

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE REACTIVAR UN
PROYECTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN CAMPO
COLOMBIANO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.**

**SILVIA FERNANDA RUEDA NEIRA
JAIR ANDRES ROCHA ARRIETA**

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

2011

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE REACTIVAR UN
PROYECTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN CAMPO
COLOMBIANO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.**

**SILVIA FERNANDA RUEDA NEIRA
JAIR ANDRES ROCHA ARRIETA**

Trabajo de grado para optar el título de Ingenieros de Petróleos

Director

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
M. Sc. Ingeniería de Petróleos**

**M. Sc. Carlos Eduardo Naranjo
M. Sc. Erika Margarita Trigos Becerra
CO-DIRECTORES**

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

2011

Dedicatoria

A Dios por su inmenso amor, por darme la Fortaleza a mí y a mi familia, por ser mi Luz, mi guía y mi fuente de paz, por apoyarme guiarme y consolarme en los momentos difíciles y por guardarme en todo momento, a ti Dios no tengo palabras con que agradecerte.

A mi mama por su gran amor, por su apoyo, sus consejos, por darme fortaleza por darme paz, por confiar en mí, por tus cuidados, te AMO MAMA.

A mi padre por la confianza puesta en mi desde un principio , por sentirse orgulloso de mi, por celebrar cada triunfo como los suyos, por su apoyo incondicional y sus invaluable consejos, gracias papa, este triunfo es para ti.

A mis hermanas Conchy y Negri, a mis tios Ludis, Eleasid y Hector, a mi abuelita Sixta, gracias por su amor, gracias por su apoyo.

A mi gran amigo y hermano John, gracias por tu invaluable e incondicional amistad, gracias por tu apoyo, por los consejos, gracias por enseñarme a confiar y a depender de Dios gracias por impactar mi vida.

A mi compañera de tesis Silvia, por su gran compromiso, trabajo y apoyo en los momentos difíciles, gracias Silvia.

A mis amigos y compañeros de estudio, Osama, Mincho, Miguel, Carlos, Yoletth, Pechi, Jonathan Sandra, Andrea, Palma, Yeilou y todos los que se me escapan muchas gracias.

Al GRM, gracias por la oportunidad de pertenecer a este maravilloso grupo, donde se practica el verdadero significado de compañerismo, donde se aprende y se hace carrera dentro de la carrera, a todos ustedes mil gracias Dios los bendiga.

YAYO

DEDICATORIA

A DIOS por las cosas maravillosas que siempre ha puesto en mi camino, por enseñarme el valor del esfuerzo y el orgullo que producen los logros alcanzados.

A mi mami por ser la mujer más berraca del mundo, por poner siempre a todos antes que a ella misma, porque Dios me dará la dicha de estar ahí para ella siempre demostrándole todo mi agradecimiento y cuanto la amo.

A mi papá por enseñarme a ser quien soy, por regalarme su amor incondicional, su apoyo y creer tanto en mi, pero principalmente por no dejarse vencer nunca por las dificultades.

A Sergio, por su apoyo y confianza, este triunfo es de ustedes tres.

A mi segunda mamá, mi tía Yohén, por estar ahí siempre para mí, por todo su apoyo y cariño, por siempre tratarme como su hija.

A Andrés, a quien nunca dejare de agradecer por ser una persona tan maravillosa, durante estos tres años me has llenado de amor y comprensión, gracias por hacerme tan feliz, por tu apoyo incondicional y por ser una de mis mayores motivaciones para seguir adelante, yo también viviría de nuevo cada uno de los momentos que he pasado junto a ti, te amo.

A dos de mis mejores amigos, Mincho y Palmis, por ser absolutamente incondicionales, gracias por estar ahí para mí cuando más los necesitaba.

A don yayo por acompañarme en este largo camino jejeje, por todo su apoyo.

A Yessika y Karen por ser mis mejores amigas, al resto de parche Miguel, Osama, Jair, Sandra, Jenny, Eriquilla, Jesica, Pepe, Fabian, Diana y a toda la people del GRM gracias por tantos buenos momentos: Nelson, Adri, Yamit, Laura, Erika T., Yatte, Ylop.

Silvis.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la Universidad Industrial de Santander y por darnos la oportunidad de pertenecer a esta gran institución, formando profesionales íntegros en la parte laboral, humana y preparados para afrontar los retos del mundo moderno.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos – UIS y todos sus profesores, por su dedicación sus invaluable enseñanzas y todo su apoyo, a ustedes muchas gracias.

Al GRM, gracias por su darnos la oportunidad de pertenecer al grupo, al profesor Samuel Fernando Muñoz, por exigirnos, aconsejarnos y por enseñarnos la importancia de la excelencia en el trabajo, a Nelson León, por su inmenso compromiso con el grupo, a Palma por su gran apoyo, a Fabián Yatte, Yeniffer López, Fernando Londoño, a ustedes mil gracias.

A todos los amigos, compañeros de estudio y profesores que permitieron que este sueño fuese realidad, a todos ustedes nuestro más sincero agradecimiento.

Muchas Gracias a Todos, Dios los Bendiga

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR Y DEL CAMPO COLOMBIANO EN ESTUDIO	19
1.1 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO PRESENTES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR.....	20
1.1.1 Mejoramiento de la movilidad del crudo:.....	20
1.1.2 Destilación de livianos	21
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	21
1.2.1 Periodo de inyección.....	23
1.2.2 Periodo de remojo.....	23
1.2.3 Periodo de producción	23
1.3 PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN UN PROYECTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	24
1.3.1 Parámetros de yacimiento	25
1.3.2 Parámetros operacionales.....	30
1.4 GENERALIDADES CAMPO GRM-UIS 1	33
1.4.1 Reseña histórica.	33
1.4.2 Aecite original en sitio (OOIP)	34
1.4.3 Localización del campo.	34
1.4.4 Geología	35
1.4.5 Basamento.....	37
1.4.6 Ambiente de depósito.	37
1.4.7 Estratigrafía.	38
1.4.8 Geología del petróleo.....	39
1.4.9 Propiedades del yacimiento.....	39
1.4.10 Propiedades de los fluidos.....	40
1.5 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO.	42
1.5.1 Sistema de levantamiento.....	42
1.5.2 Líneas de flujo (colectores).....	44
1.5.3 Facilidades de superficie..	44
1.5.4 Fisuras de tubería en los pozos.....	45
1.6 EVALUACIÓN PRELIMINAR DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN EL CAMPO GRM-UIS 1.	45
1.6.1 Primer piloto de inyección (1966-1967).	48
1.6.2 Segundo piloto de inyección cíclica de vapor	50
2. SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN EL CAMPO GRM-UIS1	52
2.2 SELECCIÓN DEL SECTOR.	52
2.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	55
2.4 POBLAMIENTO DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN.....	63

2.4.1 Propiedades de la roca.....	64
2.4.2 Propiedades de los fluidos.....	67
2.4.3 Interacción roca-fluido.....	71
2.4.4 Condiciones iniciales.....	72
2.4.5 Condiciones de operación.....	74
3. REFINAMIENTO DEL MODELO.....	76
3.1 SENSIBILIDAD AL NÚMERO DE CELDAS REFINADAS.....	77
3.2 PROCESO DE ESTIMULACIÓN CON VAPOR.....	79
3.2.1 Condiciones operacionales.....	80
3.3 DISTRIBUCIÓN DEL VAPOR Y RADIO CALENTADO.....	85
3.4 INYECCIÓN SELECTIVA DE VAPOR.....	88
4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN UTILIZADOS EN LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	91
4.1 CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool).....	91
4.1.1 Análisis de sensibilidad en la herramienta CMOST.....	92
4.1.2 Análisis de sensibilidad de los parámetros de operación al campo GRM- UIS1.....	94
4.1.3 Análisis de resultados.....	98
5. OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE DISEÑO UTILIZADOS EN EL PILOTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR DEL CAMPO EN ESTUDIO. ...	103
5.1 OPTIMIZACIÓN CON LA HERRAMIENTA CMOST.....	103
5.2 RESULTADOS OBTENIDOS.....	107
CONCLUSIONES.....	114
RECOMENDACIONES.....	116
BIBLIOGRAFIA.....	118

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor.	22
Figura 2. Efecto de la profundidad en la calidad del vapor.	26
Figura 3. Efecto del espesor de la formación.....	27
Figura 4. Localización geográfica del campo.	35
Figura 5. Estructura geológica del yacimiento.	36
Figura 6. Subdivisión en bloques del yacimiento.	37
Figura 7. Columna estratigráfica del campo	39
Figura 8. Unidad de bombeo balanceada por aire.	43
Figura 9. Unidad de bombeo mecánico convencional.	43
Figura 10. Zonas candidatas a la implementación de la estimulación con vapor.	53
Figura 11. Sector seleccionado para aplicar el proceso de estimulación con vapor.	54
Figura 12. Datos de producción de uno de los pozos del bloque 1.....	54
Figura 13. Launcher de CMG.....	56
Figura 14. Menú principal del Builder en CMG.	57
Figura 15. Ventana del flujo de trabajo del Task Manager.....	57
Figura 16. Importación de las trayectorias de pozos a CMG.	58
Figura 17. Trayectorias de pozos cargadas en la construcción del sector model.	58
Figura 18. Selección de topes.....	59
Figura 19. Edición de marcadores.	59
Figura 20. Horizontes creados.	60
Figura 21. Horizontes generados.....	60
Figura 22. Creación del grid 2D.	61
Figura 23. Ejemplo de creación de límites al modelo.....	62
Figura 24. Crear el grid 3D	62
Figura 25. Modelo 3D inicial del sector.	63
Figura 26. Correlaciones Estratigráficas Generadas en GeoGraphix	64
Figura 27. Distribución de permeabilidad en el modelo de simulación.	66
Figura 28. Construcción del PVT en CMG.....	68
Figura 29. Datos a ingresar.....	68
Figura 30. Tablas generadas.	69
Figura 31. Ajuste de la viscosidad en el PVT sintético.....	69
Figura 32. Rs obtenido en el PVT sintético.....	70
Figura 33. Factor volumétrico de formación del aceite.	70
Figura 34. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite.....	71
Figura 35. Curva de permeabilidad relativa gas-liquido.	71
Figura 36. Patrón de pozos del modelo para estimulación.	73
Figura 37. Modelo de simulación.	73
Figura 38. Selección de pozos representativos del campo.	74
Figura 39. Producción de crudo, corte de agua y presión promedio del sector.	75
Figura 40. Distribución de la temperatura alrededor del pozo.	78
Figura 41. Distribución de la viscosidad alrededor del pozo.	78

Figura 42. Vista areal del refinamiento cartesiano alrededor de los 4 pozos.....	79
Figura 43. Tasa de producción de agua y aceite estimulación con vapor.....	83
Figura 44. Factor de Recobro para la estimulación con vapor.....	84
Figura 45. Tasa de inyección de vapor	84
Figura 46. Distribución de la temperatura en los estratos estimulados durante el primer ciclo de inyección.....	85
Figura 47. Presión del yacimiento 5 días antes de iniciar la estimulación con vapor.....	86
Figura 48. Presión antes de la inyección Vs el radio calentado.....	88
Figura 49. Factor de recobro inyección selectiva.....	89
Figura 50. Distribución de la temperatura en la arena 6.	90
Figura 51. Archivo .cmt generado para el análisis de sensibilidad.....	95
Figura 52. Método de Muestreo.....	96
Figura 53. Determinación de la Funcion Objetivo.	97
Figura 54. Diagrama Tornado del Factor de Recobro.....	99
Figura 55. Diagrama Tornado CSOR.....	101
Figura 56. Grafico de VPN obtenido en la optimización.....	108
Figura 57. Histogramas de frecuencia.	109
Figura 58. Producción Incremental obtenida en el caso # 1.	112
Figura 59. Producción Incremental obtenida en el caso # 2.	113

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Screening de un proceso de inyección cíclica de vapor.....	20
Tabla 2. Parámetros del proceso de inyección cíclica de vapor.	25
Tabla 3. Parámetros de la formación.	40
Tabla 4. Propiedades del crudo de la formación Tuné.....	41
Tabla 5. Comparación de las propiedades del campo y el screening de aplicación de la inyección cíclica propuesto por Farouq Ali.	46
Tabla 6. Parámetros operacionales utilizados en el primer piloto de inyección cíclica de vapor.	48
Tabla 7. Producción incremental obtenida en el primer piloto.	49
Tabla 8. Parámetros de inyección del piloto.	50
Tabla 9. Producción incremental del segundo piloto.....	51
Tabla 10. Estratos de la formación.	65
Tabla 11. Propiedades de las arenas.	65
Tabla 12. Propiedades de las arcillas.	67
Tabla 13. Propiedades de los fluidos.	67
Tabla 14. Condiciones iniciales del yacimiento.....	72
Tabla 15. Variables operacionales.....	75
Tabla 16. Resultados de la producción primaria.	75
Tabla 17. Sensibilidad al tamaño de las celdas refinadas.	77
Tabla 18. Propiedades de yacimiento de los campos análogos en el EOR'S.....	80
Tabla 19. Parámetros operacionales usados en los campo análogos.	81
Tabla 20. Condiciones para el cálculo de la tasa.....	82
Tabla 21. Condiciones operacionales utilizadas en la estimulación con vapor.	83
Tabla 22. Radio calentado y presión promedio antes de la estimulación.	86
Tabla 23. Comparación entre el factor de recobro en la inyección selectiva y la inyección global.	89
Tabla 24. Parámetros operacionales del caso base.	94
Tabla 25. Parámetros de Operación para el Análisis de Sensibilidad.....	96
Tabla 26. Valores utilizados en la optimización.	105
Tabla 27. Precio de venta del crudo.	106
Tabla 28. Valores usados en el cálculo del VPN.	107
Tabla 29. Parámetros de operación descartados en la optimización.....	109
Tabla 30. Posibles condiciones de operación para la aplicación en campo.	111
Tabla 31. Parámetros de operación de los mejores escenarios.	111

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE REACTIVAR UN PROYECTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN CAMPO COLOMBIANO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.

AUTORES: SILVIA FERNANDA RUEDA NEIRA
JAIR ANDRES ROCHA ARRIETA

PALABRAS CLAVE: inyección cíclica de vapor, simulación numérica, yacimientos estratificados, recobro mejorado, eficiencia térmica.

DESCRIPCION:

La disminución de reservas de crudo de yacimientos convencionales y la falta de nuevos descubrimientos, ha hecho que el sector de los hidrocarburos enfoque sus esfuerzos en el aprovechamiento de reservas de crudo pesado que anteriormente no eran tan atractivas debido a las limitaciones técnicas y el poco mercado que existía para este tipo de crudo. Movidas por los precios actuales del crudo, las empresas están realizando diversos estudios y proyectos para el desarrollo y aprovechamiento de estos recursos.

Las mayores reservas de este tipo de crudos con las que cuenta Colombia se encuentran localizadas principalmente en las cuencas del valle medio del Magdalena y los llanos orientales. Actualmente los factores de recobro promedios de estos yacimientos no superan el 15%, convirtiéndolos en excelentes candidatos para la implementación de un proceso de inyección cíclica de vapor. En algunos de estos campos se han implementado pilotos cuyo desempeño se ha visto afectado por las características propias de este tipo de yacimientos y la falta de un apropiado estudio para determinar las condiciones óptimas de operación del proyecto.

