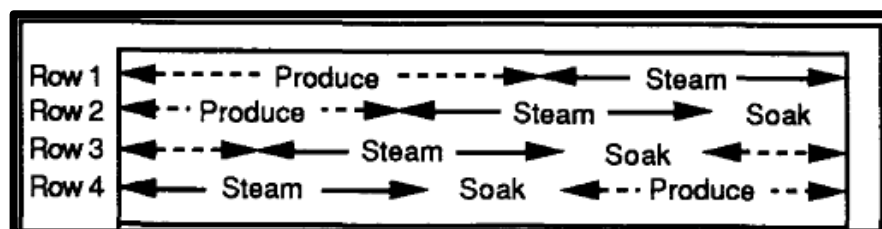
Figura 10. Esquema de Inyección Sunset.



Fuente: Sequential Steam: An Engineered Cyclic Steaming Method. SPE 17421-PA, Santa Fe Energy Resources Inc.

R.J Gallant⁶ Describió las operaciones o estrategias llevadas a cabo en un proceso maduro de inyección cíclica, propone varios esquemas de inyección dentro del área de Cold Lake, dentro de ellos la inyección secuencial e inyección areal de zonas realizando líneas de inyección en patrones definidos, expuestos en la Figura 11.

Figura 11. Esquema de Inyección Cold Lake.



Fuente: Steaming and Operating Strategies at midlife CSS operation. SPE 25794.

⁶GALLANT, SD. STARK & M.D. TAYLOR. Steaming and Operating Strategies at midlife CSS operation. SPE 25794. 1993

3.3 INYECCIÓN DE VAPOR INTERMITENTE.

Esta es otra estrategia utilizada no tan referenciada como la anterior, la cual consiste básicamente un proceso híbrido entre la CSS y el SF en que el periodo de inyección de la CSS se alarga un poco más de lo convencional, aprovechando las bajas presiones y los canales de flujo preferencial creados durante la CSS para tratar de aumentar el radio de estimulación.

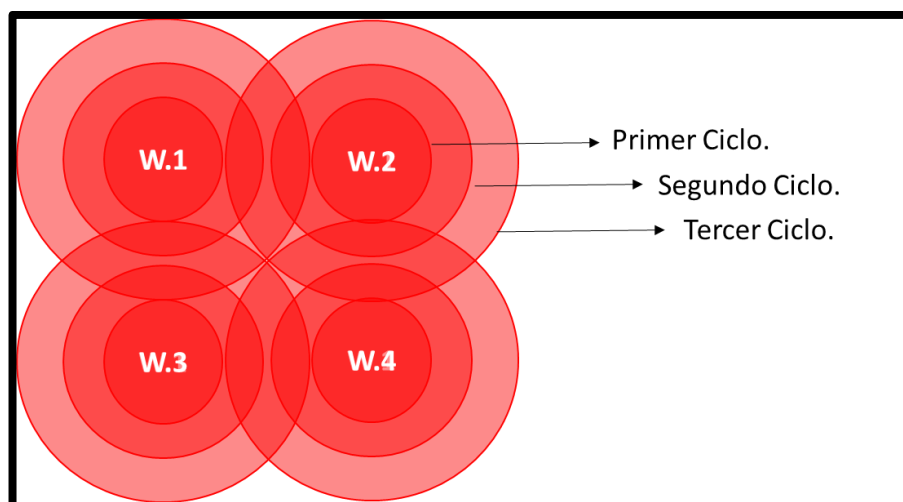
El nombre intermitente o alternada se le otorga ya que al igual que en la CSS el pozo productor se utiliza como pozo inyector, pero por un periodo de inyección mayor al convencional y de igual forma por un periodo más corto se pone en producción o se deja cerrado, dependiendo de la configuración.

Otro gran beneficio que se puede lograr con esta estrategia es poder preparar el yacimiento para una futura inyección Continua, ya que al inyectar por periodos más largos se pueden generar diferentes canales de comunicación entre pozos, que serán aprovechados con el SF.

3.4 INYECCIÓN DE VAPOR A ALTA FRECUENCIA.

Consiste en Inyectar pozos de un mismo sector con ciclos más cortos (menores volúmenes de vapor) y con una mayor frecuencia, su objetivo principal es incrementar gradualmente temperatura y presión en un área específica, para lograr el incremento de la producción de aceite Ver Figura 12.

Figura 12. Esquema de Inyección alta frecuencia.

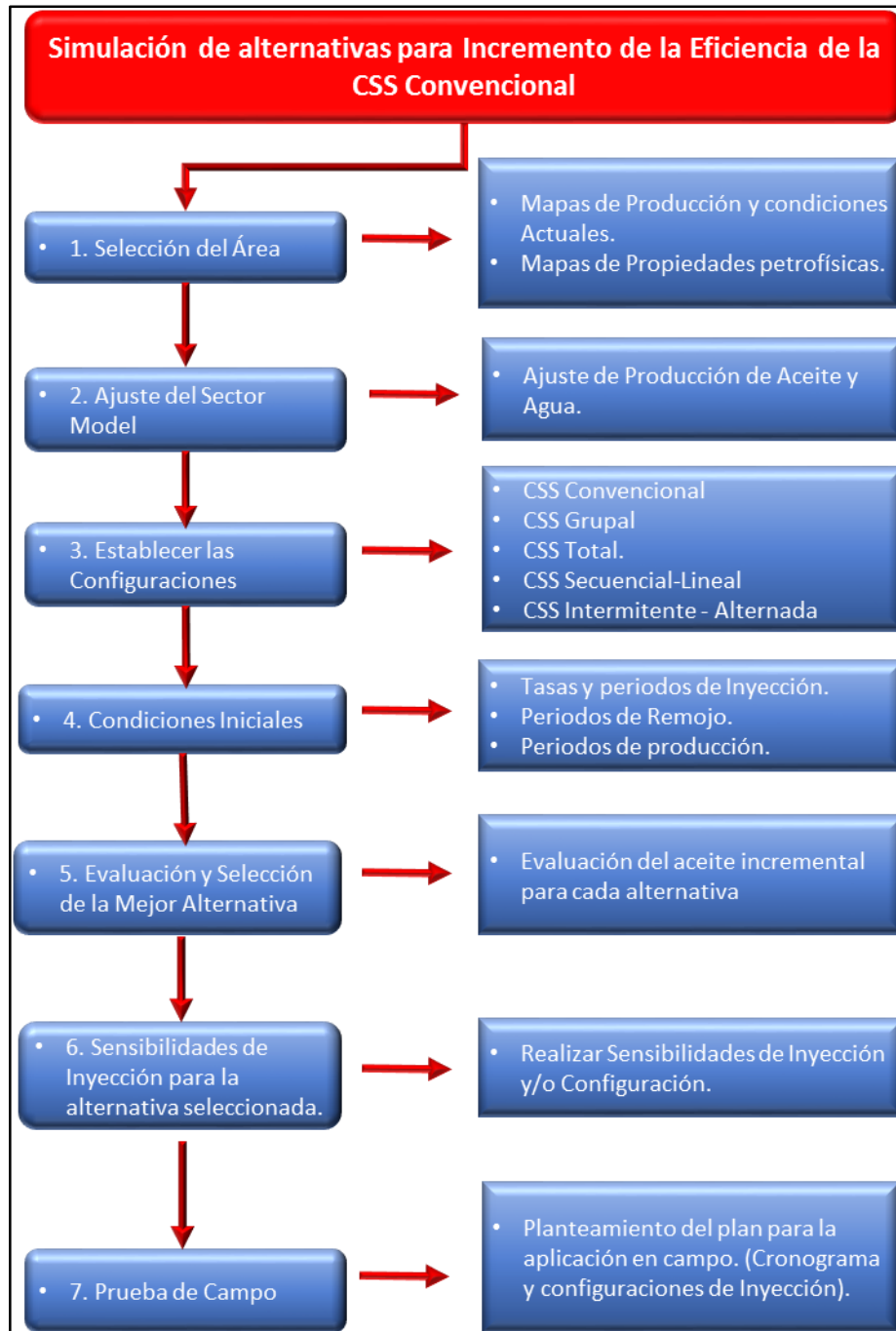


4. SELECCIÓN, AJUSTE HISTÓRICO Y CASO BASE DEL SECTOR MODEL DEL CAMPO ESTUDIO.

Ya habiendo descrito y analizado varios esquemas o estrategias que podrían aumentar la eficiencia actual de la CSS, se hace necesario llevar a cabo un estudio de simulación numérica que permita comparar estos diferentes escenarios y así poder concluir cual es el mejor escenario para la aplicación en el campo de estudio.

Para esto se procedió a trabajar bajo una metodología la cual se basa en el diagrama de flujo presentado en la Figura 13, la cual contiene el flujo de trabajo desde la selección del área pasando por la evaluación mediante simulación numérica y sensibilidades para finalizar con una propuesta para la aplicación de la estrategia más óptima para la optimización de la Inyección cíclica de Vapor en campo mediante una piloto.

Figura 13. Metodología de Trabajo.

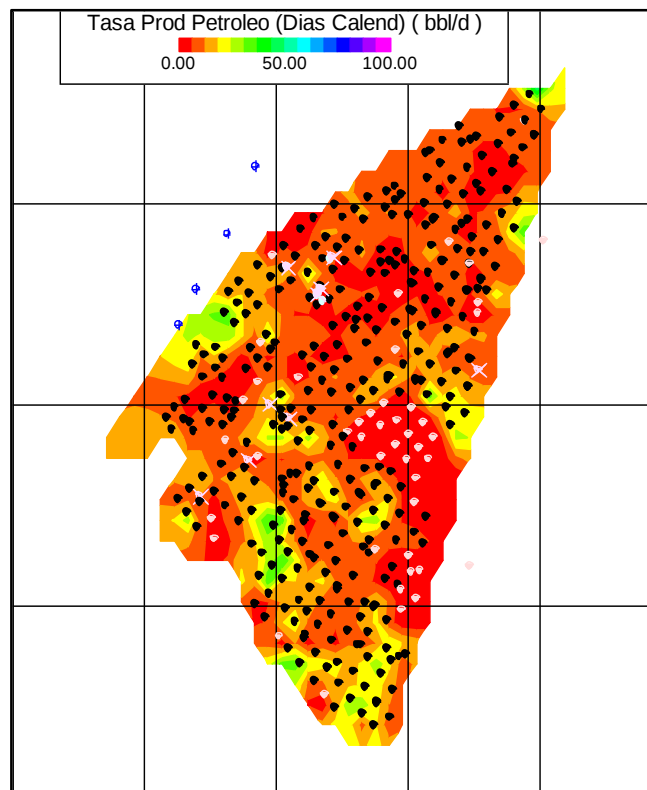


4.1 SELECCIÓN SECTOR MODEL DEL CAMPO ESTUDIO.

Para la selección del sector Model se realizó un estudio el cual consistió en poder seleccionar un área que describa características convencionales de todo el campo y que presente problemas de alta declinación de producción, es decir áreas potenciales para la aplicación de nuevas alternativas.

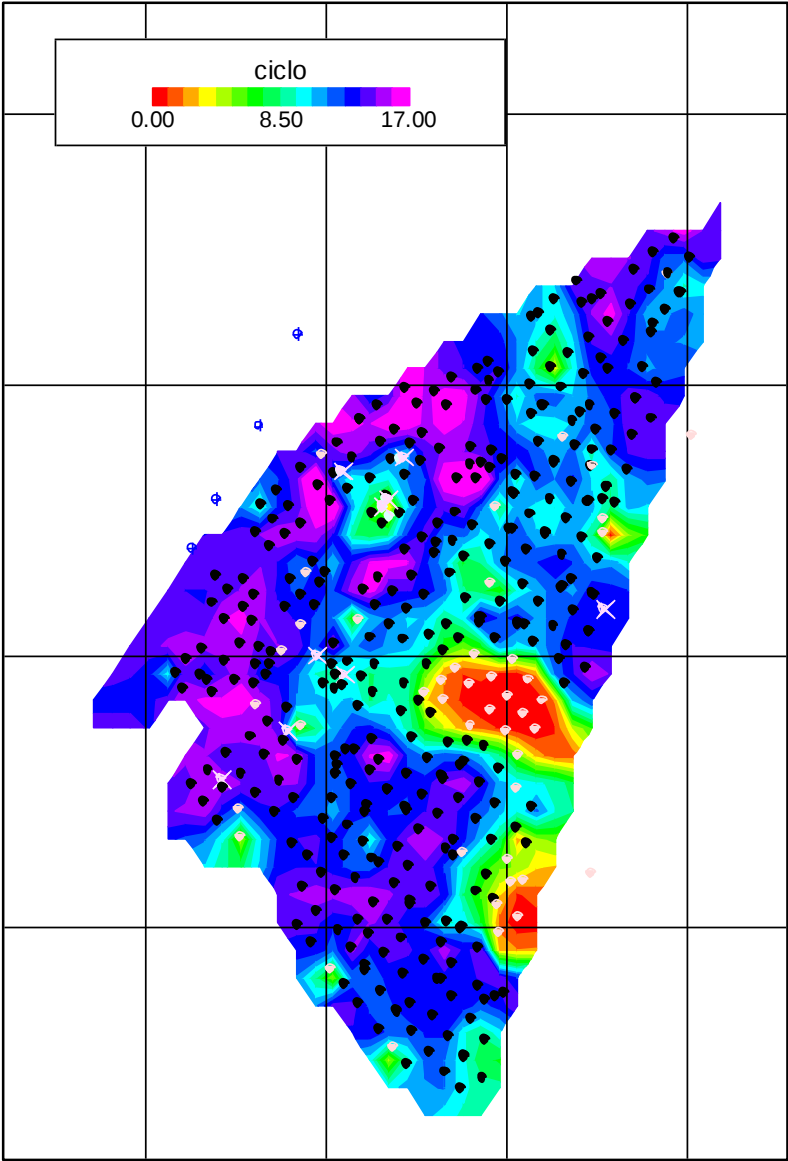
Se estudiaron diferentes parámetros importantes para poder seleccionar un área con estas características, como la producción actual de petróleo (BOPD), cantidad de ciclos y porcentaje de corte de Agua (BSW) las cuales se pueden observar de la Figura 14 a la Figura 16.

Figura 14. Distribución de la Tasa de producción actual.



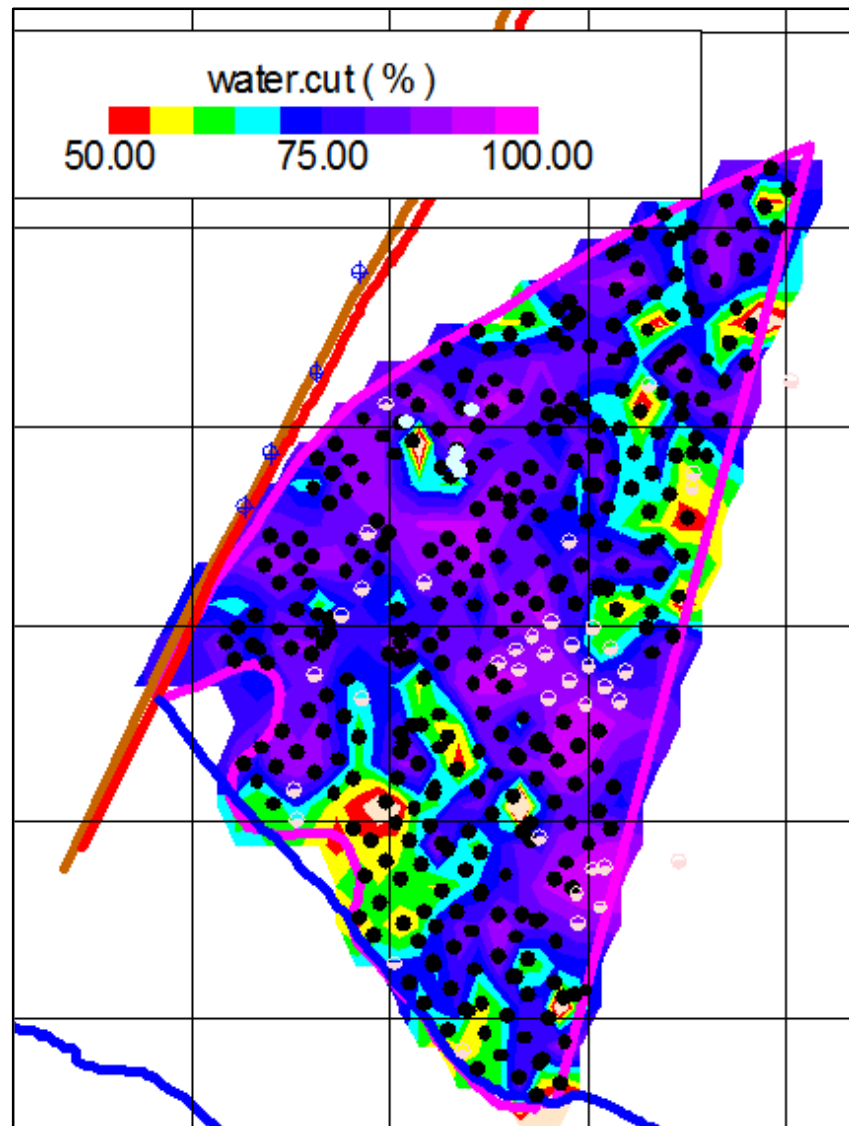
Fuente: Software OFM, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy.

Figura 15. Distribución de número de Ciclos de Vapor.



Fuente: Software OFM, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy.

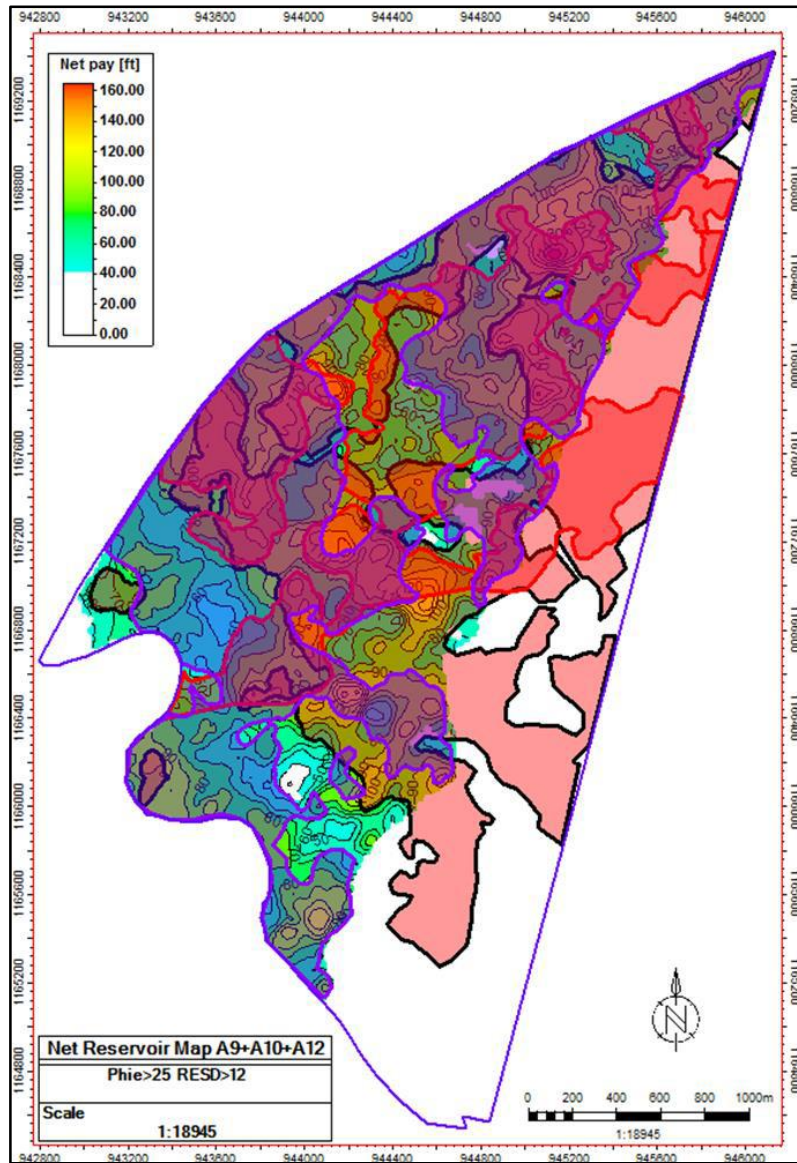
Figura 16. Distribución de Corte de Agua.



Fuente: Software OFM, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy.

Por último, se identificaron zonas con buenas propiedades de espesor en diferentes áreas. Figura 17.

Figura 17. Mapa de espesores Netos.

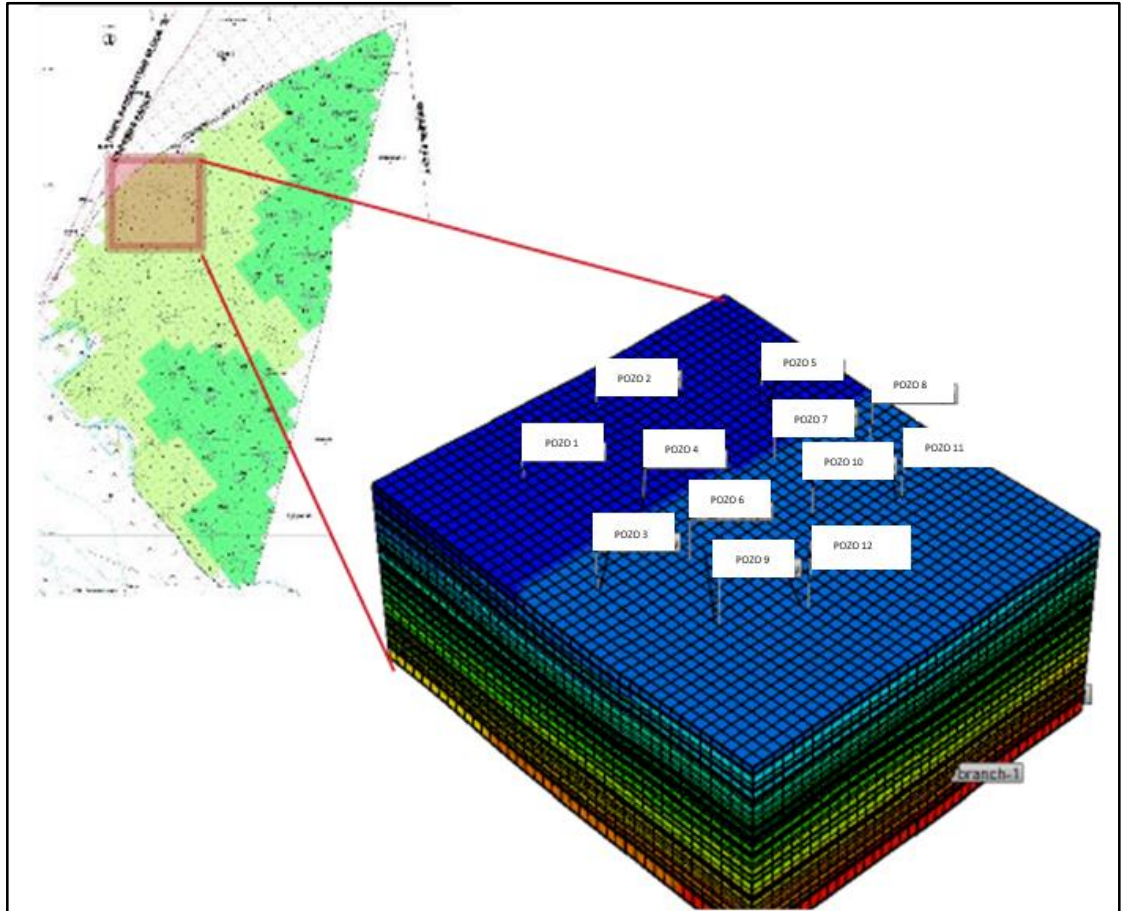


Fuente: Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy.