Las características más influyentes de los yacimientos donde se ha implementado al menos un piloto de inyección cíclica de vapor son: la presencia de intercalaciones de arcilla y la alta heterogeneidad de las zonas productoras. Teniendo en cuenta lo anterior y usando como base el campo colombiano GRM-UIS 1, se construyó un modelo de simulación de un sector del yacimiento para evaluar la factibilidad técnica de reactivar un proyecto de inyección cíclica de vapor en el campo Colombiano GRM-UIS 1.

Inicialmente se evaluaron las características propias del yacimiento y las experiencias adquiridas con los dos pilotos de inyección cíclica de vapor previamente implementados en el campo, se comparó en el modelo de simulación la inyección selectiva en las mejores arenas del yacimiento con la inyección global de vapor. Usando la herramienta CMOST de CMG se realizó un análisis de sensibilidad a los parámetros operacionales para determinar su impacto en el desempeño del proceso y una optimización que permitió establecer los mejores escenarios de un proceso de inyección cíclica de vapor.

¹ Proyecto de grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Directores: M.Sc. Erika Margarita Trigos Becerra, M.Sc. Carlos Eduardo Naranjo.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE TECHNICAL FEASIBILITY OF REACTIVATE A CYCLIC STEAM INJECTION PROJECT IN A COLOMBIAN FIELD BY NUMERICAL SIMULATION.

AUTHORS: SILVIA FERNANDA RUEDA NEIRA
JAIR ANDRES ROCHA ARRIETA

KEYWORDS: Cyclic steam stimulation, Numerical simulation, stratified reservoir, enhanced oil recovery, Thermal efficiency.

DESCRIPTION:

The dwindling reserves of conventional crude oil fields and lack of new discoveries has led the oil sector to focus its efforts on the exploitation of heavy oil reserves that were previously not as attractive due to technical constraints and the limited market existed for this type of oil. Moved by current oil prices, companies are conducting various studies and projects for the development and exploitation of these resources.

The largest reserves of this type of crude oil that Colombia has are located mainly in the basins of the Middle Magdalena Valley and the eastern plains. Currently, the recovery factors of these sites do not exceed 15%, making them excellent candidates for implementing a process of cyclic steam injection. In some of these sites have implemented this technique pilots whose performance has been affected by the characteristics of such sites and the lack of an appropriate study to determine the optimal operating conditions of the project.

The most influential features of the sites where it has deployed at least one pilot cyclic steam injection are: the presence of interbedded clay and high heterogeneity of the areas. Given the above, using as base the Colombian field GRM-UIS 1, we built a simulation model of a sector of the site to assess the technical feasibility of reactivate a project of cyclic steam injection in the Colombian field GRM-UIS 1.

Initially we evaluated the characteristics of the reservoir and the experiences with the two pilots of cyclic steam injection previously implemented in the field, was compared in the simulation model selective injection in the best reservoir sands of the global injection of steam. Using the tool of CMG CMOST an analysis of sensitivity to operational parameters to determine their impact on performance and optimization process could establish the best stages in a process of cyclic steam injection.

¹ Proyecto de grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Directores: M.Sc. Erika Margarita Trigos Becerra, M.Sc. Carlos Eduardo Naranjo.

INTRODUCCIÓN

La inyección cíclica de vapor es una técnica de recobro mejorado empleado en yacimientos de crudos pesados y relativamente someros, el cual provoca una reducción de viscosidad en función de la temperatura para facilitar el desplazamiento de los fluidos pesados ubicados en las cercanías a la cara de la formación. Este proceso está compuesto por tres periodos: periodo de inyección durante el cual el vapor es inyectado en la formación a través de un solo pozo que funciona como inyector y productor, tiempo de remojo durante el cual se cierra el pozo y el vapor inyectado transfiere su calor latente a los fluidos del yacimiento, finalmente un periodo de producción durante el cual el pozo lleva a superficie todo el aceite movilizado y el agua condensada producto del vapor inyectado. Estos ciclos se desarrollan varias veces obteniendo usualmente una menor producción que la obtenida en el ciclo anterior.

Esta técnica brinda ventajas adicionales como remoción del daño del pozo, relativa facilidad de implementación, baja inversión inicial, un rápido retorno y prepara el yacimiento para la implementación posterior de técnicas como la inyección continua de vapor.

La inyección cíclica de vapor es una técnica comúnmente aplicada en varios campos de la cuenca del valle medio del Magdalena con cierto nivel de éxito, sin embargo factores operacionales y/o factores inherentes a las características del yacimiento han hecho que algunos de estos proyectos sean suspendidos. Algunos de los factores operacionales que pueden ir en contra de un proyecto de estas características son, las bajas tasas de inyección, la calidad con la que llega el vapor a la cara de la formación entre otros. Con respecto al yacimiento las características más influyentes en un proceso de inyección son las intercalaciones de arcilla, la presencia de un acuífero activo, la profundidad del yacimiento y las

propiedades térmicas de la formación productora y de las intercalaciones de arcilla. Sin embargo se debe evaluar el impacto de estas limitantes pues bajo ciertas características puede ser posible implementar un proyecto de inyección cíclica de vapor exitosamente.

Teniendo en cuenta que los campos de esta área poseen factores de recobro relativamente bajos, menores al 15% y que las condiciones económicas del mercado ponen en un lugar atractivo la canasta de crudos pesados se realizó un estudio haciendo uso de la simulación numérica para evaluar la factibilidad técnica de reactivar un proyecto de inyección cíclica de vapor en el campo GRM-UIS 1 (denominado así por motivos de confidencialidad). La reactivación de este tipo de proyecto en el campo es estudiada principalmente por los buenos resultados obtenidos en los pilotos previamente implementados, a los que no se les dio continuidad debido a la poca experiencia y conocimiento de la técnica y a múltiples problemas operacionales.

La metodología para el desarrollo de este estudio tendrá como punto de partida la caracterización del yacimiento, principalmente el alto grado de estratificación que presenta, las experiencias previas sobre la técnica y la selección del sector de yacimiento candidato para evaluar la estimulación, para posteriormente construir un modelo de simulación representativo del sector seleccionado donde se evaluará la influencia de las características propias del yacimiento y de los parámetros de operación mediante un análisis de sensibilidad y finalmente se establecerán los parámetros operacionales del piloto que conlleven a los mejores resultados a partir de una optimización realizada con la herramienta CMOST de CMG.

1. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR Y DEL CAMPO COLOMBIANO EN ESTUDIO.

El método de inyección cíclica de vapor también es conocido como “estimulación” o “Huff and Puff”, fue descubierto en 1957 cuando la Shell Oil Company de Venezuela realizaba pruebas de inyección continua de vapor en el campo Mene Grande. Un problema de sobrecarga en la presión del pozo inyector, causó la suspensión de las operaciones; al abrir el pozo nuevamente se observó un incremento en la producción de aceite de 10 a 100 Bls/día con un bajo corte de agua². Este accidente operacional marcó el inicio de un nuevo método de recobro térmico, el cual permite la inyección de vapor y la recuperación de aceite en el mismo pozo de forma cíclica.

La inyección cíclica de vapor, además de ser un proceso implementado para aumentar el factor de recobro como consecuencia de la disminución de la viscosidad del aceite, es también considerado como una técnica de estimulación, ya que al manejar altas temperaturas logra limpiar las paredes de la formación, elimina algunas parafinas que se adhieren en el fondo del pozo con lo cual se disminuye el daño.

En la estimulación con vapor como cualquier otro método de recobro, existen propiedades óptimas de yacimiento en las cuales es apropiado aplicar el proceso. En la Tabla 1 se presenta el screening realizado por el doctor Farouq Ali de las propiedades más importantes que se deben considerar al momento de implementar un proceso de inyección cíclica de vapor.

² TREBOLLE, R.L. CHALOP, J.P AND COLMERARES,R :“ The Orinoco Heavy Oil Belt Pilots and Development Strategy, Papers SPE 25798.p.2

Tabla 1. Screening de un proceso de inyección cíclica de vapor.

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad °API	< 15
Viscosidad del Crudo , cp	> 300
Profundidad, ft	< 3000
Espesor neto, ft	> 30
Presión del Yacimiento, psi	< 1500
Saturación del Crudo	No Crítica
Porosidad, fracción	> 0.3
Permeabilidad, md	1000-2000

Fuente: ALI, S.M. Farouq. Practical Heavy Oil Recovery. HOR H 2006.

1.1 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO PRESENTES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR.

Cuando se aplica un proceso de inyección de vapor se tienen mecanismos de producción que ayudan a la extracción del crudo del yacimiento, dentro de los principales están: mejoramiento de la movilidad del crudo y destilación de livianos, sin embargo se encuentran presentes mecanismos secundarios que también ayudan a la extracción del crudo, como lo son: expansión del crudo, agotamiento de presión y drenaje gravitacional.

1.1.1 Mejoramiento de la movilidad del crudo: La disminución de la viscosidad del aceite por efecto del aumento de la temperatura, es el mecanismo de producción más importante para la recuperación de crudos pesados.

El calor inyectado al yacimiento es transferido a la roca y a los fluidos que este contiene, logrando una disminución de la viscosidad del crudo en la zona alterada

por el vapor, lo cual hace que aumente la movilidad del mismo (M_o), de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$M_o = \frac{K_o}{\mu_o}$$

Donde:

K_o = Permeabilidad efectiva del aceite

μ_o = Viscosidad del aceite

1.1.2 Destilación de livianos: Este fenómeno consiste en la volatilización de los componentes relativamente livianos del crudo los cuales se caracterizan por tener una alta presión de vapor, estos son transportados hacia el frente de vapor hasta que se condensan en zonas de menor temperatura. El petróleo delante de la zona de vapor se hace cada vez más rico en componentes livianos, originándose con ello extracción por solventes y desplazamientos miscibles sobre el petróleo original del yacimiento, aportando de esta manera a la producción de crudo.

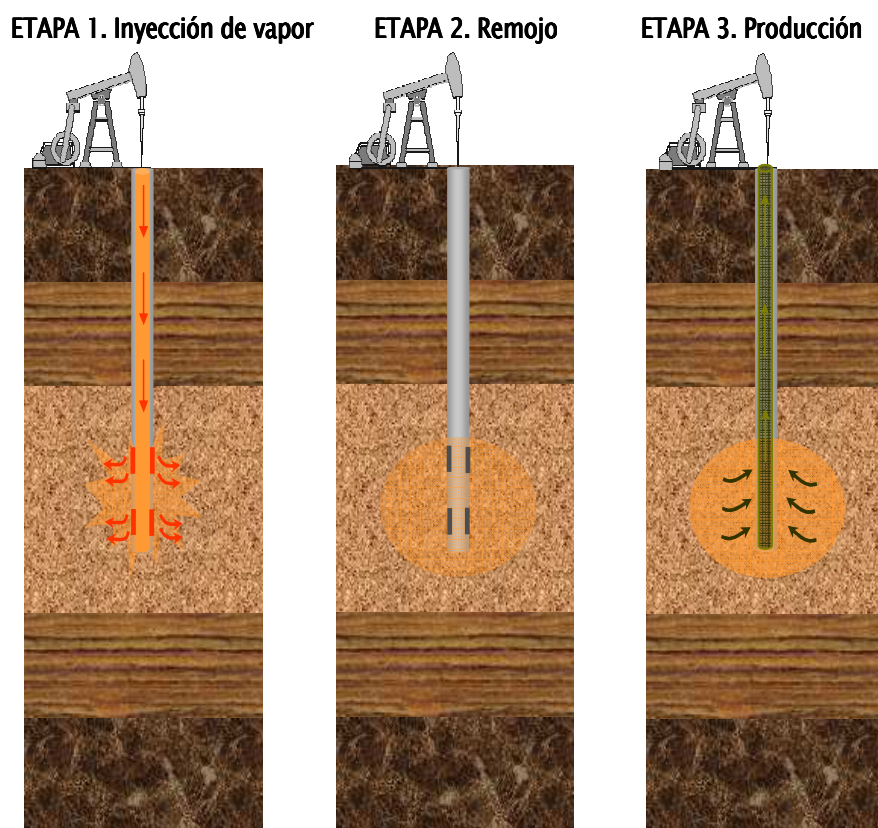
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

El proceso de inyección cíclica de vapor es actualmente el método de recobro térmico más ampliamente usado para la producción de aceite pesado y bitumen ya que es considerado uno de los más efectivos debido a su funcionalidad, fácil implementación y costos relativamente bajos³. El proceso consta de tres periodos: inyección, remojo y producción como se indica en la Figura 1. Los tres periodos son llevados a cabo en un mismo pozo y se les conoce como un ciclo de inyección.

³ CHAN, M. Y.S and SARIOGLU, G: "Numerical Modeling of Cyclically Steamed and Fractured Oil- Sands Reservoirs", Paper SPE 22369.p.1

Cuando la tasa de producción de aceite tiende a ser igual a la tasa antes de iniciar la estimulación, se considera que el yacimiento se ha enfriado y la producción incremental por disminución de la viscosidad tendera a ser nula, es entonces cuando se inicia un nuevo ciclo de inyección. El proceso se repite hasta alcanzar el límite económico del proyecto.

Figura 1. Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor.



Fuente: Autor.

1.2.1 Periodo de inyección: En la primera etapa se suministra calor inyectando un alto volumen de vapor húmedo a la formación productora durante un tiempo determinado, ya sean días o meses según los requerimientos estimados. Se recomienda que la inyección se realice a la mayor tasa posible para así disminuir las pérdidas de calor, teniendo cuidado de no sobrepasar la presión de fractura del yacimiento.

1.2.2 Periodo de remojo: En la segunda etapa el pozo es cerrado durante un tiempo dependiendo básicamente de características tales como: Presión y temperatura del yacimiento, espesor de la formación y principalmente de la viscosidad del aceite, esto con el propósito de estabilizar la presión del sistema para que el vapor inyectado se expanda logrando con ello la homogenización de la zona caliente alrededor el pozo y que se transmita la cantidad de calor suficiente para reducir la viscosidad.

La etapa de remojo debe durar lo suficiente para permitir que el vapor entregue una buena cantidad de calor al yacimiento. No es conveniente un tiempo de remojo muy largo, pues se puede incurrir en pérdidas de calor excesivas a formaciones adyacentes del yacimiento.

1.2.3 Periodo de producción:

En la tercera y última etapa el pozo es abierto a producción una vez se ha estabilizado la presión del yacimiento y el vapor ha calentado la formación. Al inicio de esta etapa se empieza a producir gran cantidad de agua a alta temperatura debido a la condensación del vapor inyectado, la tasa de agua irá disminuyendo lentamente a medida que el aceite caliente se desplaza hacia la cara del pozo; lo anterior indica, que la producción del pozo después de haber realizado el ciclo de estimulación dependerá principalmente de:

- Viscosidad del crudo al inicio del proceso.
- Reducción de viscosidad del aceite por el aumento de la temperatura.
- Permeabilidad de la formación.
- Radio calentado.
- Presión y temperatura del yacimiento.
- El daño del pozo ya que en algunos casos es removido durante la inyección.

La duración del periodo de producción dependerá principalmente de la rapidez con la que se enfríe la formación como consecuencia de los fluidos producidos y de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.

1.3 PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN UN PROYECTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.

Para el diseño de un proyecto de inyección cíclica de vapor, es necesario conocer la influencia que tienen tanto los parámetros de yacimiento como operacionales en el desempeño del proceso, algunos de los más importantes se encuentran en la tabla 2 y serán posteriormente analizados de manera individual. Con ello se busca conocer las condiciones óptimas de funcionamiento, anticipar posibles problemas operacionales y maximizar las probabilidades de éxito del proyecto.

Tabla 2. Parámetros del proceso de inyección cíclica de vapor.

PARÁMETROS	FACTORES
PARÁMETROS DE YACIMIENTO	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Profundidad de formación ✓ Espesor de Formación ✓ Relación Arena-Arcilla ✓ Presión del Yacimiento ✓ Daño a la formación ✓ Viscosidad del Aceite ✓ Saturación de aceite ✓ Relación Agua-Aceite (WOR)
PARÁMETROS OPERACIONALES	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Tasa de inyección de vapor ✓ Cantidad de vapor inyectado ✓ Presión de inyección ✓ Calidad del vapor ✓ Tiempo de remojo ✓ Numero de ciclos

Fuente: FAROUQ ALI S.M. "Practical Heavy Oil Recovery" página 6.6

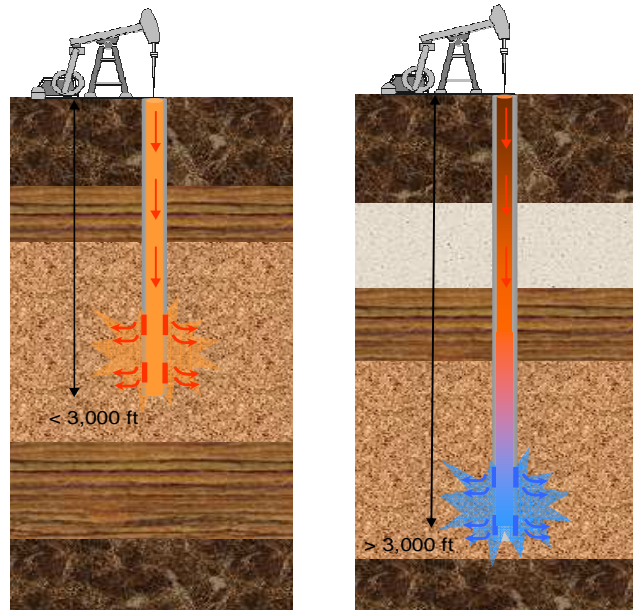
1.3.1 Parámetros de yacimiento

- Profundidad de la formación.

Esta propiedad limita considerablemente la aplicación de procesos de recuperación con vapor, pues a mayor profundidad se generan mayores pérdidas de calor y se puede presentar fallas mecánicas en el casing a grandes profundidades. Durante el desplazamiento del vapor inyectado desde superficie hasta la zona de interés se presentan las mayores pérdidas de energía ya que muchas veces la tubería no presenta el aislamiento térmico adecuado y gran cantidad de energía se disipa durante el recorrido, generando una disminución de la calidad del vapor en la cara del pozo y por ende una menor eficiencia del proceso. Por esta razón, si se realizan proyectos de inyección de vapor a profundidades mayores a 3000 pies se

corre el riesgo de que el vapor se condense en su totalidad y se termine inyectando agua caliente⁴.

Figura 2. Efecto de la profundidad en la calidad del vapor.



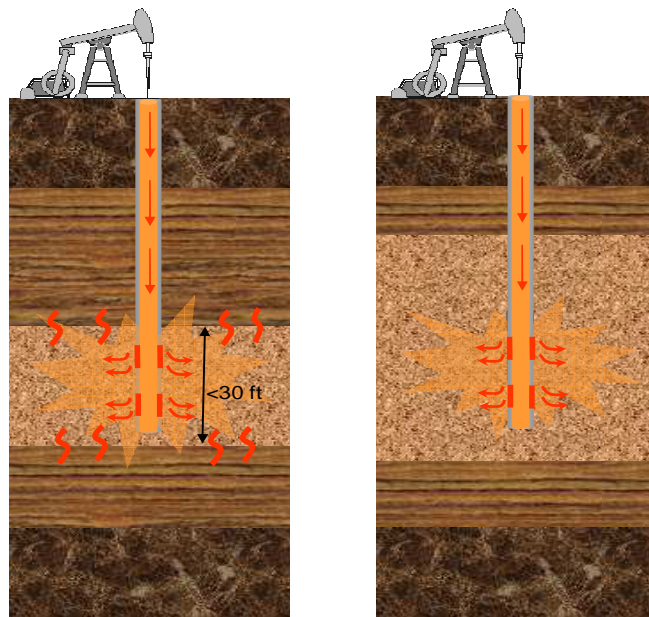
- Espesor de la formación.

En procesos de recuperación térmica como la inyección cíclica de vapor, el espesor de la formación es un parámetro importante ya que dependiendo del tamaño de la arena estimulada se producirán valores altos o bajos de pérdidas de calor hacia las formaciones subyacentes y suprayacentes. Así, si la formación es muy delgada, las pérdidas de calor serán grandes debido a que existe una mayor área de contacto de la zona de vapor en la arena estimulada con las formaciones vecinas. En caso de que la formación de

⁴ Boton, L; Pacheco, E. "Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007.

interés limitara en sus partes superior e inferior con intercalaciones de arcilla, las pérdidas de calor serían mayores pues éste tipo de formaciones posee una capacidad calorífica y un coeficiente de difusividad mucho mayor comparado con las arenas.

Figura 3. Efecto del espesor de la formación.



- Relación Arena – Arcilla.

Para analizar el efecto de este parámetro de yacimiento sobre la relación Aceite incremental-Vapor inyectado (RAV), se mantiene constante el número de arenas y se varía el espesor bruto de cada una.

La caída en el RAV a medida que la relación Arena-Arcilla decrece (aumentando el espesor bruto de la zona productora) es el resultado del incremento de las pérdidas de calor hacia las arcillas intermedias. Es decir, a medida que aumenta el espesor de arcilla menor será la cantidad de aceite

recuperado, esto se debe a que las pérdidas de calor aumentarán ocasionando una acelerada disminución en la temperatura y por consiguiente una disminución en la tasa de producción⁵.

- Presión del yacimiento.

Es importante tener en cuenta qué tanto ha caído la presión en el yacimiento. Un yacimiento depletado no tendrá una buena respuesta a la estimulación con vapor ya que no posee la energía suficiente para producir el aceite, así una rápida caída de presión puede significar que la estimulación solo sea económicamente viable para los primeros ciclos.

- Daño a la formación.

La existencia del daño presente en el pozo tiene un efecto significativo sobre la respuesta de producción cuando se efectúa un proceso de inyección cíclica de vapor. Esto quiere decir que si hay presencia de daño, la cara de la arena se tapona impidiendo el flujo de aceite, causando una disminución en la producción; cuando el daño es muy alto (40-60) y es removido se tiene un aumento en la relación aceite producido por unidad de volumen de vapor inyectado.

- Viscosidad del aceite.

A medida que el calor entra a la formación productora, la transferencia de calor reduce la viscosidad del aceite, permitiendo que se aumente su movilidad y pueda fluir más fácilmente hacia la cara del pozo productor. Para un aumento de temperatura dado, la reducción de la viscosidad para un aceite de baja

⁵ Gonzales, D. "Análisis e Interpretación de Yacimientos sometidos a Inyección Cíclica de Vapor mediante analogías". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.

viscosidad es mucho menos pronunciada que para un aceite con alta viscosidad original⁶. Por esta razón, el incremento de la productividad tras una inyección de vapor será más pequeña para crudos de bajas viscosidades.

- Saturación de aceite.

En general yacimientos que presentan altas porosidades (mayor a 20%) y altas saturaciones de aceite (mayor a 55%) son buenos candidatos para el proceso de inyección cíclica de vapor. La explicación para que se requieran altas saturaciones de aceite se fundamenta en que si es máxima entonces se garantiza que la saturación de agua es baja. Si se presenta el caso contrario el agua se convierte en una zona ladrona de calor aumentando la pérdidas ya que esta posee mayor calor específico que el petróleo. Además, a mayor saturación de aceite será posible recuperar mayor cantidad de crudo logrando que el proceso sea eficiente tanto por aplicabilidad como por economía.

- Relación Agua – Aceite (WOR).

El efecto de una alta relación agua-aceite es perjudicial para el proceso de estimulación con vapor. Esto debido a que la producción de un gran volumen de agua a través de la zona calentada acelerará el enfriamiento ya que el agua tiene una alta capacidad calorífica (aproximadamente dos veces la del aceite). Además, si en un pozo la presión de fondo fluyendo llega a ser muy baja durante la producción algo del agua se evaporará. Esto incrementa la cantidad de calor removido debido al alto calor latente de vaporización del agua.

⁶ FAROUQ ALI S.M. “Practical Heavy Oil Recovery”. HOR Heavy oil recovery technologies. Octubre de 2006.

- Relación Gas – Aceite (GOR).

Para este parámetro de yacimiento hay que tener en cuenta que una alta relación gas-aceite puede ser perjudicial ya que la producción de gas reducirá la presión parcial del vapor de agua en la zona calentada causando un aumento en la liberación del vapor de agua que se traduce en pérdidas de calor.

1.3.2 Parámetros operacionales.

- Tasa de inyección de vapor.

Generalmente en los procesos de inyección cíclica de vapor, es recomendable emplear altas tasas de inyección para minimizar las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes. Un estimativo para determinar la tasa de inyección en la inyección cíclica es inyectar alrededor de 30 MMBTU/Pie de formación. Cuando se trabaja con tasas de inyección altas se logra maximizar el radio de calentamiento, mejorando el efecto de la estimulación y haciendo que el periodo de cierre en la etapa de remojo pueda ser menor para no perder producción.

Al momento de estimar la tasa de inyección de vapor adecuada se evalúan principalmente factores como: viscosidad del fluido al inicio del proceso, capacidad de los equipos de generación de vapor disponibles, condiciones de presión y temperatura del yacimiento y espesor de la arena estimulada⁷.

⁷ Gonzales, D. "Análisis e Interpretación de Yacimientos sometidos a Inyección Cíclica de Vapor mediante analogías". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.

- Cantidad de vapor inyectado.

La cantidad de vapor inyectado es la principal variable que el ingeniero puede manejar y optimizar durante la inyección cíclica de vapor. En general, pequeñas cantidades de vapor puede ser inyectado para pozos en donde el mayor problema es el daño en la cara del pozo, obteniendo resultados aceptables. Altas cantidades de vapor pueden inyectarse en pozos: con alta productividad, con grandes espesores productores, sin daño y con crudos de altas viscosidades⁸

- Presión de inyección.

Para un proceso de inyección cíclica de vapor es ideal trabajar con altas presiones de inyección, ya que esta variable se encuentra directamente relacionada con la tasa de inyección, esto, sin dejar a un lado que la presión de inyección no debe ser mayor que la presión de fractura, ya que pueden generarse daños en la formación originando pérdidas de calor y una disminución considerable en el factor de recobro; debido al sobrepresionamiento de los estratos productores en los que se ve afectada directamente la permeabilidad y la porosidad⁹.

- Calidad del vapor inyectado.

La calidad del vapor, es uno de los parámetros operacionales más importantes en un proceso de recuperación térmica, depende principalmente de las propiedades del agua como temperatura y presión de saturación, calor específico, calor latente y calor sensible y del equipo de generación de vapor

⁸ MANNUCCI, J. E.: "Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales". 1990. Capítulo 3. p. 14.

⁹ Boton, L; Pacheco, E. "Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007.

que se emplee bien sea portátil o fijo. La calidad de vapor a la salida del generador debe ser lo más cercana a 1 para que al llegar a la cara de la formación después de un recorrido en el cual se generan pérdidas de calor, el vapor conserve la mayor cantidad de energía para calentar efectivamente el petróleo. Se recomienda que la calidad del vapor oscile entre 80 y 90 %, es decir vapor húmedo.

- Tiempo de remojo.

Este parámetro operacional generalmente se analiza desde dos puntos de vista, el primero es básicamente para yacimientos que se encuentran depletados donde se recomienda que el pozo sea puesto en producción inmediatamente, ya que como el pozo no tiene suficiente presión para producir debe aprovecharse la presión de inyección; mientras que para yacimientos con altas presiones si se recomienda cerrar el pozo hasta que el vapor ceda el calor suficiente y la viscosidad sea reducida a tal punto que el crudo fluya a superficie con mayor facilidad durante su etapa de producción.

- Numero de ciclos empleados

La disminución en la cantidad de aceite producido después de cada ciclo de estimulación y la cantidad de vapor inyectado son las variables de las cuales depende el número de ciclos empleados en el proceso, cuyo parámetro de control es la relación de aceite producido por unidad de agua equivalente inyectada o RAV teniendo en cuenta el límite económico para el proyecto.

Generalmente cuando se realiza un proceso de inyección cíclica de vapor se continúa el recobro de crudo con la inyección continua de vapor; Para tal caso, durante la estimulación no es necesario realizar demasiados ciclos ni

alcanzar el límite económico para empezar la implementación de la inyección continua.

- Distancia entre pozos.

Aún cuando en un proceso de inyección cíclica de vapor se utiliza el mismo pozo para inyectar y producir, la estimulación puede tener un efecto positivo en la respuesta de producción de otro pozo que no está siendo estimulado.

Este parámetro operacional se encuentra directamente relacionado con tres aspectos: viscosidad del fluido, radio de la zona calentada y características geológicas de la formación, a partir de estos se determina el espacio adecuado entre pozos para realizar un proceso de inyección cíclica de vapor, para crudos pesados se recomienda un espaciado de 8 a 10 Acres pero estos valores pueden variar dependiendo de las propiedades del fluido y la geología de yacimiento.

Una vez analizados los parámetros de yacimiento y operacionales de mayor influencia en un proyecto de inyección cíclica se prosigue a determinar las propiedades del yacimiento candidato a la aplicación del proceso, junto con las experiencias adquiridas respecto al proceso en este campo.

1.4 GENERALIDADES CAMPO GRM-UIS 1

1.4.1 Reseña histórica: El campo fue descubierto en el año de 1954 con la perforación del pozo GRM 1 a una profundidad de 5,774 pies con una producción inicial de 425 BOPD y 18.2 °API, de la formación Gu aduas.

Al año 1986 la producción del campo fue de 4100 BOPD, con 50% de BSW, relación gas aceite de 242 pies cúbicos por barril y una producción acumulada de 78.8 MBbls.

Las dos formaciones productoras principales son Tuné y Guaduas. Inicialmente fueron abiertas de manera independiente a producción. Posteriormente el completamiento se realizó de forma conjunta. Por problemas de diferenciación de las dos formaciones y por problemas de arenamiento se obligó al uso de liner ranurado y empaquetamiento con grava. Del yacimiento se obtiene crudo de gravedad promedio de 15 °API a 60 °F y 434 cp a temperatura de yacimiento de 120 °F correspondiente al aceite mas liviano del yacimiento.

1.4.2 Aceite original en sitio (OOIP): El aceite original es de 578 Mbls. Las reservas probadas del campo GRM-UIS 1 se han estimado en 116.8 Mbls de petróleo, al año 2003. El campo tiene una producción actual promedio de 4,624 barriles de aceite por día.

1.4.3 Localización del campo: El campo GRM-UIS 1 se encuentra ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena sobre el margen oriental del río Magdalena, ocupa un área de producción de 14 Km². La altura promedio del campo es de 137 m sobre el nivel del mar. En la figura 4 se presenta esquemáticamente la ubicación regional del campo.