Basados en los resultados obtenidos y observados se seleccionó un sector del campo con producciones promedio por pozo menores a 25 Bopd, cortes de agua menores al 75%, net pay mayores a 100 ft y con más de 15 ciclos de inyección de vapor, con el fin de representar un sector del campo que describa las condiciones

promedias del campo. Este resultó en un sector del campo el cual se puede observar en la siguiente Figura 18.

Figura 18. Ubicación del Sector Model.



Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy.

Seleccionado el sector del Campo se elaboró un sector model conceptual de simulación en el software de simulación numérica CMG (Computer Modelling Group LTD), en el módulo Stars para la representación de la inyección de Vapor.

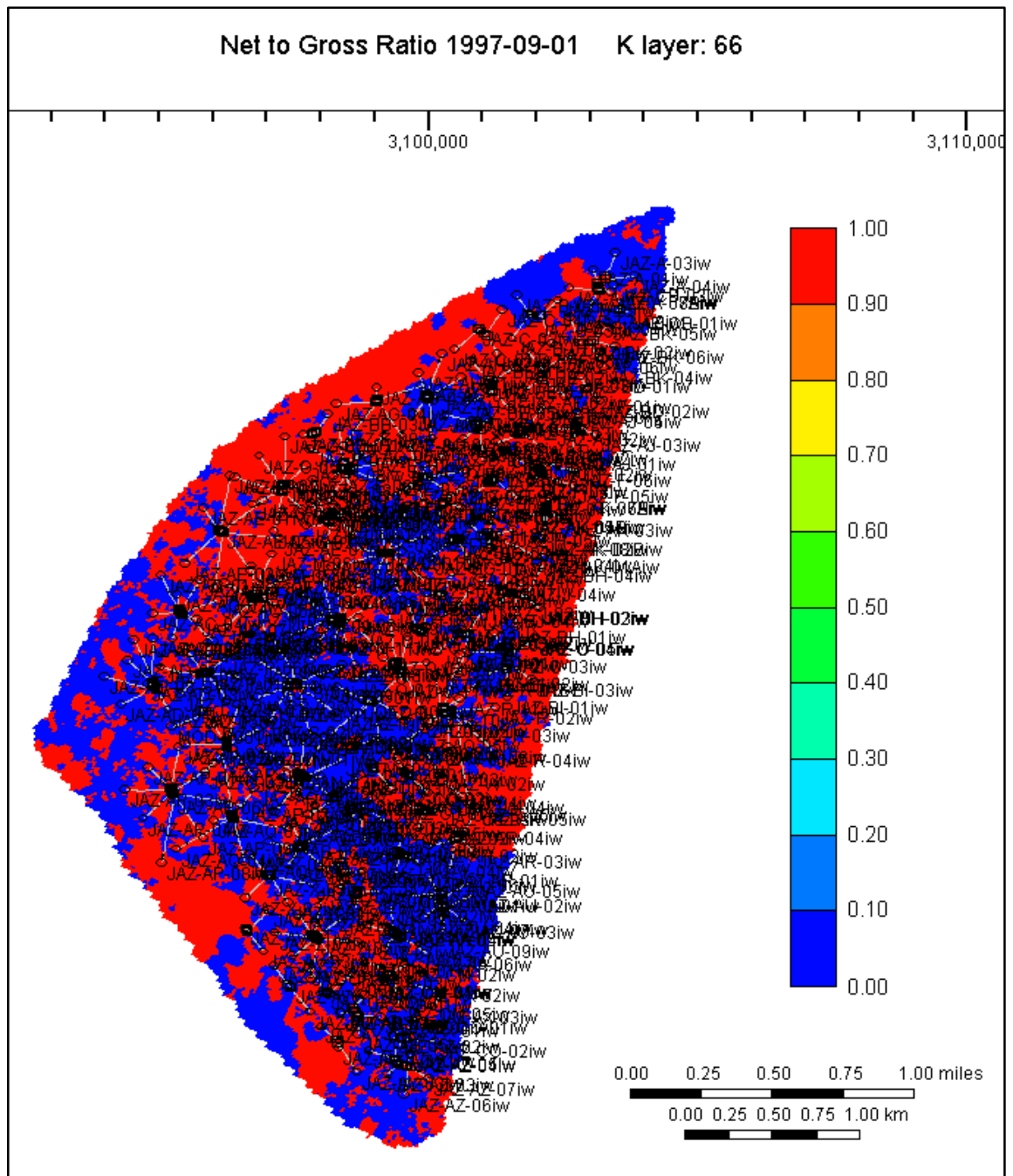
4.2 AJUSTE HISTÓRICO Y CORRIDA CASO BASE DEL SECTOR MODEL.

El sector seleccionado fue tomado del modelo completo (Full Field) para el campo de estudio (Figura 19), el cual consta de un total de 3.893.196 celdas, con propiedades promedios descritas en la Tabla 5, presentada a continuación.

Tabla 5. Propiedades Promedio de Modelo Full Field.

Propiedad	Promedio
Porosidad	0.30
Permeabilidad	4200 md
Net to Gross	0.49
Área	1869 acres
Saturación de Agua	0.54
Presión Inicial	700 psi
Viscosidad	3200 cP

Figura 19. Modelo Full Field.



Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy.

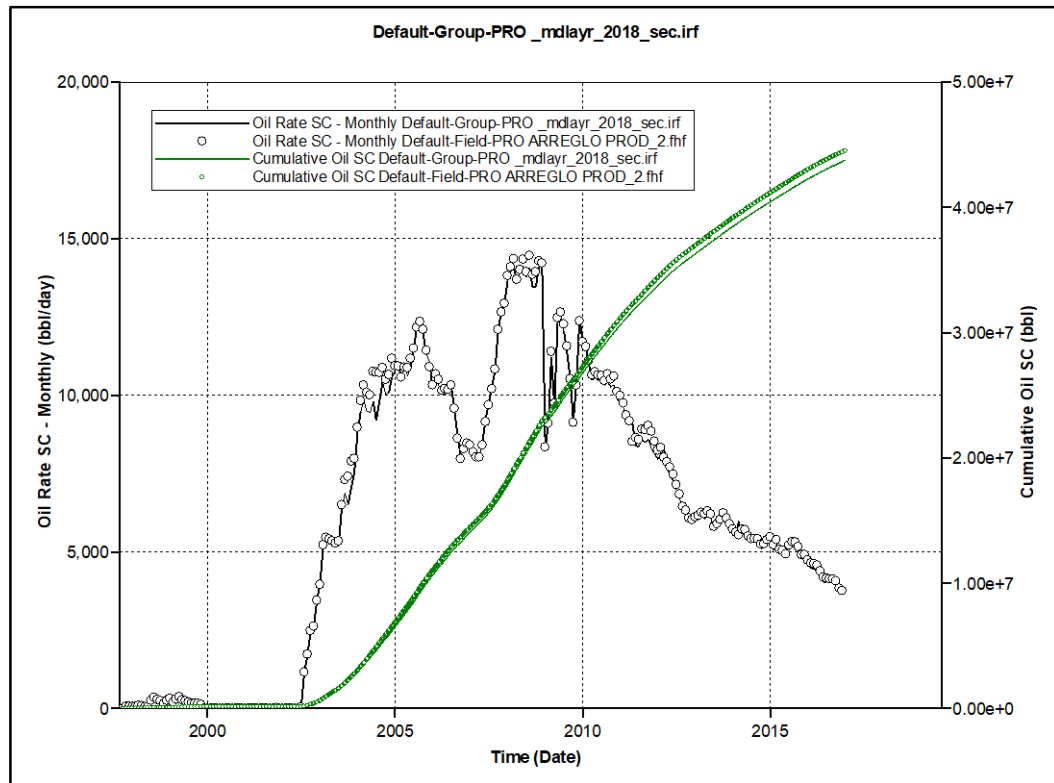
El modelo full Field cuenta con un desarrollo de 4 tipos de rocas, las cuales se pueden observar en la Tabla 6,

Tabla 6. Tipos de Roca.

Tipo de Roca	SORW	SWCRI	SGCR
1	0.47	0.26	0.06
2	0.47	0.24	0.05
3	0.45	0.21	0.04
4	0.43	0.17	0.03

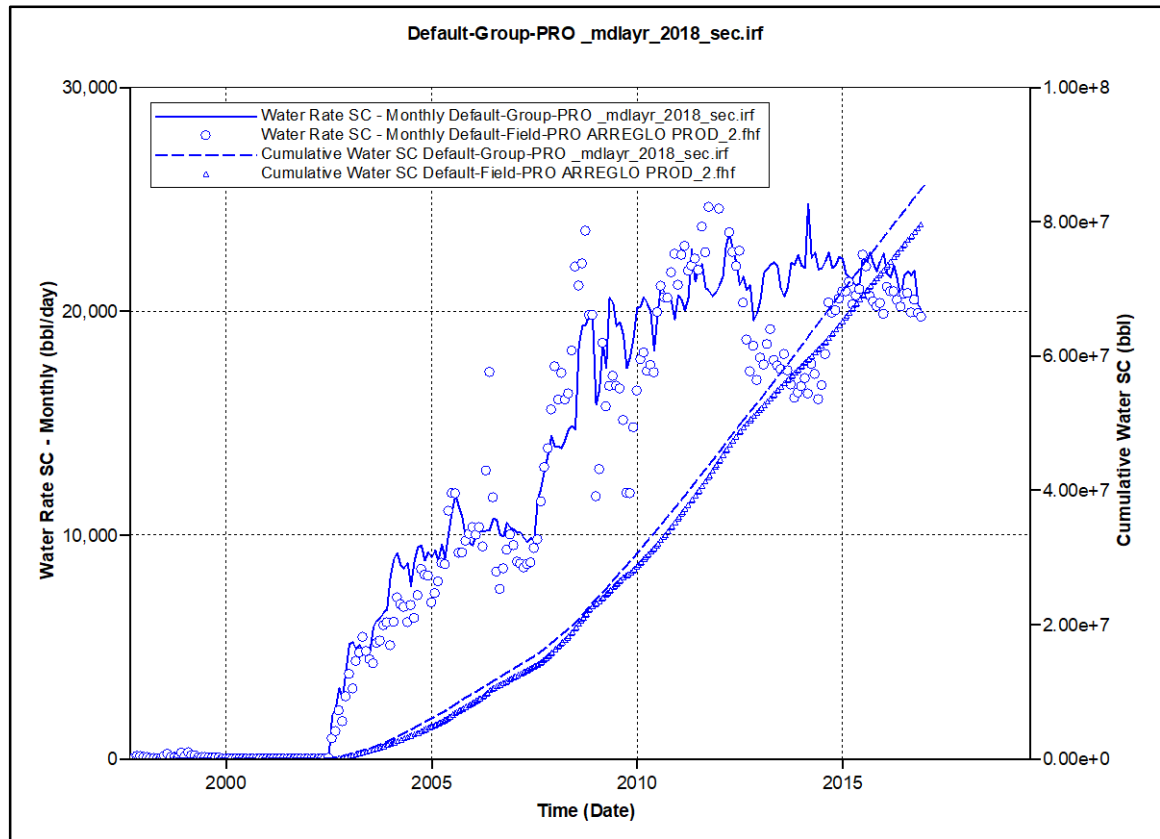
Para el modelo full Field, se logró establecer un ajuste histórico en producción de aceite de 98.9% (Figura 20.) y en producción de agua 93% (Figura 21.)