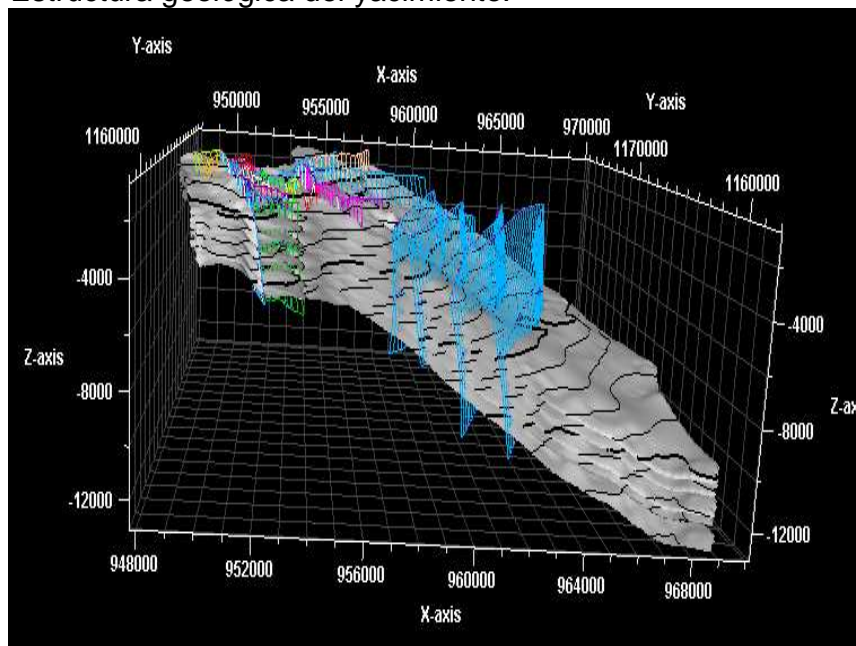
Figura 4. Localización geográfica del campo.



Fuente: www.maps.google.com

1.4.4 Geología: Ubicado al Sur Oeste de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M.), el campo tiene un carácter asimétrico de monosinclinal (con buzamiento de 8° al SW). En esta misma dirección ha y un engrosamiento de la cobertura sedimentaria, mientras que en el occidente los sedimentos forman terminaciones "Onlap" con la inconformidad desarrollada sobre las unidades preterciarias, o sobre el basamento., en donde sus capas buzando suavemente hacia el este.

Figura 5. Estructura geológica del yacimiento.

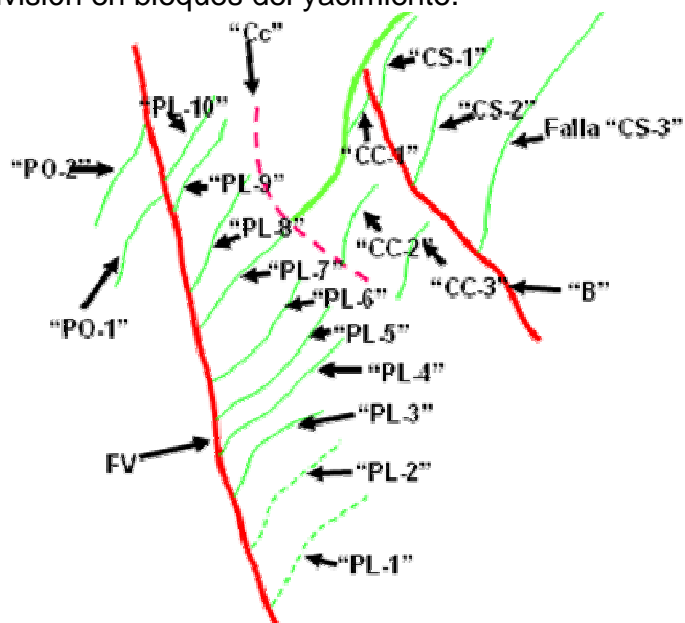


Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo.

Las unidades litoestratigráficas productoras en este campo corresponden a las formaciones Tuné y Guaduas, éstas datan del Oligoceno (Terciario). Son arenas arcillosas, de cuarzo fino a muy fino, poco consolidadas e intercaladas con arcilla y limo. Los estudios sedimentológicos muestran ambientes de abanico aluvial con corrientes entrelazadas, poco consolidados y sucios que le dan un alto grado de heterogeneidad al yacimiento. (Coeficiente de Dykstra-Parson entre 0.5 y 0.75).

El monosinclinal está afectado por la falla de Velázquez, de dirección Noroeste – Sureste la cual es cortada por 10 fallas normales (enumeradas desde PL-1 hasta PL-10 como se muestra en la figura 6 con dirección N-E que subdividen el campo en 11 compartimentos Esta falla da lugar a un alineamiento de depresiones. La forma actual de la cuenca fue adquirida durante el Terciario superior pero su formación resultó de una serie de movimientos extensivos y comprensivos durante el Mesozoico y el Cenozoico.

Figura 6. Subdivisión en bloques del yacimiento.



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo.

De acuerdo a la evaluación realizada en 1993, se confirmó la existencia de 4 secuencias sedimentarias de tope a base 1, 2, 3 y 4, subdivididas a su vez en A, B, C y D.

1.4.5 Basamento. La secuencia 1 está marcada hacia el tope por lo que comúnmente se ha denominado Oligoceno – Mioceno (Formaciones Tuné – Zorro), esta zona corresponde a una zona de transición en el cual existe un empuje hidrodinámico del acuífero el cual avanza de Sur-Este al Nor-Oeste, formando una mayor acumulación en la parte Norte de los bloques del campo.

1.4.6 Ambiente de depósito. El ambiente de depósito es continental y corresponde a abanicos aluviales con facies de abanico medio a distal,

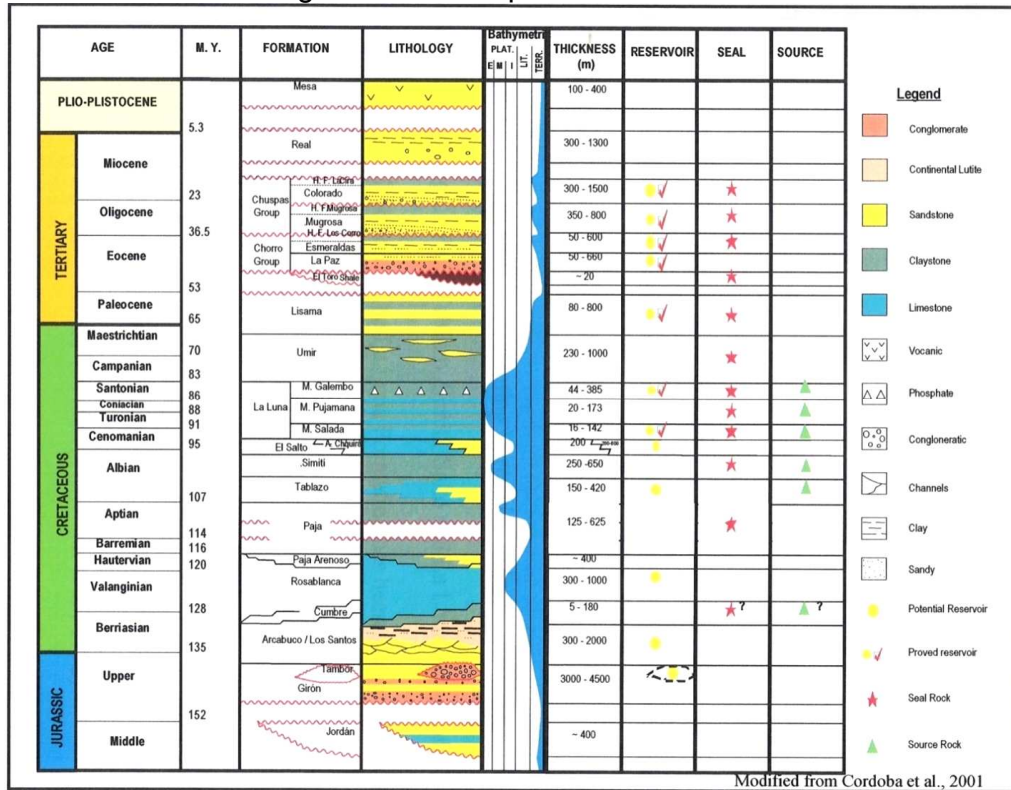
retrabajados hacia el tope (Zona A), por corrientes meandriformes, a corrientes de lodos y escombros (Unidades B1, D1, D2). Los depósitos fluviales del Eoceno superior – Oligoceno, dentro de los cuales se encuentra las arenas petrolíferas del campo han sido divididas por varios autores, en varias formaciones: la Paz, Esmeralda, Mugrosa, Colorado y en Hoyon.

1.4.7 Estratigrafía. La columna estratigráfica del área comprende de base a tope un basamento ígneo – metamórfico de posible edad precámbrica y/o tirásico – jurásico, en contacto discordante con sedimentos de posible edad oligoceno, sobre estos últimos reposan discordantemente los sedimentos de las formaciones Zorro y Diamante de edad Mioceno y Plioceno respectivamente como se observa en la figura 7.

La formación Mugrosa está compuesta de arenitas conglomeráticas a arenitas de grano fino, pobremente seleccionadas, con intercalaciones de lodositas abigarradas. Para el área del campo su espesor varía desde 700 – 1,500'. Se encuentra reposando discordantemente sobre el basamento y el contacto superior con la formación Colorado es concordante.

La formación Colorado esta formada por secuencias granodescendientes apiladas de conglomerados a arenas con algunos niveles lodosos mas frecuentes hacia la parte media de la secuencia.

Figura 7. Columna estratigráfica del campo



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo.

1.4.8 Geología del petróleo.

- Roca generadora: shales cretáceas
- Roca almacén: serie de areniscas terciarias localmente saturadas de aceite.

1.4.9 Propiedades del yacimiento. Como se mencionó anteriormente el campo GRM-UIS 1 junto con los otros campos, se encuentran compartiendo un solo yacimiento, a lo largo de la falla Velásquez, la que controla el movimiento de los fluidos hacia el occidente. En el campo GRM-UIS 1 el yacimiento está dividido en varios bloques, por fallas menores transversales que se desprenden de la falla

principal de Velásquez denominados bloques 1, 2, 3, 4, 5 y 6. Por el oriente el yacimiento está limitado por un acuífero que presenta múltiples contactos agua-aceite debido a los varios bloques que conforman el yacimiento y a las múltiples arenas productoras.

El intervalo productor está entre 2750- 4500 Ft. La subunidad C2 presenta las mejores características de flujo. Aunque todos los yacimientos presentan una mojabilidad mixta, la tendencia observada en el campo GRM-UIS 1, es a ser fuertemente mojado por agua. En tabla 3 se resumen las propiedades petrofísicas del campo.

Tabla 3. Parámetros de la formación.

PARÁMETROS	ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA D
Profundidad(Ft)	2875-3106	3107-3339	3354-3560	3774-4064
Espesor neto(ft)	140	230	200	300
Espesor Petrolífero(Ft)	110	160	120	80
Porosidad (%)	22.80	21.80	25.90	21.50
Permeabilidad (md)	230	107	362	113
Saturación de aceite (%)	30.40	30.40	58.10	37
Saturación de agua (%)	52.40	59.10	33.40	34.60
<i>HETEROGENEIDAD</i>				
Dykstra-parsons	0.587	0.564	0.781	0.805
Coefficiente-Lorenz	0.576	0.415	0.569	0.546

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo.

1.4.10 Propiedades de los fluidos.

1.4.10.1 Crudo. En el campo GRM-UIS 1 podemos encontrar dos tipos de aceite de diferentes propiedades. En la formación más profunda, Guaduas, encontramos

un aceite de viscosidad de alrededor de 400 cp y sobre la formación mas somera, Tuné, podemos encontrar un aceite de cerca de 4,000 cp de viscosidad, esta formación es la de mayor interés en el estudio ya que cumple con el screening de aplicación de la inyección cíclica de vapor y dadas las características del crudo producido durante la etapa de depleción primaria del campo constituye la zona menos drenada del yacimiento, este aceite presenta las siguientes características:

Tabla 4. Propiedades del crudo de la formación Tuné.

PROPIEDADES	CRUDO
Gravedad API (°)	11-15
% Azufre	0.92-1.54
Viscosidad a 77°F (cp)	1,4210-30,100
Viscosidad a 104°F (cp)	4,700-12,026
Viscosidad a 140°F (cp)	1,105-4,476
Viscosidad a 176°F (cp)	290-536
Densidad 60 °F (gr/cm3)	0.9734
Presión de vapor psi	0.6
Punto de fluidez	2 – 50
Contenido de sal (ppm)	142 – 1302
Contenido de azufre	ALTO
Acidez	ALTA
Precipitación de asfáltenos	ALTO
TIPO DE CRUDO	NAFTENICO

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo.

Este crudo se clasifica como nafténico debido a su gravedad API menor a 20°, alto contenido de azufre (mayor que 1% en masa), alta acidez (NN>5.0mKOH/gr) y bajo contenido de gasolinas (<8%).

1.4.10.2 Agua. Según las muestras de los pozos del campo todas las aguas de formación son saladas con excepción de algunos pozos donde el valor de salinidad es menor de 9,000 ppm. Son aguas provenientes de rocas sedimentarias probablemente calizas por el alto contenido de calcio, el corte de agua es alto y su salinidad también es considerable. Hacia el tope de la unidad productora es de 9,000ppm y hacia el fondo es de 20,000 ppm.

1.5 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO.

1.5.1 Sistema de levantamiento. Todos los pozos productores tienen Bombeo Mecánico como sistema de levantamiento artificial por medio de una bomba de subsuelo accionada por una sarta de varillas y una unidad de bombeo¹⁰. La mayor parte de las unidades instaladas corresponden a unidades Lufkin con capacidad entre 160, 228 y 320 mil libras.

La mayoría de unidades de Bombeo son de tipo convencional, es decir balanceadas con pesas, y algunas son balanceadas por aire, en las figuras 8 y 9 se observan ejemplos de los dos tipos de unidades más características existentes en el campo.

¹⁰ CORTÉS, Paulo. "Revisión y Análisis de los Problemas de Producción de Arena en los Pozos del campo Palagua". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.

Figura 8. Unidad de bombeo balanceada por aire.



Fuente: Departamento HSEQ del campo.

Figura 9. Unidad de bombeo mecánico convencional.



Fuente: Departamento HSEQ del campo.

1.5.2 Líneas de flujo (colectores). Las líneas de flujo transportan el crudo y gas producido de los pozos hasta las estaciones y la batería, desde las estaciones de recolección 2 y 4 se transporta el crudo hasta la batería principal donde el crudo es tratado, de allí es transportado hasta la estación de Vasconia a través de un oleoducto de aproximadamente 8 km de longitud de tubería de 8" de diámetro¹¹.

El crudo proveniente de los pozos, al cual previamente se le ha inyectado antiespumante (ACPM) y químico rompedor de emulsión se conduce hasta la batería de recolección donde pasa a través de un manifold y de allí hasta un separador gas-liquido, en el caso de las estaciones 3 y 4. Luego el aceite se envía a la batería principal donde se disminuye su salinidad mediante lavado con agua dulce en contracorriente.

El agua se drena y envía hacia el separador general API del campo, de aquí es llevado a un punto conocido como foso 100, en donde se aplican químicos para el tratamiento de agua y finalmente se envía a la planta de inyección (PIA). El 99% del agua asociada producida es reinyectada a la formación y el 1% restante se usa en reacondicionamiento de pozos.

El gas producido se utiliza para alimentar la planta de generación eléctrica, los quemadores de los tratadores térmicos, la instrumentación y algunos motores de combustión interna.

1.5.3 Facilidades de superficie. Para el manejo de la producción proveniente de los pozos del campo, se cuenta con tres estaciones de recolección (Estación 1, Estación 2 y Estación 4) y la planta de inyección de agua (PIA) a través de la cual

¹¹ CORTÉS, Paulo. "Revisión y Análisis de los Problemas de Producción de Arena en los Pozos del campo Palagua". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.

se reinyecta el agua producida asociada a la producción de crudo como proceso de disposición de aguas residuales buscando la protección del medio ambiente.

1.5.4 Fisuras de tubería en los pozos. Muchos de los trabajos de reacondicionamiento de pozo que se efectúan en el campo son llevados a cabo debido a la necesidad de realizar cambios en la tubería de producción por la presencia de fisuras que se ocasionan principalmente a raíz de la fricción de ésta con la sarta de bombeo y con el revestimiento, además de la presencia de corrosión por el alto grado de salinidad del crudo y la fatiga del material por los esfuerzos a los que son sometidos durante el bombeo¹².

1.6 EVALUACIÓN PRELIMINAR DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN EL CAMPO GRM-UIS 1.

Al inicio del desarrollo de yacimientos de crudo pesado se lleva a cabo la producción en frío, es decir a temperatura del yacimiento, obteniendo factores de recobro muy bajos, del orden del 1-10% del aceite original en sitio, por tal motivo es necesaria la implementación de métodos de recobro térmico, que permiten la disminución de viscosidad del aceite, aumentando así su movilidad y calidad permitiéndole ser desplazado hasta superficie para su producción.

El campo en estudio es considerado un campo de crudo pesado ya que posee un aceite de viscosidad de 4,000 cp en promedio, por ese motivo y debido a la previa implementación de dos pilotos de campo se quiere evaluar la factibilidad de reactivar allí un proyecto de inyección cíclica de vapor basado en la simulación del

¹² CORTÉS, Paulo. "Revisión y Análisis de los Problemas de Producción de Arena en los Pozos del campo Palagua". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.

yacimiento y en la previa experiencia adquirida. Un análisis preliminar acerca de las condiciones del campo puede brindar un indicio de la posible implementación de esta técnica en el campo.

Este análisis preliminar se llevo a cabo mediante la comparación de las condiciones del campo con los parámetros de screening para la inyección cíclica de vapor previamente mencionados, como se observa en la tabla 5.

Tabla 5. Comparación de las propiedades del campo y el screening de aplicación de la inyección cíclica propuesto por Farouq Ali.

PROPIEDAD	VALOR	GRM-UIS1
Gravedad °API	< 15	11-15
Viscosidad del Crudo , cp	> 300	4,000
Profundidad, ft	< 3,000	2,400
Espesor promedio, ft	> 30	100
Presión del Yacimiento, psi	< 1,500	1,220
Saturación del Crudo, %	No Critica	77
Porosidad, fracción	> 0.3	0.29
Permeabilidad, md	1,000-2,000	270-3,500

La eficiencia del proceso de inyección cíclica de vapor depende en gran medida de la viscosidad del crudo, del espesor de la zona productora, la profundidad y las propiedades petrofísicas de la arena como la presencia de intercalaciones de arcilla que actúan como zonas ladronas de energía.

Una de los aspectos mas positivos del campo es la viscosidad del aceite (de 4,000 cp), ya que cuanto mayor sea su valor, mayor será su reducción por acción de la temperatura. La zona productora se encuentra en un rango de profundidades de 2,400 a 3,200 ft por lo tanto se debe considerar la inyección de vapor a calidades

altas, ya que a medida que aumenta la profundidad de la zona de interés el vapor inyectado tenderá a condensarse.

La saturación de aceite también juega un papel importante, para éste caso se tiene una saturación promedio de 77% aproximadamente, lo que indica que además de existir gran cantidad de aceite in-situ, la saturación de agua es baja disminuyendo la posibilidad de gastar la energía del vapor calentando el agua de la formación.

El yacimiento es altamente estratificado y presenta múltiples intercalaciones de arcilla, sin embargo posee arenas de muy buenas propiedades petrofísicas que alcanzan espesores de hasta 200 ft. En estas zonas la permeabilidad puede variar entre 270-3,500 mD predominando las altas permeabilidades y porosidad promedio de 29% lo que garantiza que el vapor podrá fácilmente penetrar y desplazarse por la formación aumentando su temperatura y reduciendo la viscosidad del crudo.

La presión actual del yacimiento es de 1,220 psi, la cual garantiza que el yacimiento posee la energía suficiente para transportar fluidos desde el fondo de pozo hasta superficie y que podría ser factible implementar varios ciclos de estimulación. El mecanismo de producción que predomina es el de empuje por acuífero, este puede brindar un desplazamiento del aceite a producir, pero también puede ocasionar canalización de energía hacia zonas de alta saturación de agua, por eso es muy importante evaluar el desempeño de la inyección cíclica en zonas que tienen la menor influencia del acuífero.

En conclusión el campo en estudio presenta condiciones favorables para la implementación de la técnica, sin embargo se debe evaluar el efecto que tiene la presencia de las intercalaciones de arcilla sobre la eficiencia del proceso y se deben tener en cuenta la experiencias previas de la implementación de esta técnica en el campo.

1.6.1 PILOTOS DE INYECCIÓN CÍCLICA IMPLEMENTADOS EN EL CAMPO.

1.6.1 Primer piloto de inyección (1966-1967). Este primer piloto se realizó en 11 pozos de los bloques 5 y 6, de los cuales 9 de estos pozos tuvieron un solo ciclo de inyección mientras que los otros dos pozos tuvieron dos ciclos, la inyección se caracterizó por periodos de inyección muy cortos y por la baja calidad del vapor en la cara de la formación. Se utilizó tubería normal sin aislante ni empaque térmico al fondo, adicionalmente la inyección no fue selectiva sino en todo el intervalo abierto, el cual es demasiado grande (entre 428 – 1,227 pies) para la aplicación óptima del proceso. Algunos parámetros utilizados fueron (tabla 6):

Tabla 6. Parámetros operacionales utilizados en el primer piloto de inyección cíclica de vapor.

PARÁMETRO	VALOR
Tasa inyección de vapor: (Bls equivalentes/día)	1,040 – 1,440
Calor total en cabeza de pozo MMBTU	3,660-9,470
Presiones de inyección (Psi)	897 – 1,800
Temperatura de saturación (°F)	531 – 622
Calidad del vapor	47% - 77%
Tiempos de inyección (Días)	9 – 23
Espesor total tratado (Pies)	482-1,227
Radio calentado (Pies)	16 – 23
SOR	1,32
Producción Incremental (Bls)	151,443

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo.

La falta de un completamiento adecuado llevó a que se presentaran problemas de estabilidad (colapsos y arenamientos) que anularon el efecto de la estimulación en varios de los pozos tratados. Esto junto con la poca experiencia al momento de aplicar el proceso y los bajos precios del crudo, llevaron a la cancelación del proyecto.

Los resultados obtenidos en este piloto fueron positivos pese a los problemas operacionales presentados, lo que da idea de la conveniencia del proceso en este campo. La producción incremental de petróleo fue de 151,443 Bls, logrando una relación Vapor Inyectado-Aceite Producido de apenas 1.32.

Tabla 7. Producción incremental obtenida en el primer piloto.

Pozo	Np adicional (Bls)	Vapor Inyectado (Bls)
93	8,947	
109	-7,597	
76	2,264	
146	43,669	
	7,797	
148	22,390	
149	23,831	
	18,095	
150	2,166	
147	27,844	
135	2,037	
TOTAL	151,443	200,283

Fuente: INYECCIÓN CÍCLICA VAPOR DEL CAMPO GRM-UIS 1. Evaluación realizada por S. M. Farouq Ali, junio 15 de 1997.

1.6.2 Segundo piloto de inyección cíclica de vapor. El segundo piloto de inyección cíclica en el campo se realizó en 1992, para este piloto se perforaron dos nuevos pozos GRM-UIS 194 y 195, utilizando completamiento con características especiales para la producción en caliente, para producir selectivamente las unidades A y C, respectivamente, mientras que los pozos GRM-UIS 113 y 156 se completaron para producir la totalidad de la formación abierta (Unidades A, B, C y D). Se adecuaron líneas de producción y estaciones de recolección en superficie. Como resultado se presentó alto corte de agua y alta saturación de agua (60%) en el pozo 194, en el pozo 113 se presentaron problemas mecánicos, condiciones notoriamente desfavorables para la inyección de vapor. La respuesta de los pozos GRM-UIS 156 y 195 fue óptima con SOR de 0.8 y 1.0 respectivamente. Algunos de los parámetros de inyección fueron:

Tabla 8. Parámetros de inyección del piloto.

PARAMETRO	VALOR
Tasa de inyección (Bls eq. de agua/día)	512-617
Calor inyectado (MMBTU)	7.74- 16.5
Presión de inyección en cabeza (psi)	888-1488
Temperatura de saturación (°F)	530-596
Calidad de vapor en cabeza (%)	79
Calidad de vapor en fondo (%)	71
Tiempo de inyección (días)	29-71
Radio de formación calentada (ft)	27-33
Saturación de agua (%)	64
Petróleo total incremental (Bls)	56,918

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo.

El índice de estimulación fue mayor en este segundo piloto que en el primero, los resultados obtenidos fueron positivos y el SOR fue de 2.22 a pesar de problemas mecánicos del pozo 113 y a las altas saturaciones de agua en el pozo 194. La producción adicional obtenida en este piloto fue de 56,918 bls.

Tabla 9. Producción incremental del segundo piloto.

Pozo	Np adicional (bls)	Vapor inyectado (bls eq.)
195	20,125	
156	27,205	
113	6,094	
194	3,494	
TOTAL	56,918	126,708

Fuente: INYECCIÓN CÍCLICA VAPOR DEL CAMPO GRM-UIS 1. Evaluación realizada por S. M. Farouq Ali, junio 15 de 1997.

Los dos pilotos de inyección cíclica de vapor implementados en el campo han demostrado que el yacimiento ofrece condiciones favorables para la aplicación de este tipo de proceso, pues a pesar de los problemas operacionales presentados se obtuvo una buena respuesta de producción. Por tal motivo se busca construir un “sector model” de simulación representativo del yacimiento que permita encontrar el escenario óptimo de implementación de la inyección cíclica de vapor en el campo.

2. SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN EL CAMPO GRM-UIS1.

Un buen modelamiento del yacimiento mediante simulación numérica depende fuertemente de la calidad de los datos disponibles acerca de la geología, las propiedades de roca y fluido, las condiciones actuales y el esquema de explotación del yacimiento entre otros. Una buena caracterización del yacimiento puede asegurarnos una mejor representación de su comportamiento y mayor confiabilidad en las predicciones que se realicen.

Previo a la construcción del modelo de simulación se realizó la selección del sector de yacimiento que pudiera representar el mejor candidato para la aplicación de la inyección cíclica a partir de distintos parámetros de escogencia y de la disponibilidad de información para su caracterización.

2.2 SELECCIÓN DEL SECTOR.

La selección del sector del yacimiento candidato a aplicar el proceso de estimulación con vapor, se realizó con base a información suministrada por el instituto colombiano del petróleo (ICP).

Durante un estudio previo realizado en el ICP se seleccionaron dos zonas del yacimiento como candidatas a ciclos de estimulación con vapor, estas dos zonas se observan en la figura 10 y fueron seleccionadas debido principalmente a su estado de depleción y al menor impacto del acuífero respecto a otras.

La zona seleccionada se encuentra dentro del bloque 1 (figura 11). Se caracteriza porque posee una baja influencia del acuífero lo cual se refleja en bajos cortes de

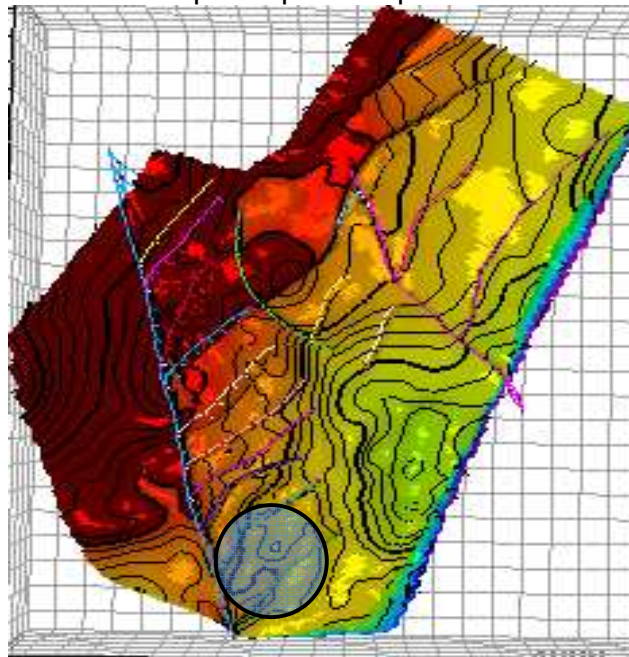
agua (Menores a 40 %), muy poca producción de gas, alta producción de petróleo como se ve en los datos de producción de uno de los pozos de la zona (figura 12), espesores promedios de 120 pies y disponibilidad de información necesaria para la construcción del modelo. La otra zona candidata no fue tenida en cuenta en este estudio pues posee una mayor influencia del acuífero que la del bloque 1 que se refleja en los cortes de agua. Las demás zonas del yacimiento fueron descartadas para el modelamiento principalmente por su estado de depleción y por los altos cortes de agua que debidos a la influencia del acuífero.

Figura 10. Zonas candidatas a la implementación de la estimulación con vapor.



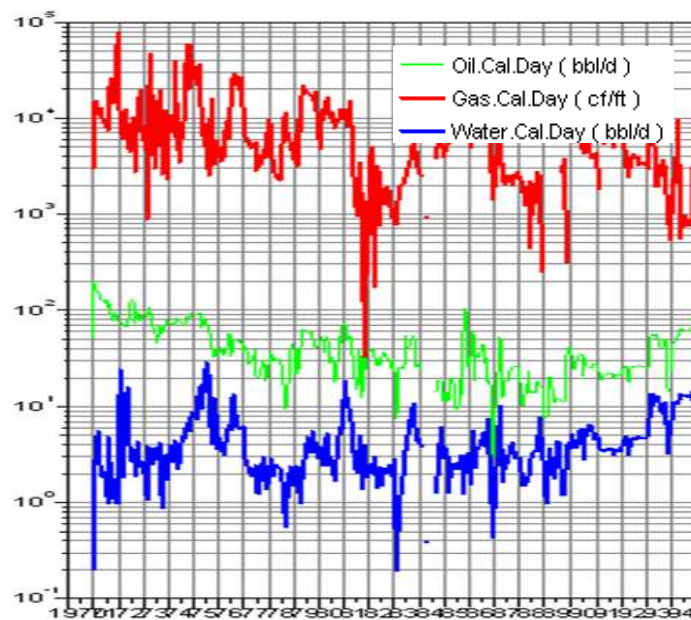
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo.