Figura 20. Ajuste Histórico Full Field de Producción de Aceite.



Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy.

Figura 21. Ajuste Histórico Full Field de Producción de Agua.

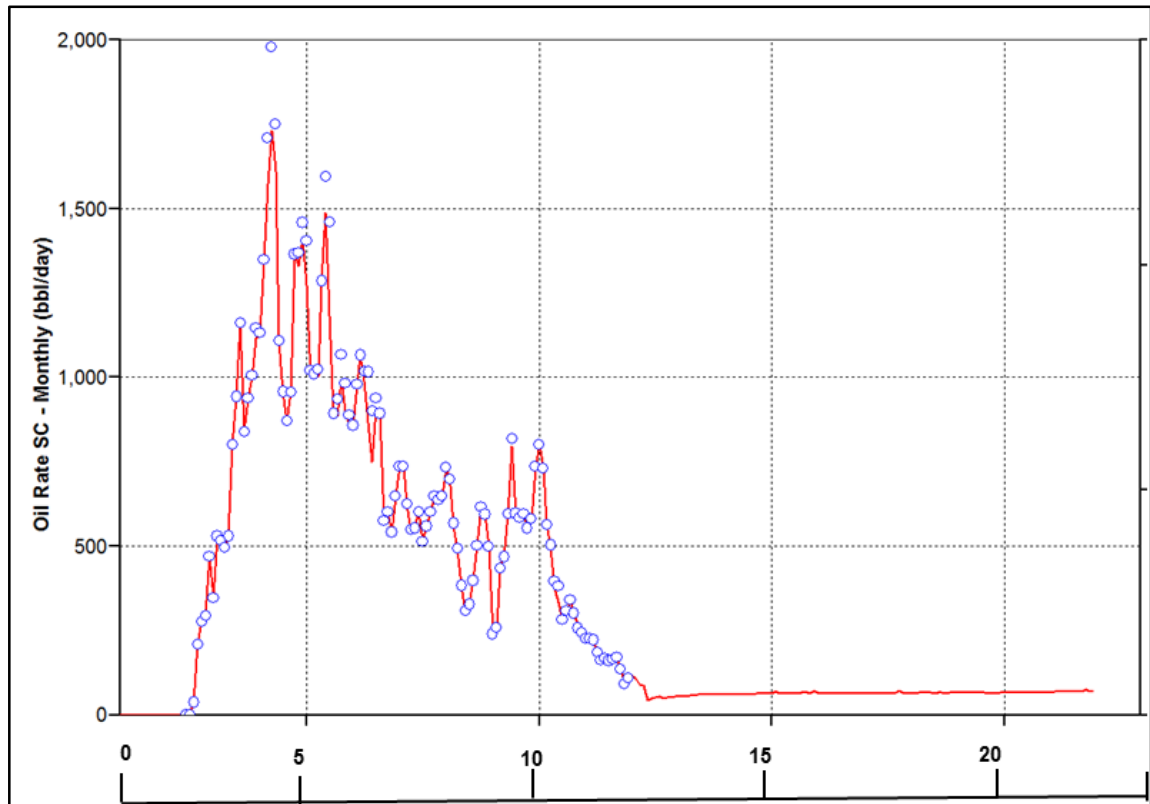


Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy.

Basados en los buenos resultados obtenidos en el ajuste histórico se procedió a tomar un sector modelo el cual consta de un total de 117040 celdas, y contiene un total de 12 pozos.

Para la inicialización del submodelo se realizó su respectivo ajuste histórico con la corrida del caso base en frio. Ver en la Figura 22.

Figura 22. Ajuste Histórico Sector Model y Caso Base CSS.

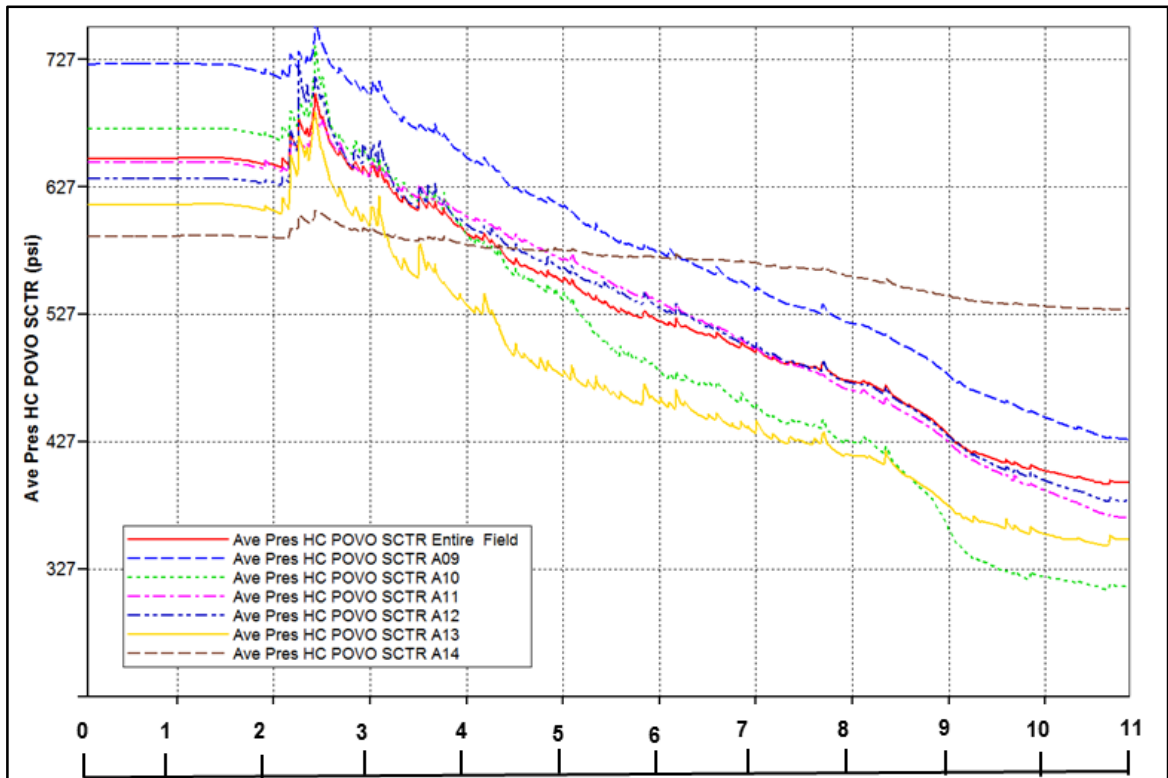


Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy.

De esta primera corrida se puede observar el buen ajuste histórico que presenta el submodelo ya que la línea roja representa al caso simulado y las burbujas azules representan al histórico de la producción real.

Antes de evaluar las estrategias se presentan las condiciones previas, en la Figura 23 se presenta el perfil de presión por arenas y se puede observar como la presión del yacimiento disminuye en un alto grado de manera diferencial para cada arena esto representa a un yacimiento estratificado pasando de 600 psi en promedio para todas las arenas a casi 300 psi ocasionando una insuficiente energía para soportar la CSS y por consiguiente se presenta una baja respuesta en términos de producción de aceite.

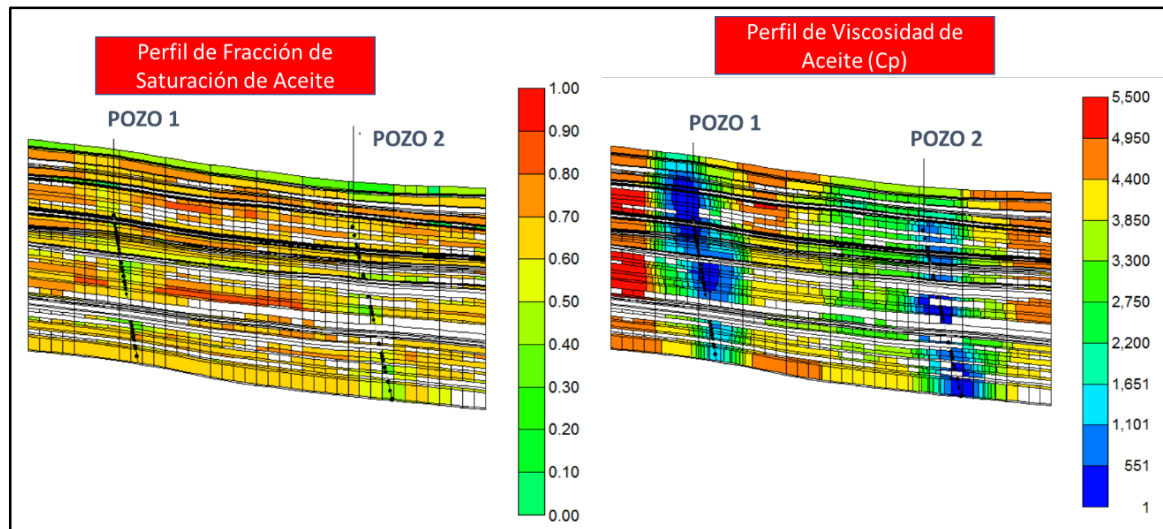
Figura 23. Perfil de Presión por arenas (Psi).



Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy.

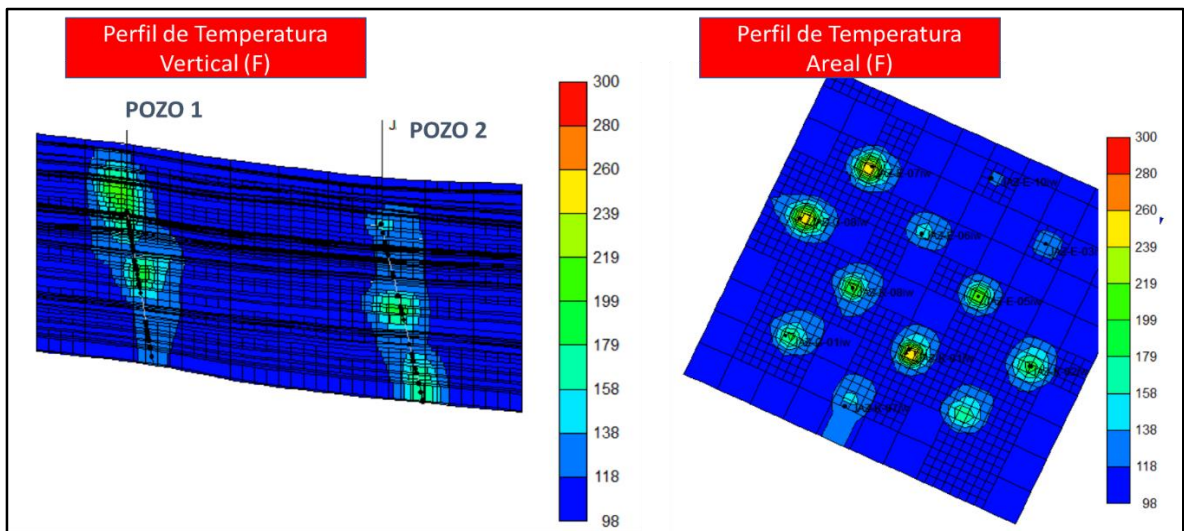
Adicionalmente la baja respuesta a la CSS convencional, se le atribuye a que según los perfiles de saturación de aceite, viscosidad y temperatura la influencia del vapor no supera los 150 ft después de 10 años más bajo la CSS convencional, como se puede observar en la Figura 24 y Figura 25, también se puede ver que existe un gran potencial para nuevas técnicas ya que en distancias mayores a esta influencia existe alta saturación de aceite que no ha sido contacto por el vapor. Según estos perfiles se pueden concluir que se está estimulando siempre una misma área y por consiguiente se presenta una baja respuesta en términos de producción de aceite.