Figura 11. Sector seleccionado para aplicar el proceso de estimulación con vapor.



FUENTE: Instituto Colombiano del Petróleo, Modelo Geológico Petrel 2009.

Figura 12. Datos de producción de uno de los pozos del bloque 1.



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo.

Una vez seleccionado el sector se prosiguió a la integración de la información tanto de trayectorias de pozos, registros eléctricos, fallas estructurales y topes formacionales para la construcción del sector model.

2.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

La simulación de yacimientos es una de las ramas de la ingeniería de petróleos más utilizada actualmente para la predicción de procesos de recobro mejorado previa a su implementación en campo. En esta se combinan conocimientos de diferentes áreas tales como métodos numéricos, geología, petrofísica, yacimientos, producción entre otras, lo cual permite tener en cuenta una descripción detallada del yacimiento, las variables involucradas en el proceso y la evaluación de diferentes escenarios de producción así como la variación de las distintas propiedades inherentes al yacimiento.

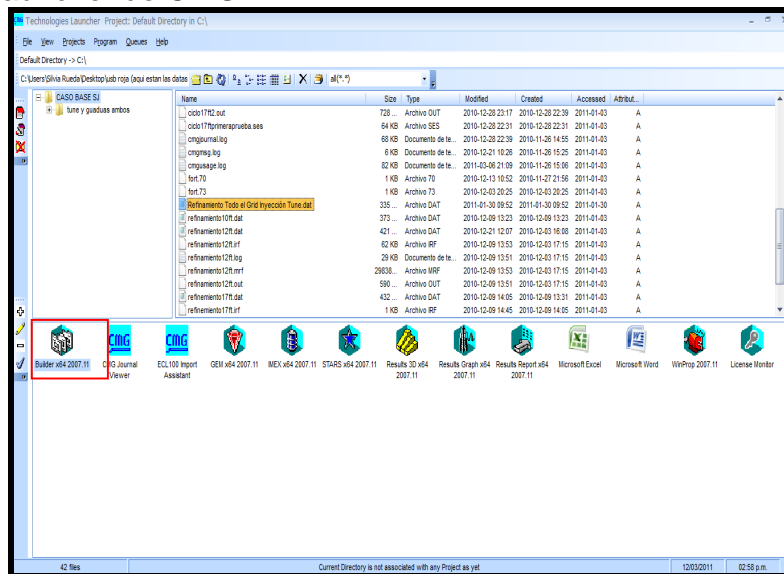
Los simuladores son utilizados como herramientas de predicción que permiten de manera rápida y “económica” representar diversos procesos, que de otra manera involucrarían un alto riesgo e incertidumbre en cuanto a su desempeño técnico y económico. Entre los procesos que puede ser representados con la simulación están: producción primaria, inyección cíclica y continua de vapor, SAGD, inyección de agua, fracturamiento hidráulico, perforación infill entre otros.

Para determinar la factibilidad técnica de reactivar un proceso de inyección cíclica de vapor en el campo GRM-UIS1 se utilizará el simulador de yacimientos de procesos térmicos STARS de CMG, la selección del simulador se hizo teniendo en cuenta que se ajusta al proceso que se quiere representar y es la herramienta con la que se cuenta en el Grupo de Recobro Mejorado (GRM).

El primer paso del plan de trabajo es la construcción del modelo base de simulación, cuyo objetivo es establecer el grid de simulación sobre el cual se implementará el proceso de recobro planteado para el análisis, en este se deben incluir las propiedades de roca y fluido, las propiedades iniciales del yacimiento, el área del yacimiento sobre el cual se va a realizar el análisis, la columna estratigráfica del campo, además el número de celdas que van a conformar el modelo de simulación y el tipo de refinamiento. Para finalmente obtener un modelo representativo.

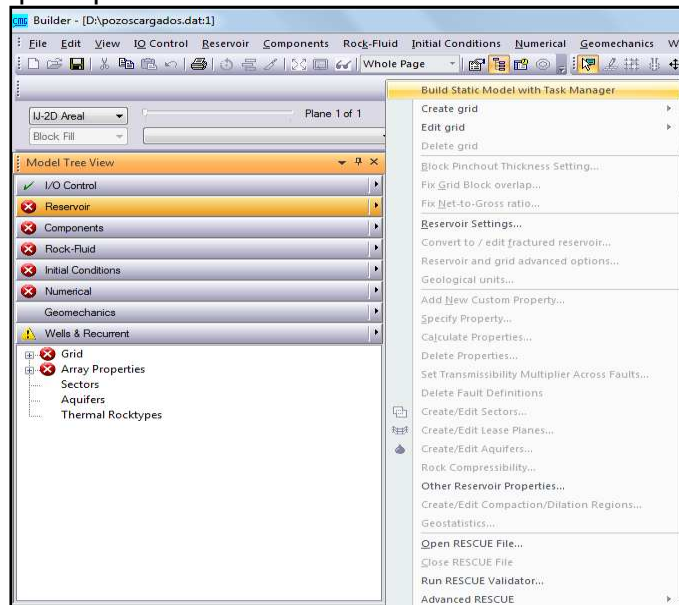
El modelo de simulación fue construido en el BUILDER de CMG (figura 13) mediante la herramienta “Build Static Model with Task Manager” (figura 14) que permite crear un grid a partir de datos de pozos cuando los marcadores de pozos existen a partir de las interpretaciones geológicas de topes o a partir de mapas de contorno, además permite poblar el grid con propiedades estáticas a través de un flujo de trabajo integrado.

Figura 13. Launcher de CMG.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation, STARS

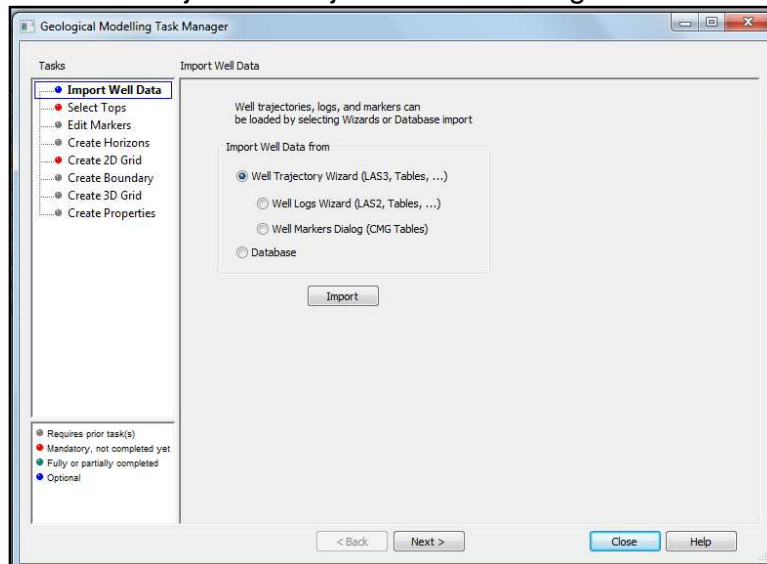
Figura 14. Menú principal del Builder en CMG.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS

Flujo de trabajo del Task Manager (figura 15):

Figura 15. Ventana del flujo de trabajo del Task Manager.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

1. Importación de trayectorias de pozos, registros y marcadores: Es la primera tarea obligatoria que debe ser completada, CMG permite importar distintos tipos de formatos (entre los que se encuentran: formato tabla y LAS) o por una conexión a base de datos. Las trayectorias de los pozos así como los marcadores fueron importados a través de tablas generadas de los datos de campo cargados en PETREL como se observa en las figuras 16 y 17.

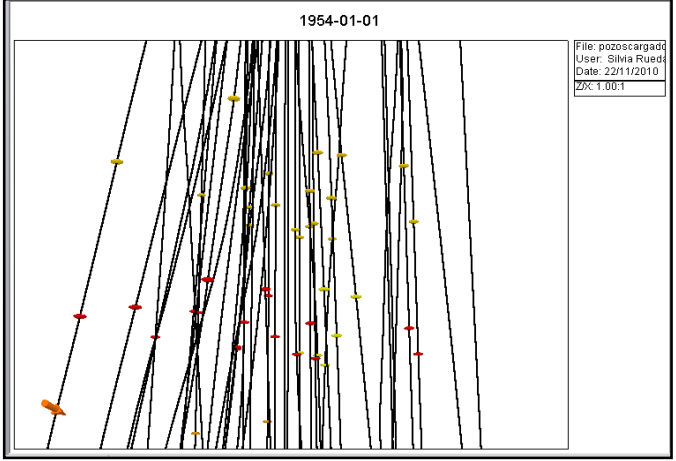
Figura 16. Importación de las trayectorias de pozos a CMG.

```
# WELL HEAD X-COORDINATE: 952763.89000000
# WELL HEAD Y-COORDINATE: 1162579.80000000
# WELL KB: 471.00000000
# WELL TYPE: OIL
# MD AND TVD ARE REFERENCED (=0) AT KB AND INCREASE DOWNWARDS
# ANGLES ARE GIVEN IN DEGREES
#
```

#	MD	X	Y	Z	TVD
0.000000000	952763.89000	1162579.8000	471.000000000	0.000000000	0.000000000
827.000000000	952763.89000	1162579.8000	-356.000000000	827.000000000	827.000000000
881.000000000	952763.99574	1162579.7794	-409.9984579	880.99845789	880.99845789
914.000000000	952764.21002	1162579.8014	-442.9903761	913.99037608	913.99037608
970.000000000	952764.68535	1162579.6608	-498.9645888	969.96458878	969.96458878
1000.000000000	952764.91691	1162579.3660	-528.9389705	999.93897051	999.93897051
1030.000000000	952765.20201	1162579.0117	-558.9016141	1029.9016141	1029.9016141
1090.000000000	952765.71484	1162578.3178	-618.8338418	1089.8338418	1089.8338418
1150.000000000	952765.78692	1162577.5692	-678.7809719	1149.7809719	1149.7809719
1240.000000000	952765.24026	1162575.6741	-768.5358818	1239.5358818	1239.5358818
1325.000000000	952764.35558	1162572.8780	-852.9871048	1323.9871048	1323.9871048
1415.000000000	952763.37322	1162569.4371	-942.2174757	1413.2174757	1413.2174757
1483.000000000	952762.08186	1162566.7687	-1009.508223	1480.5082231	1480.5082231
1574.000000000	952758.99925	1162562.6150	-1098.897386	1569.8973863	1569.8973863
1664.000000000	952754.99073	1162557.4002	-1186.263035	1657.2630350	1657.2630350
1751.000000000	952750.49084	1162551.6406	-1269.890414	1740.8904143	1740.8904143

FUENTE: Información exportada, Modelo geológico Petrel 2009.

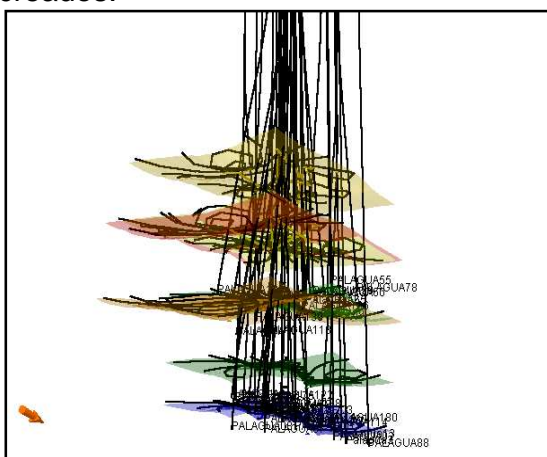
Figura 17. Trayectorias de pozos cargadas en la construcción del sector model.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS

4. Crear horizontes: Esta tarea es opcional y sirve para crear los mapas de topes. Automáticamente CMG asigna las coordenadas de los pozos que atraviesan cada tope, se puede elegir manualmente el método de cálculo de los valores de tope (Estimación de la distancia inversa, kriging ordinario (OK), de tendencia y estimación de la simulación geoestadística Gaussiana), los horizontes generados se pueden observar en las figuras 20 y 21.

Figura 20. Horizontes creados.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, STARS.

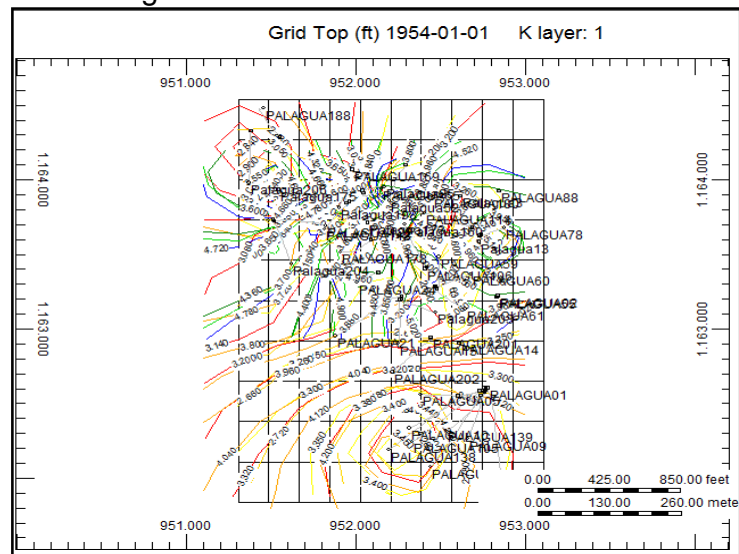
Figura 21. Horizontes generados.

Color	Marker	# Wells	Avg Depth	View	Output File Map
Gold	tune (Top)	19	2612.34	<input checked="" type="checkbox"/>	C:\Users\Silvia...
Yellow	tune (Bottom)	19	3205.23	<input checked="" type="checkbox"/>	C:\Users\Silvia...
Red	intra_tune (Top)	17	3189.66	<input checked="" type="checkbox"/>	C:\Users\Silvia...
Orange	intra_tune (Bottom)	17	3867.85	<input checked="" type="checkbox"/>	C:\Users\Silvia...
Green	tope_guaduas (Top)	13	3769.32	<input checked="" type="checkbox"/>	C:\Users\Silvia...
Dark Green	tope_guaduas (Bottom)	13	4430.63	<input checked="" type="checkbox"/>	C:\Users\Silvia...
Blue	arenas_basales_guaduas (Bottom)	13	4857.15	<input checked="" type="checkbox"/>	C:\Users\Silvia...

Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

5. Crear grid 2D: Esta tarea es obligatoria y permite determinar el tamaño del grid, así como en número de celdas en las direcciones i,j. el modelo creado cuenta con 14 celdas en i y 15 en j (figura 22).

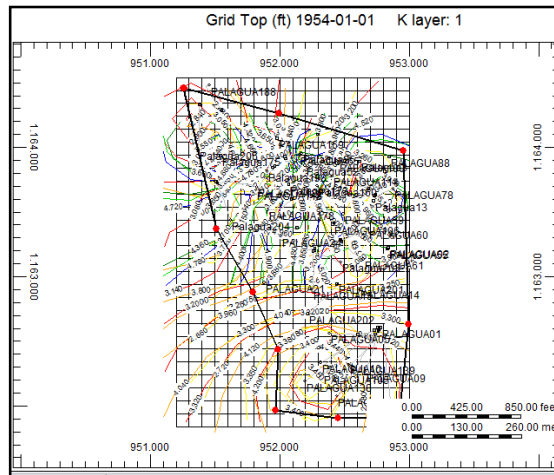
Figura 22. Creación del grid 2D.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, STARS.

6. Crear límites: Esta tarea es opcional y es usada para anular algunas partes del grid 2D, se puede definir un polígono a partir de puntos en la vista areal IJ-2D. Las celdas que se encuentran fuera del polígono serán marcadas como inactivas y serán usadas para crear la propiedad NULL cuando se cree el grid 3D. Para nuestro caso no se asignaron celdas nulas.

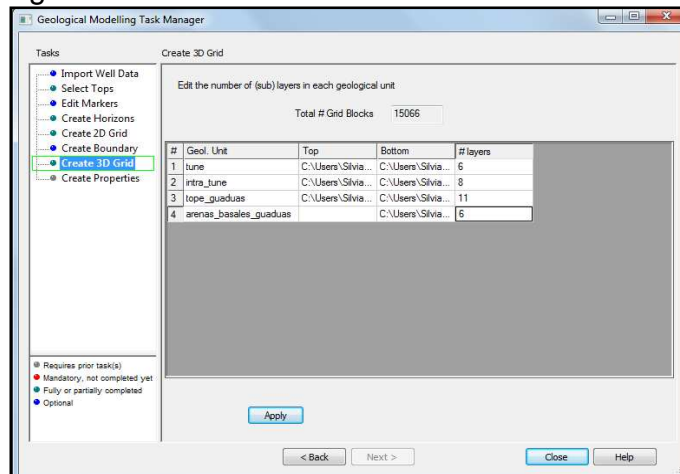
Figura 23. Ejemplo de creación de límites al modelo.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

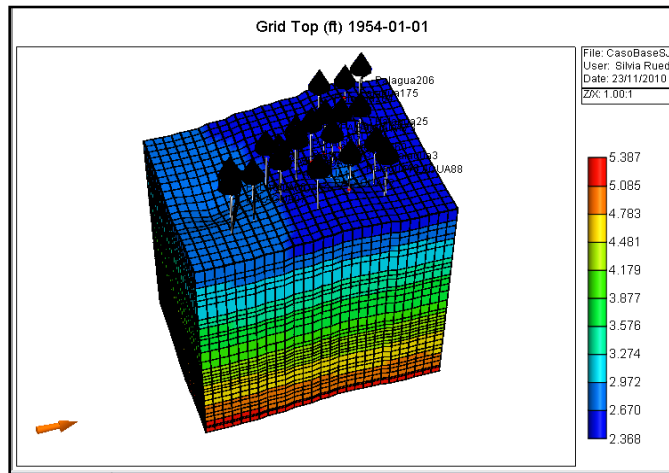
7. Crear grid 3D: Esta tarea es obligatoria, es el último paso para completar la definición del grid, se deben asignar el número de capas existentes por cada unidad geológica. El modelo inicial posee 4 unidades geológicas principales subdivididas en total en 31 capas como se observa en las figuras 24 y 25.

Figura 24. Crear el grid 3D



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

Figura 25. Modelo 3D inicial del sector.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

8. Crear propiedades: Esta tarea es opcional, una vez creado el grid 3D puede ser poblado con propiedades estáticas con el uso de la geoestadística aplicada a partir de los datos obtenidos en registros.

2.4 POBLAMIENTO DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN.

El siguiente paso del plan de trabajo es la construcción del modelo base de simulación, cuyo objetivo es establecer el grid de simulación sobre el cual se implementarán los procesos de recobro planteados para el análisis, en este se deben incluir las propiedades de roca y fluido, las propiedades iniciales del área del yacimiento a estudiar, la columna estratigráfica del campo, además definir el número de celdas que van a conformar el modelo de simulación y el tipo de refinamiento, entre otros parámetros. Para finalmente obtener un modelo representativo de sector.

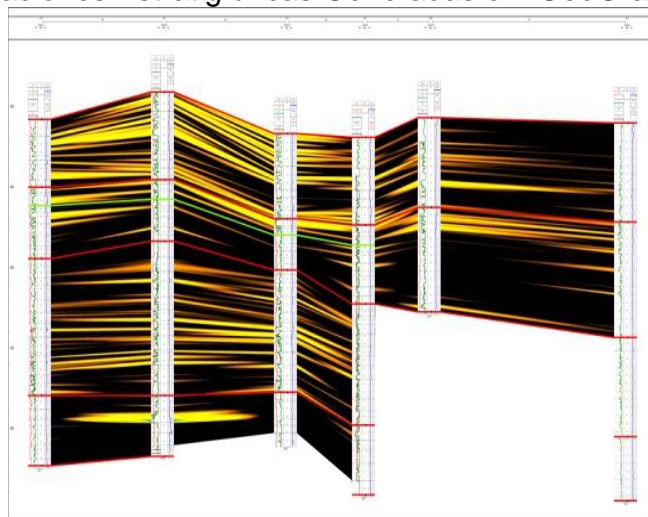
Las propiedades utilizadas en este estudio fueron tomadas del campo GRM-01, dichos datos fueron suministrados por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

2.4.1 Propiedades de la roca. La información estratigráfica del modelo se obtuvo a partir de información petrofísica de pozos corazonados. El campo en estudio se caracteriza por presentar un número considerable de intercalaciones de arcilla a lo largo su columna estratigráfica. Además este campo presenta varios tipos de arenas productoras con diferentes propiedades.

En el bloque 1 donde está ubicada la zona candidata para realizar el proceso de estimulación con vapor, se identificaron 2 formaciones principales subdivididas a su vez en 2 subzonas: Tune, intra-tune, tope de guaduas y arenas basales de Guaduas.

Utilizando la herramienta GeoAtlax del Software GeoGraphix- Landmark, se cargó la profundidad y los registros disponibles de 6 pozos ubicados en el Bloque 1. Para identificar el número de intercalaciones presentes en el Sector, se hicieron correlaciones estratigráficas con los registros Gamma Ray cargados en los 6 pozos, como se observa en la figura 26.

Figura 26. Correlaciones Estratigráficas Generadas en GeoGraphix



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo.

En la tabla 10 se observa el número de estratos que se identificaron en cada formación. Cada uno de estos estratos fue poblado con datos de porosidad y permeabilidad ubicados en profundidad a partir de la información obtenida en los pozos corazonados.

Tabla 10. Estratos de la formación.

Formación	Numero de Estratos
Tune	6
Intra-Tune	8
Tope de Guaduas	11
Arenas Basales	6

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo.

Las arenas más someras del yacimiento poseen espesores que van desde 53 hasta 199 pies (Tune), y las más profundas van desde 26 hasta 88 pies de espesor (Guaduas). Las principales propiedades de estas arenas son presentadas en la tabla 11.

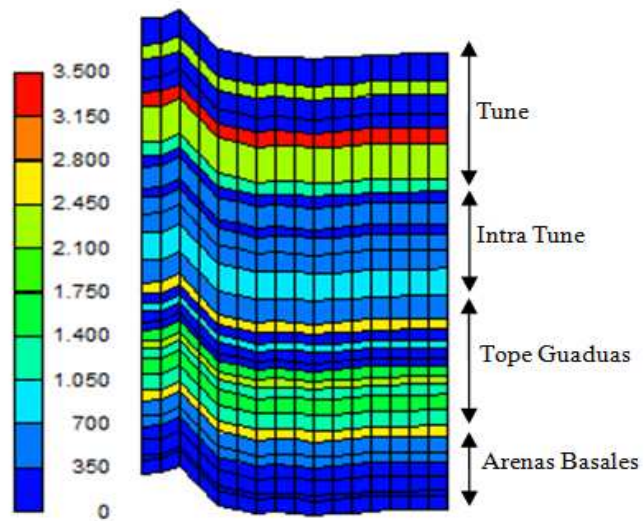
Tabla 11. Propiedades de las arenas.

PROPIEDADES DE LAS ARENAS		
Formaciones Productoras	Tune	Guaduas
Permeabilidad horizontal (md)	270-3500	230-2700
Permeabilidad Vertical (%kh)	30	30
Porosidad (%)	0.21-0.28	0.2-0.29
Compresibilidad de la formación (1/psi)	5E-4	
Conductividad Térmica (Btu/ft °F día)	36	
Capacidad calórica volumétrica (Btu/ft³F)	37.5	

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo.

Los estratos del yacimiento son altamente heterogéneos. En la siguiente figura se puede observar la propiedad de permeabilidad en el modelo de simulación, así como las intercalaciones de arcilla que son consideradas capas de permeabilidad cero.

Figura 27. Distribución de permeabilidad en el modelo de simulación.



FUENTE: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation, STARS.

Las intercalaciones de arcillas presentes en la columna estratigráfica de campo son de gran importancia en la representación del yacimiento y del proceso térmico como tal, ya que tienen un efecto negativo sobre la cantidad de calor que permanece en las formaciones productoras es decir disminuyen la eficiencia térmica del proceso por su carácter de ladronas de calor. Las propiedades más importantes de estas arcillas son presentadas en la siguiente tabla.

Tabla 12. Propiedades de las arcillas.

PROPIEDADES DE LAS ARCILLAS		
Compresibilidad de la formación (1/psi)	de la	34.67E-6
Conductividad (Btu/ft °F día)	térmica	40
Capacidad volumétrica (Btu/ft ³ °F)	calórica	40

FUENTE: Instituto Colombiano del Petróleo.

2.4.2 Propiedades de los fluidos. Las propiedades de los fluidos juegan un papel muy importante en la selección y el esquema de desarrollo de cualquier proceso de recobro mejorado, dentro de estas encontramos la viscosidad, la gravedad API, la densidad y la compresibilidad entre otras.

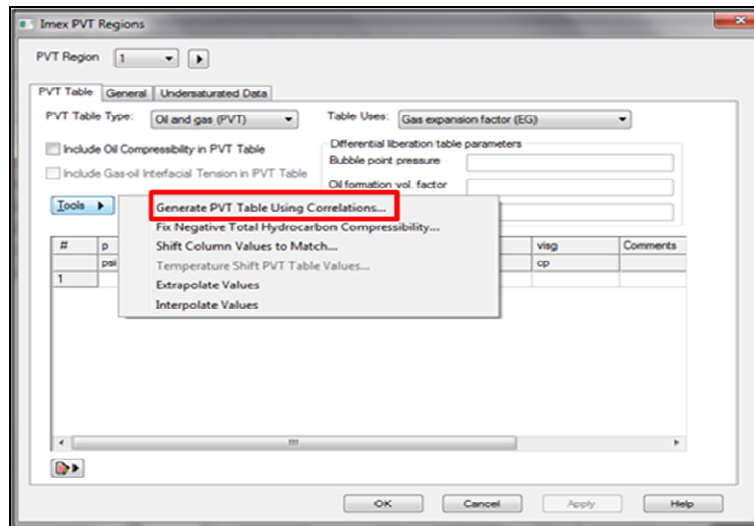
El modelo de fluidos del sector se generó a partir de un PVT sintético creado en IMEX-CMG, mediante el uso de correlaciones. En la siguiente tabla se presentan las propiedades utilizadas para generar el PVT sintético las cuales fueron obtenidas a partir de pruebas de laboratorio realizadas a muestras de fluidos del campo en estudio.

Tabla 13. Propiedades de los fluidos.

PROPIEDADES DEL FLUIDO	
Peso molecular (lb-mol)	360
Densidad del aceite (lb/ft ³)	61.2
Temperatura del yacimiento (°F)	120
Presión de Burbuja (Psi)	550
Gravedad específica del Gas	0.6
AGUA	
propiedades estándar	

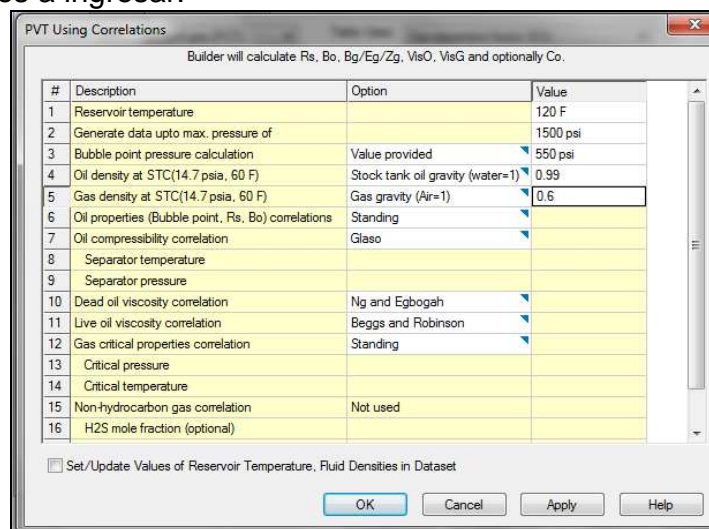
En las figuras 28, 29 y 30 se observan los pasos a seguir para generar las tablas de propiedades del fluido del PVT sintético elaboradas en IMEX y exportadas al archivo .dat del modelo en STARS de CMG.

Figura 28. Construcción del PVT en CMG..



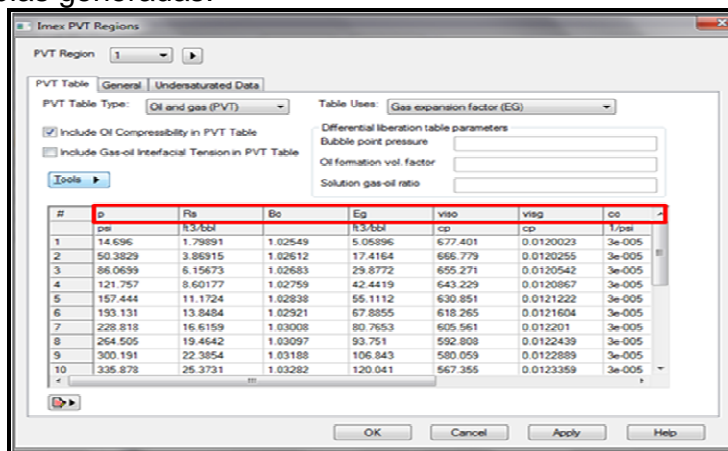
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation, STARS.

Figura 29. Datos a ingresar.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

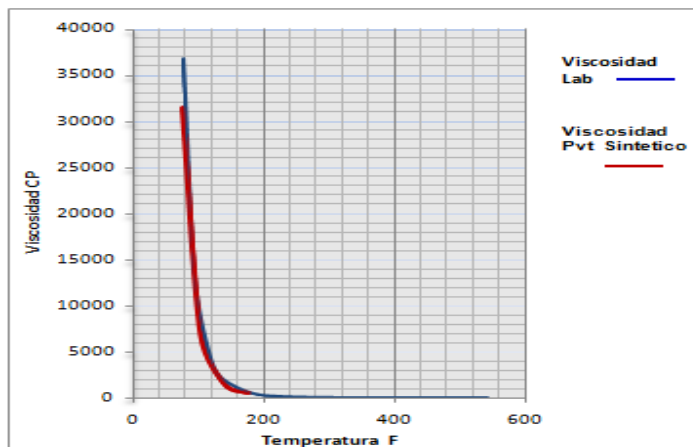
Figura 30. Tablas generadas.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

En la figura 31 se muestra que hay un buen ajuste entre la curva de viscosidad versus temperatura generada por el PVT sintético (STARS-CMG) utilizando las correlaciones de *Beal and Chew* y los datos de viscosidad medidos en laboratorio.