Figura 24. Perfiles Fracción de Saturación de Aceite (S_o) y Viscosidad de Aceite(Cp)



Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy.

Figura 25. Perfil temperatura (F)



Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy.

Estos valores corroboran el estado actual del Campo de baja respuesta a la inyección cíclica convencional, pero también nos da un indicio del gran potencial existente en el campo para nuevas estrategias de inyección.

5. SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Conociendo el estado actual del campo y basados en la corrida del caso base (Frio) en el sector se procedió a evaluar distintas alternativas que posiblemente generen una optimización del estado actual del campo, sin el uso de aditivos adicionales que puedan generar costos operativos, estas alternativas se seleccionaron basados en las alternativas existentes en la literatura explicada en el Capítulo 3 de esta monografía.

- Inyección de Vapor Cíclica convencional.
- Inyección de Vapor Cíclica Grupal.
- Inyección de Vapor Cíclica Simultanea (Total).
- Inyección de Vapor Cíclica Secuencial o lineal.
- Inyección de Vapor Cíclica Intermitente o alternada.

5.1 CONFIGURACIONES DE LOS PROCESOS PARA OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.

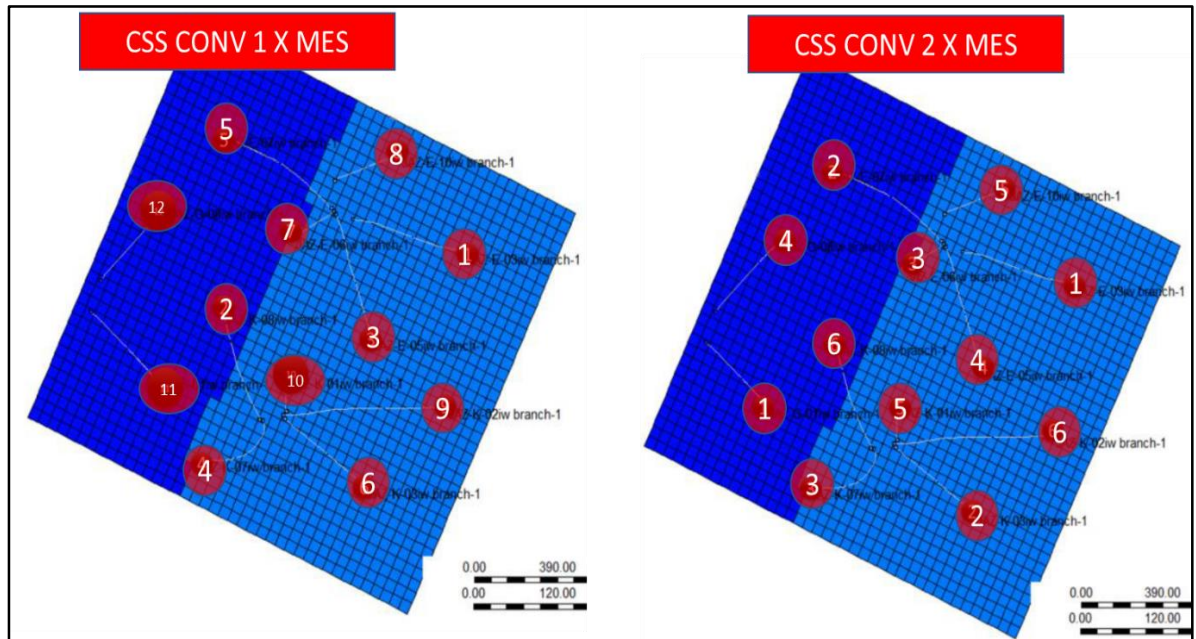
La primera configuración que se evaluó fue inyección convencional, la cual consiste en inyectar un pozo del sector por mes, la segunda configuración fue la misma inyección convencional pero con la inyección de dos pozos por mes, otra será la evaluación de la inyección grupal la cual consiste en la inyección de 4 pozos por mes, para evaluar una inyección CSS agresiva se procedió a realizar una configuración en donde todos los pozos del sector se inyectan en el mismo mes, una confirmación en donde se pueda ver la inyección lineal y finalmente una en donde todo solo dos pozos son inyectados intermitentemente (Tabla 7).

Tabla 7. Configuraciones Para Corridas de Simulación.

Numero	Configuración	Comentario
1	CSS Convencional	1 pozo en Inyección por mes
2	CSS Convencional	2 pozos en Inyección por mes
3	CSS Grupal	4 pozos en Inyección por mes
4	CSS Simultanea	Todos los Pozos al mismo tiempo
5	CSS Secuencial	Inyección lineal
6	CSS intermitente	Alargue de la inyección de Vapor.

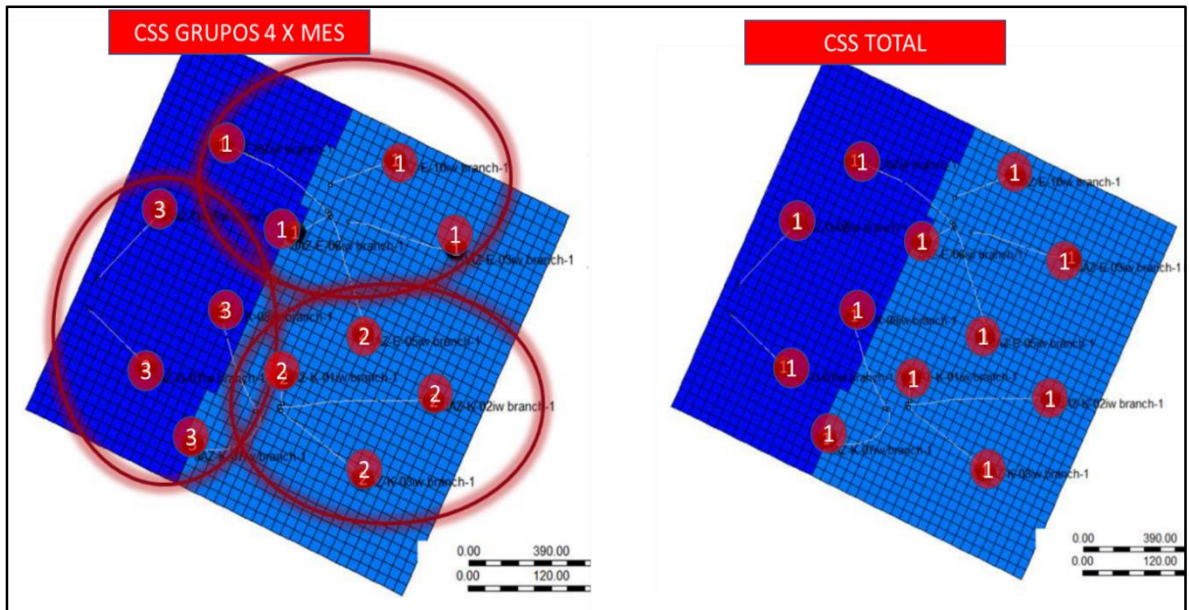
Estas confirmaciones se pueden observar en la siguiente Figuras 26 a 28.

Figura 26. Configuración Procesos de Optimización Convencional



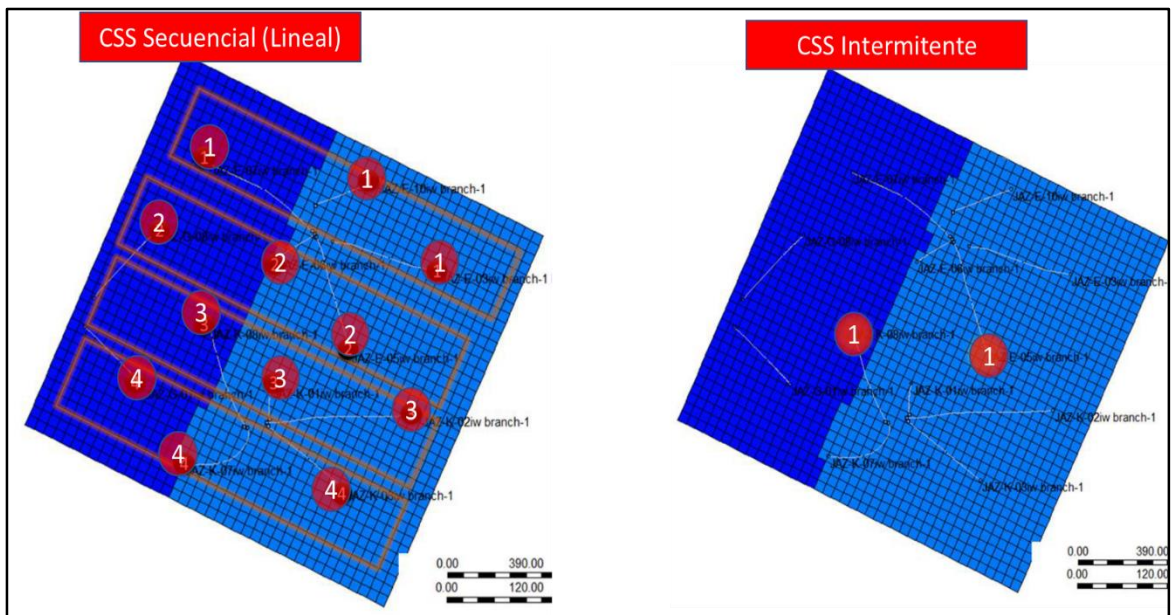
Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy

Figura 27. Configuración Procesos de Optimización Grupal- Total.



Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy

Figura 28. Configuración Procesos de Optimización Grupal- Total.



Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy

Para realizar las diferentes corridas y mantenerlas bajo las mismas condiciones, todos los procesos de inyección convencional, grupal y secuencial se realizaron bajo los mismos parámetros de inyección los cuales fueron 4000 MMBTU para cada ciclo, 4 días de inyección por ciclo, 3 días de remojo y 203 días de producción, se realizaron un total de 10 ciclos por pozo.

Para el caso de la inyección intermitente, las condiciones son un poco diferente ya que esta alternativa su objetivo es mantener una inyección contante en dos pozos durante un periodo de 216 días con periodo de remojo de 3 días y producción en los de más pozos, mientras los demás pozos permanecen en producción sin inyección. Un resumen de las variables utilizadas para cada proceso se puede observar en la Tabla 8.

Tabla 8. Variables de Simulación para configuraciones.

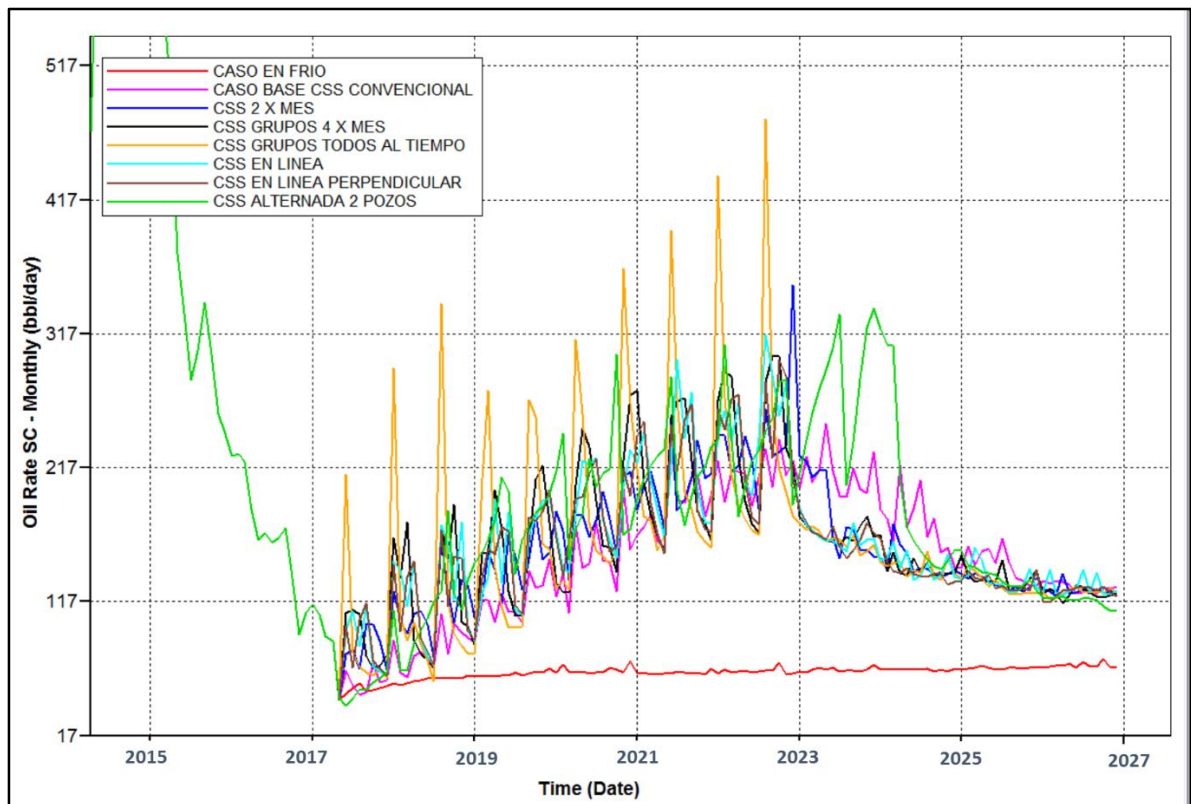
Ítem	Conve ncional	Grupal	Total	Secuencial	Intermitente
# Pozos	12	12	12	12	12
Vapor por Ciclo MMBTU	4000	4000	4000	4000	24000
# Pozos Inyectores.	12	12	12	12	2
# Pozos Productores.	12	12	12	12	12
Tasa de Inyección MMBTU/D	1000	1000	1000	1000	111
Días de Inyección por ciclo.	4	4	4	4	216
Días de Remojo por ciclo	3	3	3	3	3
Días de producción	203	203	203	203	Siempre
Periodo de Evaluación Años.	10	10	10	10	10
Vapor Total Inyectado (KMMBTU)	480	480	480	480	480

5.1.1 Análisis de Resultados. De las variables descritas en la Tabla 8, se puede observar que el vapor total inyectado es el mismo para todas las distintas configuraciones, adicionalmente se incluyó un caso en donde la configuración es

lineal, pero se distribuye de manera perpendicular, esto con el fin de observar la mejor distribución basados en las propiedades petrofísicas del sector.

Los resultados obtenidos de las corridas de simulación se pueden observar en las figuras 29 a 31,

Figura 29. Resultados de Tasa Promedio Mensual de Aceite (BOPD).

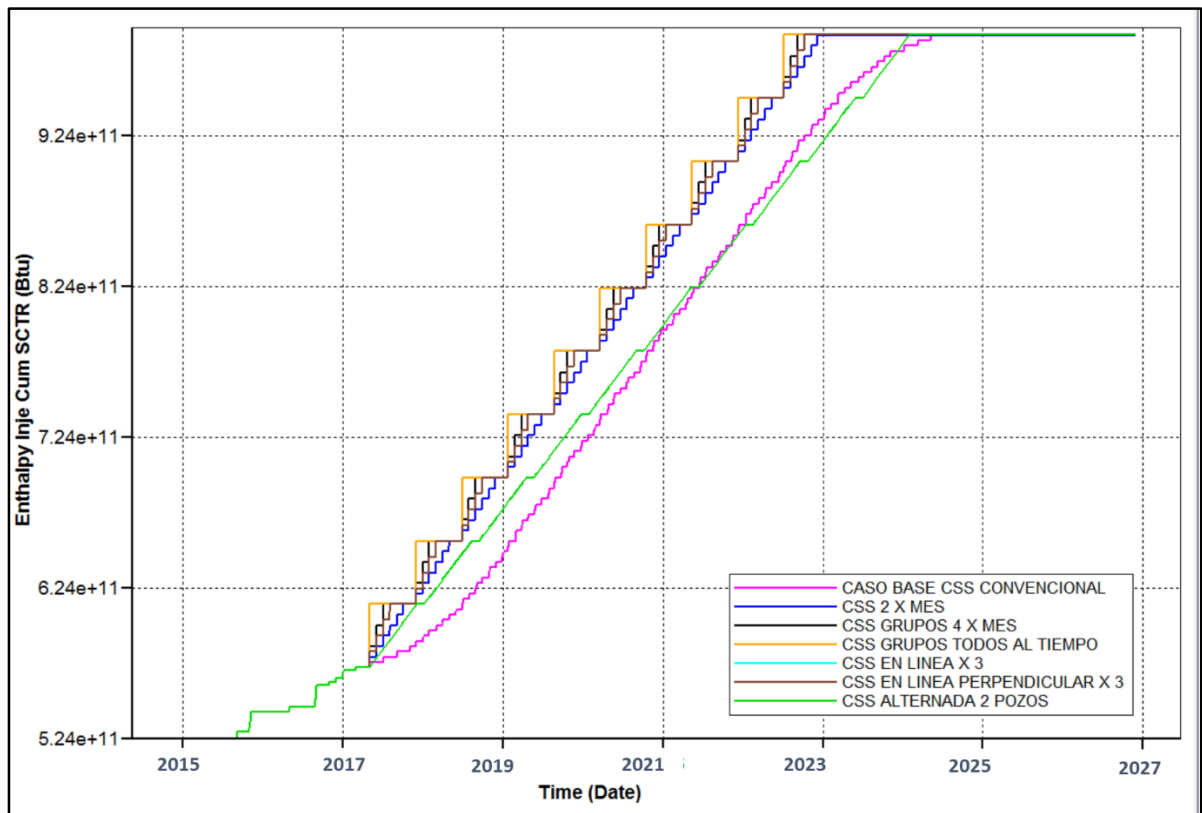


Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy

En primer lugar, se obtuvo la tasa promedio de producción mensual (BOPD) por caso para un pozo (Figura 29), para el caso de CSS convencional se obtuvo un promedio de producción por pozo de 12 Bopd, el caso con mejor desempeño fue para el caso de CSS alternada en donde se logró una producción promedio de 15 Bopd por pozo.

En la Figura 30, se obtuvo los resultados del total de entalpia acumulada inyectada para cada Caso, con este grafico se demuestra que todos los casos tienen el mismo acumulado de inyección de vapor (BTU).

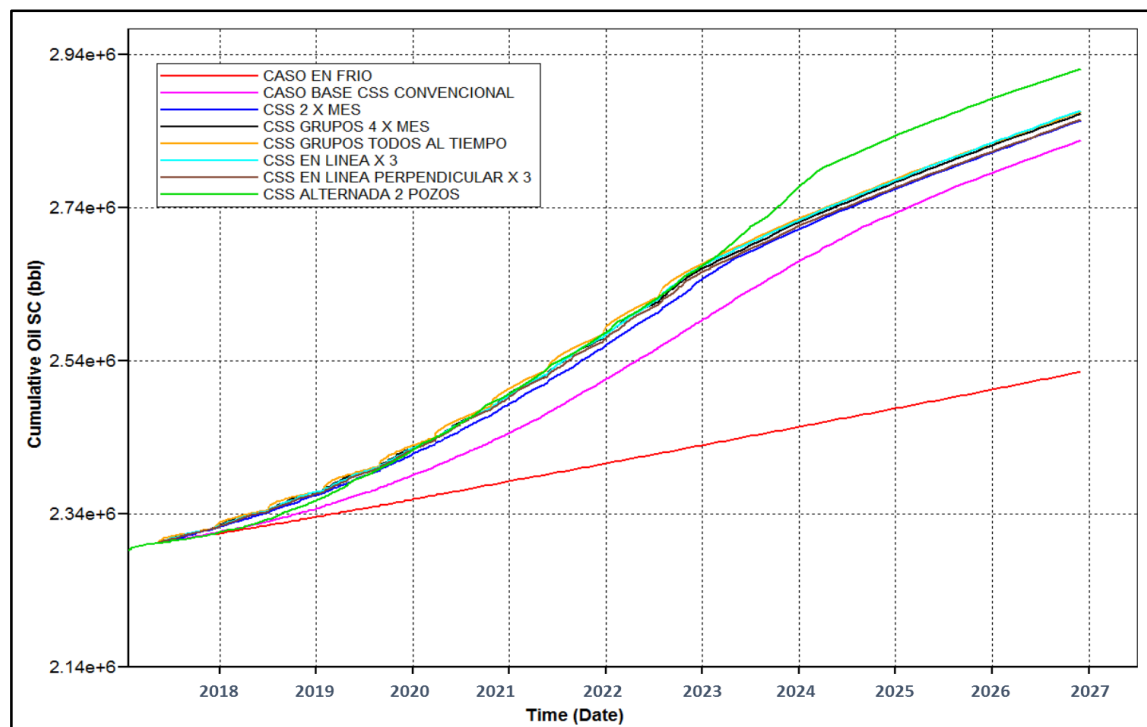
Figura 30. Entalpia Inyectada Acumulada.



Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy

Por último, en la Figura 31 y Tabla 9, se puede observar los resultados de aceite acumulado obtenidos.

Figura 31. Resultados de Aceite Acumulado.



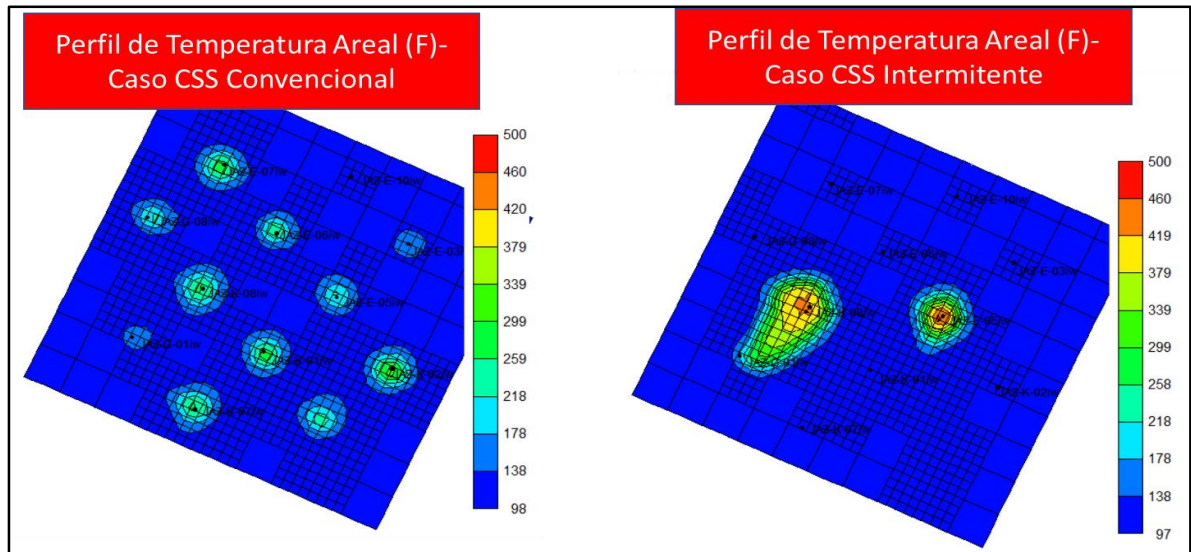
Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy

Tabla 9. Resultados Aceite acumulado- RPV.

CASO	Aceite Acumulado MBLS	RPV (KBLS/MMBTU)
Frio	230	-
Base CSS	530	1.10
CSS 2 X MES	560	1.16
CSS GRUPAL	565	1.17
CSS TOTAL	570	1.18
CSS LINEAL	572	1.19
CSS LINEAL PERP	559	1.16
CSS INTERMITENTE	630	1.31

Se puede evidenciar que los mejores resultados obtenidos en producción de aceite son para los casos de CSS lineal y CSS intermitente con acumulados de aceite de 572 MBLS y 630 MBLS respectivamente, de la misma forma se puede obtener la

Figura 33. Perfil de Resultados de Temperatura.



Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy

De los perfiles presentados anteriormente se puede observar como para el caso de la inyeccion convencional siempre se esta afectando la misma area la cual según el perfil de saturación de aceite (Figura 32) tiene un valor bajo y por tal motivo el efecto a la produccion de aceite es menor comparado con el efecto en el caso de la inyección intermitente.

6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR INTERMITENTE.

Una vez obtenidas las corridas de simulación para los distintitos casos, se obtuvo un mejor desempeño de producción de aceite para el caso de CSS intermitente con un incremental de 70 MBLS con respecto a los demás casos de inyección convencional significando 3 barriles de aceite día (BOPD) por pozo en 10 años de evaluación para los 10 pozos productores.

Esto conlleva a estudio más a fondo de este caso, el cual consiste en realizar un análisis de sensibilidad de la distribución del vapor en términos de tasa de inyección y esto lleva a modificar la variable de días de inyección, siendo esta variable una de las más importante en términos de eficiencia y costos de operación para los procesos de inyección de vapor.

6.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE DÍAS DE INYECCIÓN PARA CSS INTERMITENTE.

Como se expuso anteriormente la variable de días de inyección es muy importante para poder optimizar los procesos de inyección de vapor, ya que con esta se puede obtener el caso más eficiente y así reducir los volúmenes de inyección de vapor, esta depende fuertemente de la tasa de inyección con la cual se inyecta en los pozos.

Para poder llevar a cabo el análisis se asume condiciones reales del campo de estudio las cuales son inyección por medio de un único generador del sector el cual tiene una capacidad máxima de inyección de alrededor de 500 MMBTU/D.

El análisis se tendrá en cuenta el mismo periodo de la evaluación anterior (10 años) y un acumulado de vapor por caso de 480,000 MMBTU para los dos pozos inyectoros del sector, basados en los requerimientos anteriormente expuestos se procedió a identificar 5 diferentes casos de optimización de la CSS intermitente variando las tasas de inyección.

El primer caso tiene una tasa de 74 MMBTU/D para cada pozo inyector, lo que significa 148 MMBTU/D para los dos pozos inyectoros del sector, lo que significa la inyección durante 324 días para un total aproximadamente 480,000 MMBTU por los 10 años, este último valor de vapor acumulado se debe mantener para todos los casos.

Los demás casos fueron de 216 días con una tasa de inyección de 111 MMBTU por pozo, 108 días con inyección de 222 MMBTUD y por último de 72 y 54 días los cuales tienen una tasa de 333 MMBTUD y 444 MMBTUD. Una explicación a detalle de estos procesos se puede observar en la siguiente Tabla 10.

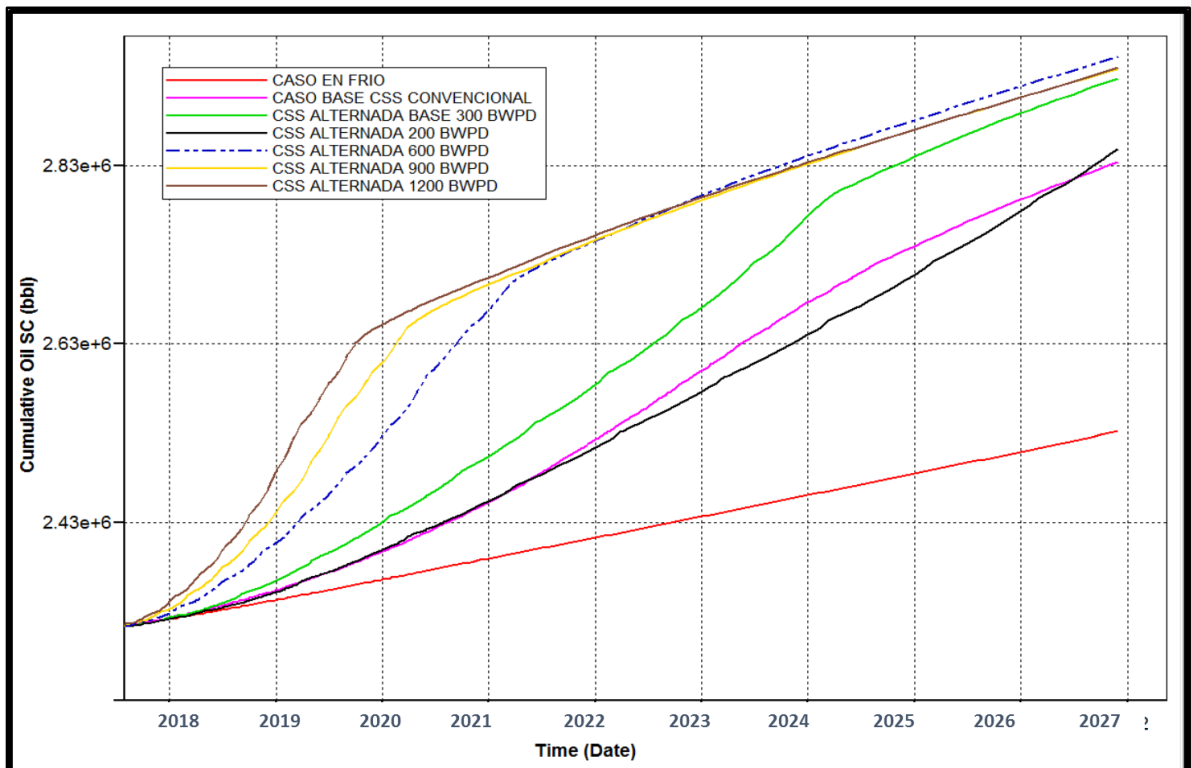
Tabla 10. Casos de Optimización de la CSS Intermitente.

OPTIMIZACION DE LA CSS INTERMITENTE					
ITEM	1	2	3	4	5
VAPOR TOTAL INYECTADO (MMBTU)	480,000	480,000	480,000	480,000	480,000
TASA DE INYECCION (MMBTUD-BEWPD)	74 - 200	111-300	222-600	333-900	444-1200
DIAS DE INYECCION	324	216	108	72	54
DIAS DE REMOJO	4	4	4	4	4
DIAS PRODUCTIVOS	30	30	30	30	30
CICLOS POR POZO (#)	10	10	10	10	10

Es importante aclarar que estos valores son para los pozos inyectoros los demás pozos se mantienen en producción convencional sin ningún tipo de inyección durante la evaluación.

6.1.1 Análisis resultados de Sensibilidades. Los resultados obtenidos de las diferentes optimizaciones se pueden observar en la Figura 34 y Tabla 11, donde se observa que el periodo evaluado el caso con mejor desempeño en términos de producción es el 3 el cual consiste en inyección de 222 MMBTU/D durante 108 día con una tasa de 222 MMBTUD o en términos de agua equivalente 600 BWEPPD

Figura 34. Resultados Sensibilidad de Tasas de inyección.



Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy

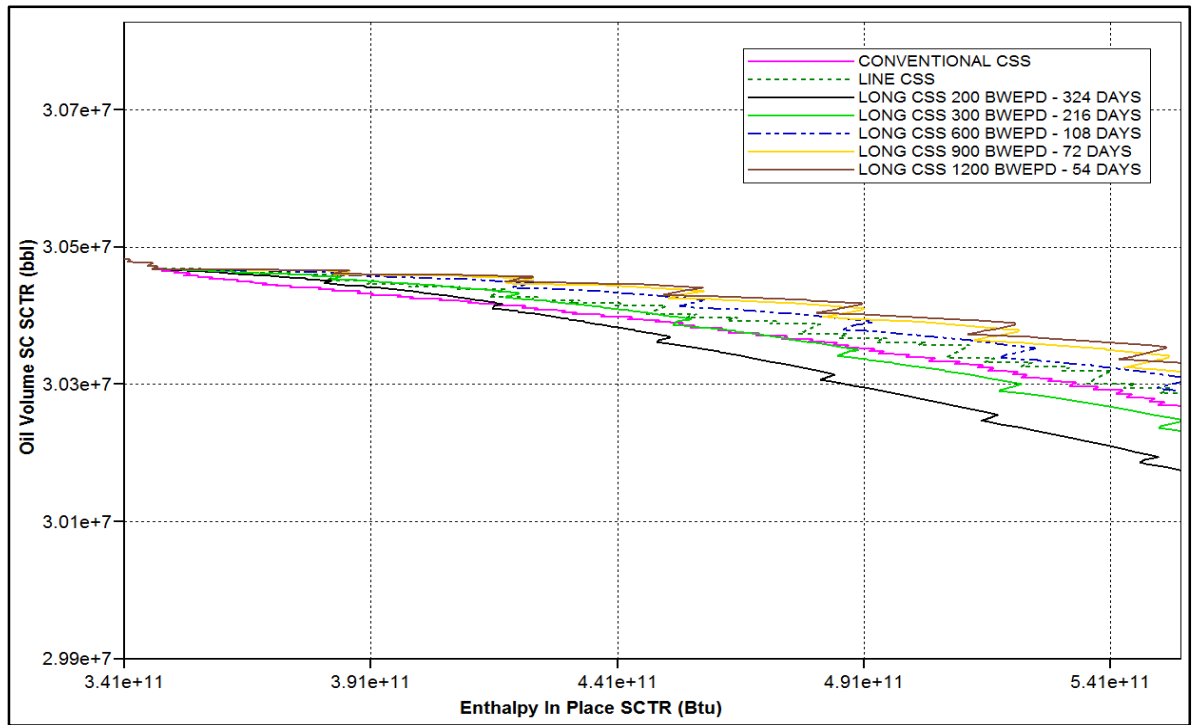
Tabla 11. Resultados Sensibilidad de Tasa de Inyección.

CASO	Aceite Acumulado MBLS	OSR BLS/BLS
Frio	230	-
CSS Convencional	530	0.41
1. 200 BWE PD	550	0.42
2. 300 BWE PD	630	0.49
3. 600 BWE PD	650	0.50
4. 900 BWE PD	637	0.49
5. 1200 BWE PD	638	0.49

De la Figura 34, se puede observar que para los casos 5,4 y 3 los acumulados de aceite se encuentran con mayor efecto en los primeros años y luego el incremental es muy leve, es decir entregaron la mayor parte de aceite acumulado durante los primeros años, esto significa que los casos se pueden evaluar en terminos de tiempos eficientes, el cual se puede describir como el tiempo en donde todo el vapor fue entregado al yacimiento.

Este efecto se puede observar mediante la Figura 35. Que relaciona el volumen de aceite en el yacimiento con la entalpia entregada al mismo, con esta se puede determinar que el caso 1 con tasa 200 BWE PD tiene un mejor desempeño puesto que en cualquier punto donde se entrega energia al yacimiento (Entalpia Inplace) el modelo representa menor volumen de aceite en yacimiento el cual fue producido.

Figura 35. Volumen de aceite vs Entalpia entregada.



Fuente. Software CMG, Departamento de Exploracion y Desarrollo Mansarovar Energy

7. PROPUESTA PARA APLICACIÓN EN CAMPO.

De acuerdo con los resultados obtenidos mediante la herramienta de simulación CMG, la mejor alternativa para la optimización de la CSS para el Campo de estudio es la estrategia de inyectar de manera intermitente y con ayuda de las sensibilidades realizadas se obtuvo que la tasa de inyección más eficiente es de 300 BWEP para cada pozo inyector, de esta manera se propone llevar a cabo un piloto en campo en el sector seleccionado y evaluado con simulación.

7.1 PLAN DE APLICACIÓN EN CAMPO DE LA CSS INTERMITENTE.

El plan consiste en inyectar dos pozos de manera intermitente en el sector, teniendo entonces dos patrones de 9 puntos, es decir 8 pozos productores para cada inyector por un periodo Piloto de 1 año. El cronograma propuesto para los inyectores de vapor es los mostrados en la Tabla 12.

Tabla 12. Cronograma Inyectores de CSS Intermitente.

MES	PATRON 1	PATRON 2
1	200-300 BWPD	200-300 BWPD
2	200-300 BWPD	200-300 BWPD
3	200-300 BWPD	200-300 BWPD
4	REMOJO 10 DAYS	CERRADO
	PRODUCCION	
5	200-300 BWPD	200-300 BWPD
6	200-300 BWPD	200-300 BWPD
7	200-300 BWPD	200-300 BWPD
8	REMOJO 10 DAYS	CERRADO
	PRODUCCION	
9	PRODUCCION	CERRADO

MES	PATRON 1	PATRON 2
10	200-300 BWPD	200-300 BWPD
11	200-300 BWPD	200-300 BWPD
12	PRODUCCION	CERRADO

Se pretende evaluar dos tipos de estrategias, la primera para el patrón 1 en donde el pozo inyector se pone en producción durante un mes cada 3 meses de inyección y el otro en el patrón 2 en donde el pozo inyector no se pone en producción, si no durante este periodo el pozo se encuentra cerrado. Esto con el fin de evaluar y compara los resultados entre las dos estrategias en la primera se pretende aprovechar la energía inyectada al yacimiento y en la segunda es realizar un periodo de remojo en donde el vapor trasferido al yacimiento transmite su energía.

Se estableció un rango de inyección de 200-300 BWPD para poder cuadrar las condiciones operativas de campo y basados en los dos mejores casos resultados de la simulación

Para poder comparar los resultados obtenidos se realizó la evaluación de las condiciones actuales de los 2 patrones estos resultados se pueden observar en la siguiente Tabla 13.

Tabla 13. Condiciones Actuales del Sector.

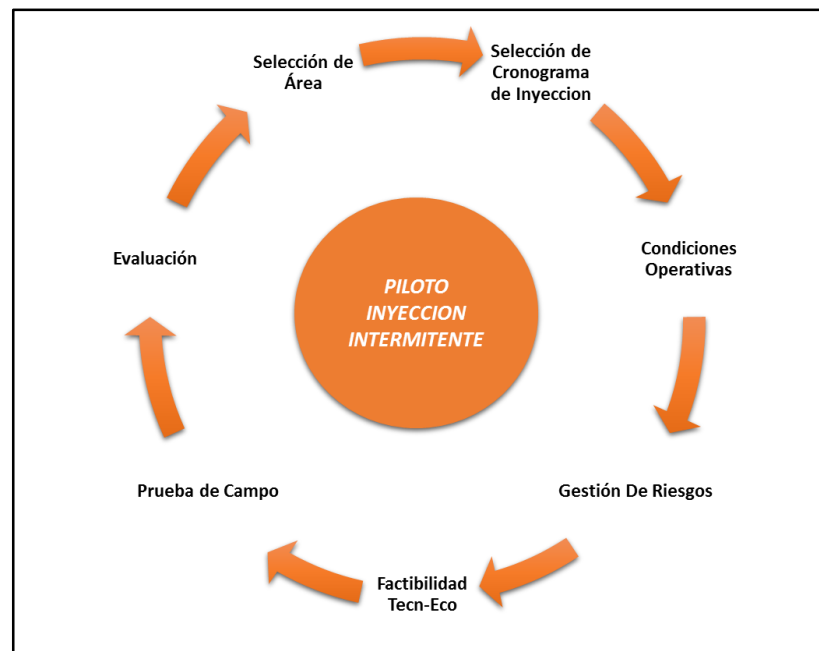
	# POZOS	PROMEDIO PROD (AÑO)		OSR
		BOPD	MMBTU	BLS/BLS
PATRON 1	9	79	44444	0.18
PATRON 2	9	77	51871	0.14

Se puede ver que durante el anterior año se inyectaron en promedio un total de 45,000 MMBTU para cada patrón, es decir que con la aplicación de esta técnica o estrategia se ahorraría un total de 22,000 MMBTU por patrón.

7.2 DIAGRAMA CIRCULAR DE TRABAJO PARA APLICACIÓN DE PILOTOS EN CAMPO.

Para poder llevar acabo un buen desarrollo del piloto en campo se presenta un diagrama circular de trabajo (Figura 36). En el cual se expone los diferentes ítems de trabajo para la aplicación del piloto en Campo en donde se comienza con la selección del área, selección de un cronograma de inyección, evaluar las condiciones operativas en campo y un análisis de gestión de riesgos presentados concluir con una evaluación técnico-económica de la propuesta para finalizar con la prueba en campo y su respectiva evaluación.

Figura 36. Diagrama Circular de Trabajo Piloto en Campo.



Al evaluar las condiciones operativas en el diagrama Circular se destacó que la aplicación de la Inyección intermitente no solo trae beneficios en términos aceite acumulado también en términos de económicos ya que al tener focalizado el vapor en un menor número de pozos (2 Inyectores) los servicios de post y pre inyección disminuyen significativamente y por ultimo los riesgos asociados a la inyección

cíclica convencional son mayores comparados con la intermitente ya que se manejan un menor número de pozos inyectoros.

8. CONCLUSIONES

- El campo de estudio se encuentra actualmente en una etapa de maduración de la CSS con valores de RPV de 0.51(Bls/MMBTU) y PIR de 3.65 (Bls/Bls) y con un porcentaje de más de 30% de los pozos con problemas de arena, significando así una baja eficiencia actual de la inyección cíclica.
- Se investigaron y estudiaron 3 diferentes estrategias o alternativas para la optimización de la inyección cíclica sin el uso de aditivos, estos fueron CSS secuencial, CSS Convencional y CSS intermitente.
- El área seleccionada para la evaluación de estos procesos es un área representativa del campo en donde se tiene una producción promedio de aceite no mayor a 25 Bopd y cortes de agua menores a 75% y con pozos con ciclos superiores a los 15 ciclos.
- De acuerdo con los resultados observados en la simulación se obtuvo un incremental de 10 Mbls de aceite acumulado más que la inyección cíclica convencional mejorando la eficiencia de inyección de 1.10 a 1.31 Bls/MMBTU.
- La inyección cíclica Intermitente contribuye con una mejoría en la distribución del vapor y un gran impacto en la reducción del aceite residual. Esta técnica incrementa el RPV en un 0.15 con respecto a la CSS convencional.
- La inyección cíclica intermitente da como resultado una mayor área de estimulación, alcanzando lugares con alta saturación de aceite que con la CSS convencional no se lograría alcanzar.

- De las sensibilidades realizadas a la tasa de inyección se obtuvo que el caso más eficiente en términos de disponibilidad de vapor en el yacimiento para la inyección intermitente es de 200 BWPD- 324 días de inyección.
- Se planteó una propuesta para la aplicación de la técnica de CSS Intermitente en campo para 2 pozos con una tasa de inyección promedio de 250 BWPD por inyector.
- Para la aplicación en campo no se hace necesario el uso de ningún tipo de fluido adicional o ningún tipo de inversión, lo único que se necesita es cambiar el esquema de inyección actual.

9. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar la implementación de la propuesta de CSS Intermitente en campo, con el fin optimizar la inyección convencional actual.
- El área y el modelo numérico de simulación usados para definir un pronóstico corresponden a estimaciones por lo tanto tiene un grado de incertidumbre y por eso se hace necesario llevar a cabo una prueba piloto en campo.
- Llevar acabo la evaluación financiera del proyecto de Inyección intermitente.
- Durante la prueba piloto se recomienda llevar un monitoreo semanal de variables de producción e inyección para cada pozo.
- Hacer análisis de pérdidas de calor en pozo para determinar el impacto de bajas tasas de inyección en calidad de vapor en fondo de pozo

BIBLIOGRAFÍA

ALI, Syed Mohammad Farouq. Practical heavy oil recovery. SM Farouq Ali, 2006.

Antony R. Kovscek. Heavy and Thermal Oil Recovery Production Mechanisms. 2003.

DOUGLAS, Alvarado; CARLOS BÁNZER, S. Recuperación Térmica de Petróleo. 1993.

GALLANT, R. J., et al. Steaming and operating strategies at a midlife CSS operation. En SPE International Thermal Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers, 1993.

GÓMEZ, G. Recuperación mejorada de hidrocarburos: inyección cíclica y continua de vapor. Universidad Industrial De Santander, 1989.

GONZÁLEZ, Deisy. Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección Cíclica de Vapor mediante Analogías. Universidad Industrial de Santander, 2005.

JONES, Jeff, et al. Sequential steam: an engineered cyclic steaming method. Journal of Petroleum Technology, 1990, vol. 42, no 07, p. 848-901.

SARATHI, Partha S.; OLSEN, David K. Practical aspects of steam injection processes: A handbook for independent operators. National Inst. for Petroleum and Energy Research, Bartlesville, OK (United States), 1992.

TRIGOS, E. M., et al. Metodología de Selección de Pozos Candidatos a Inyección Cíclica de Vapor: Aplicación Campo Moriche. Paper NRTE-CP-ET-03-E presented at the VIII INGEPET 2014, Lima, Peru, 2014.

WU, Shuhong, et al. Sequential Multi-well Steam Huff and Puff in Heavy Oil Development. En SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2005..

YATTE ET AL, En Busca de alternativas para el incremento del Factor de recobro en un yacimiento estratificado de crudo pesado. XIV Congreso colombiano de petróleo y gas 2015.