Figura 31. Ajuste de la viscosidad en el PVT sintético.



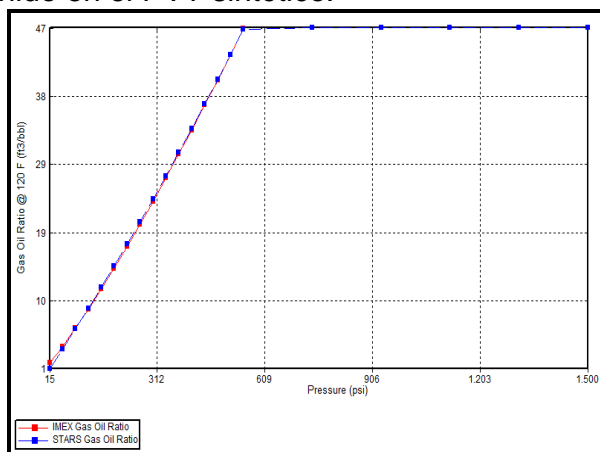
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, STARS.

El campo de estudio posee dos formaciones productoras principales con aceite de distintas viscosidades. La formación más somera produce un aceite de 4000 Cp, mientras la formación más profunda produce un aceite de 400 cp. La curva de viscosidad mostrada a continuación corresponde a la formación somera, la cual

por su poca profundidad, buena permeabilidad y alta viscosidad del crudo, es la candidata para aplicar el proceso de estimulación con vapor.

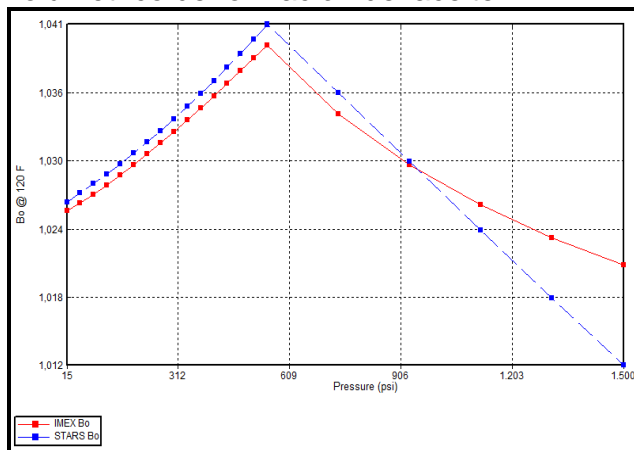
Otras propiedades del fluido obtenidas con el PVT sintético como el gas en solución y el factor volumétrico del aceite son mostradas a continuación.

Figura 32. Rs obtenido en el PVT sintético.



FUENTE: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

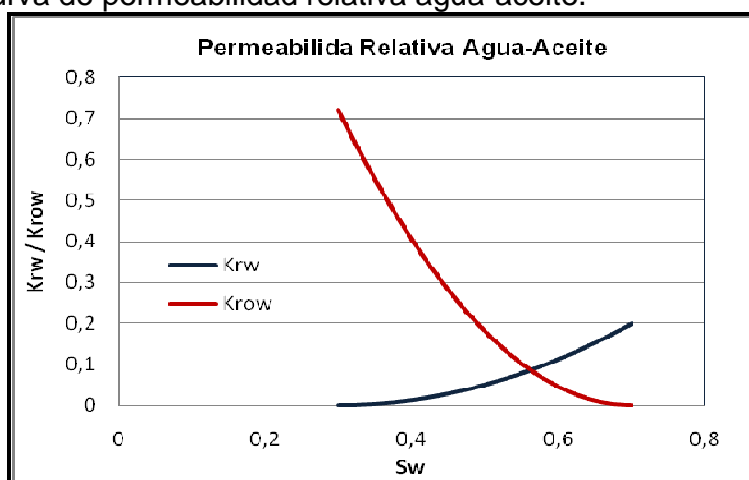
Figura 33. Factor volumétrico de formación del aceite.



FUENTE: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

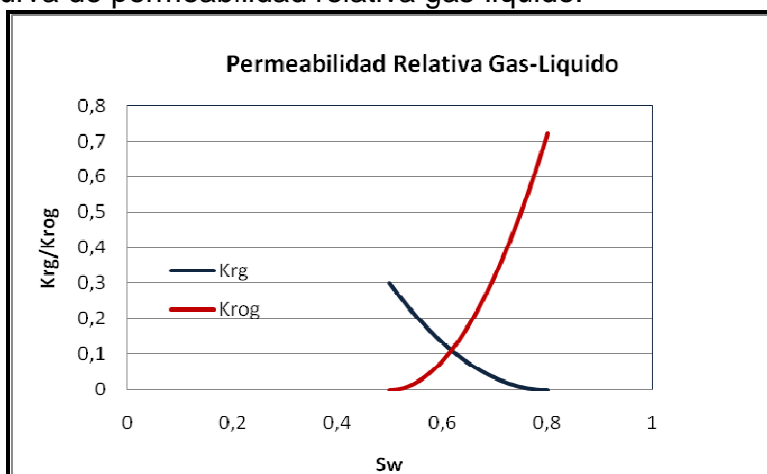
2.4.3 Interacción roca-fluido. Las propiedades resultantes de la interacción roca-fluido dan una idea del comportamiento del movimiento de los fluidos en el yacimiento, estos datos son la base de los modelos numéricos para la predicción del comportamiento de cualquier proceso de recobro mejorado. En la figura 34 y 35 se pueden observar las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite y liquido-gas del campo.

Figura 34. Curva de permeabilidad relativa agua-aceite.



FUENTE: Instituto Colombiano del Petróleo.

Figura 35. Curva de permeabilidad relativa gas-liquido.



FUENTE: Instituto Colombiano del Petróleo.

De acuerdo al comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa se puede clasificar el yacimiento como mojado por agua, lo cual favorece el desplazamiento del aceite por agua; sin embargo, este efecto es opacado por la alta viscosidad que presenta el crudo a condiciones de yacimiento.

2.4.4 Condiciones iniciales. Las condiciones iniciales hacen referencia a las propiedades del yacimiento en el momento de su descubrimiento, las más importantes son la presión, la temperatura, la gravedad API, la saturación de aceite. Se debe tener en cuenta que estas propiedades cambian con el tiempo y se debe analizar su estado actual antes de pensar en implementar un nuevo proceso, en la tabla 14 se presentan algunas de las condiciones iniciales de campo.

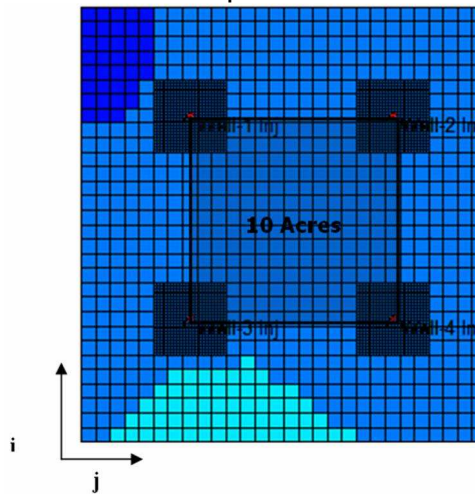
Tabla 14. Condiciones iniciales del yacimiento.

CONDICIONES INICIALES	
Temperatura (°F)	120
Presión inicial (psi)	1220
Saturación de aceite (%)	77
Saturación de agua (%)	33
MODELO	
Área del modelo (acres)	45
Área del patrón (acres)	10
Tope de la formación (pies)	2400

FUENTE: Instituto Colombiano del Petróleo.

Dentro del modelo de simulación se perforaron 4 pozos que forman un patrón de 10 acres como se muestra en la figura 36.

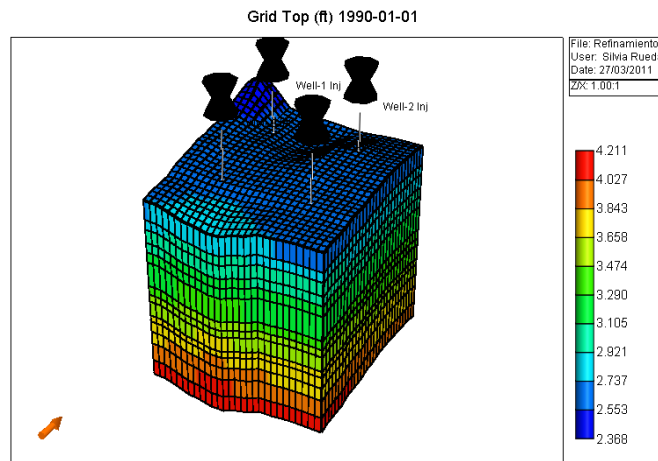
Figura 36. Patrón de pozos del modelo para estimulación.



Fuente: CMG, Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation, STARS

Con el fin de obtener una alta resolución en las cercanías del pozo sin incurrir en tiempos de simulación demasiado extensos, el modelo construido fue reducido solo a representar la formación de interés para la implementación de los ciclos de estimulación con vapor, Tuné.

Figura 37. Modelo de simulación.

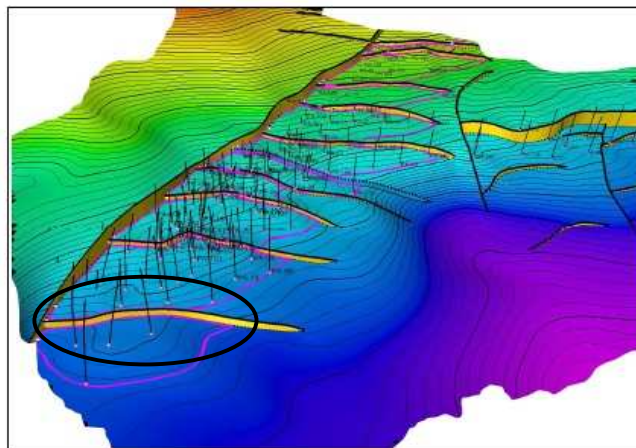


Fuente: CMG, Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation, STARS

Una vez definido el modelo estático y poblado con propiedades de roca y fluido, se establece el modelo base de simulación mediante el ajuste de los datos de producción arrojados por el modelo de simulación numérica con datos de producción reales del campo, para obtener las condiciones previas al inicio del proceso de estimulación con vapor.

Durante la depleción primaria, se logró el ajuste de datos de producción, cortes de agua y presión promedio del yacimiento. El ajuste se hizo utilizando pozos representativos del campo (figura 38), es decir, que estuviesen ubicados dentro sector candidato para aplicar el proceso, completados en la formación de interés (Tune) y que tuviesen fecha de reporte de producción reciente (2008, 2009, 2010).

Figura 38. Selección de pozos representativos del campo.



FUENTE: Instituto Colombiano del Petróleo, Modelo Geológico Petrel 2009.

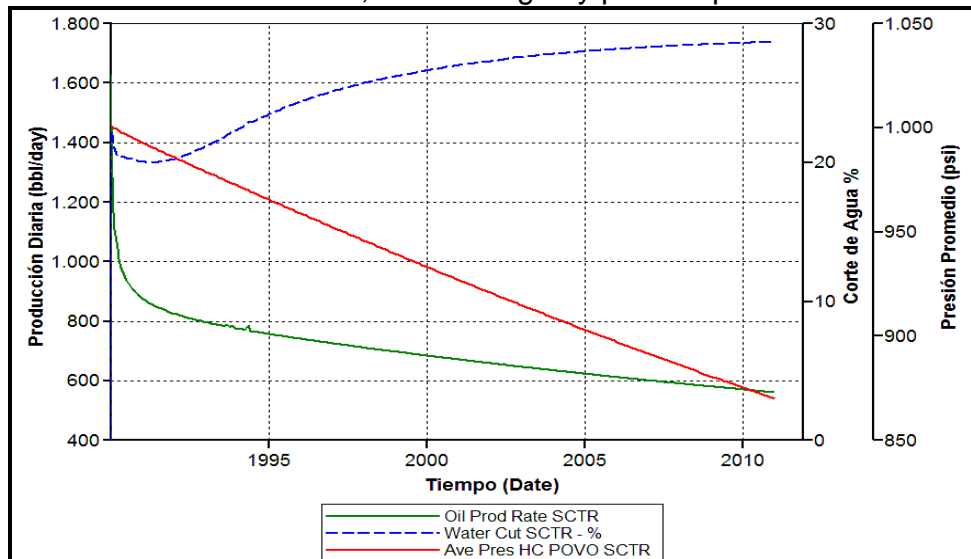
2.4.5 Condiciones de operación. Las condiciones de operación son las únicas variables que se pueden manejar libremente dependiendo del objetivo de la simulación, las condiciones usadas para realizar el ajuste de la producción primaria del modelo se pueden observar en la siguiente tabla.

Tabla 15. Variables operacionales.

VARIABLES OPERACIONALES	
Presión mínima de fondo (psi).	150

Los resultados obtenidos en el ajuste de la producción primaria se pueden observar en la figura 39 y en la tabla 16.

Figura 39. Producción de crudo, corte de agua y presión promedio del sector.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation, STARS

Tabla 16. Resultados de la producción primaria.

Tiempo producción primaria (Años)	20
Presión (Psi)	870
Corte de Agua (%)	29
Producción Diaria (Bbl/Pozo)	125

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo.

3. REFINAMIENTO DEL MODELO

Si bien las propiedades de roca y fluido, así como las condiciones operacionales e iniciales juegan un papel importante en la construcción de un modelo de simulación, y en la representación de cualquier proceso de recobro mejorado, el enmallado y el refinamiento también son importantes porque permiten acercar el modelo a la realidad del yacimiento para que arroje resultados representativos con tiempos de simulación apropiados. El enmallado de simulación se refiere al número de celdas y a la manera como se van a distribuir estas para representar la extensión física y la forma del yacimiento.

Antes de realizar la selección del número de celdas del modelo es necesario establecer el tipo de enmallado a utilizar. El modelo de simulación generado con la herramienta "Task Manager" de STARS posee un enmallado de tipo cartesiano, este tipo de modelo permite una representación mas precisa de la geología actual del yacimiento.

A menudo es conveniente refinar ciertas zonas del modelo de simulación, es decir aumentar el número de celdas con el fin de representar de una manera más exacta los distintos fenómenos que ocurren en el yacimiento sin incurrir en tiempos de simulación muy extensos, sobre todo para procesos de recobro como la inyección cíclica de vapor, donde los cambios inducidos se dan principalmente en las cercanías del pozo.

En este modelo se realizó un refinamiento de tipo cartesiano alrededor de cada uno de los 4 pozos y se observó el efecto de la distribución de la temperatura en el radio calentado, las saturaciones de agua y aceite, la distribución de la viscosidad así como la presión a lo largo de las zonas estimuladas por el vapor.

Debido al tipo de modelo construido no es posible realizar un refinamiento híbrido, por tal motivo se desea obtener un número de celdas en las cercanías del pozo que permitan observar el comportamiento del régimen de flujo que predomina, que para el caso de la inyección cíclica de vapor es el flujo de tipo radial.

3.1 SENSIBILIDAD AL NÚMERO DE CELDAS REFINADAS

Con el fin de encontrar el refinamiento cartesiano más adecuado para representar el proceso de inyección, se realizó una sensibilidad al tamaño de las celdas refinadas alrededor de los pozos, para ello se plantearon 2 escenarios los cuales son descritos en la tabla 17.

Tabla 17. Sensibilidad al tamaño de las celdas refinadas.

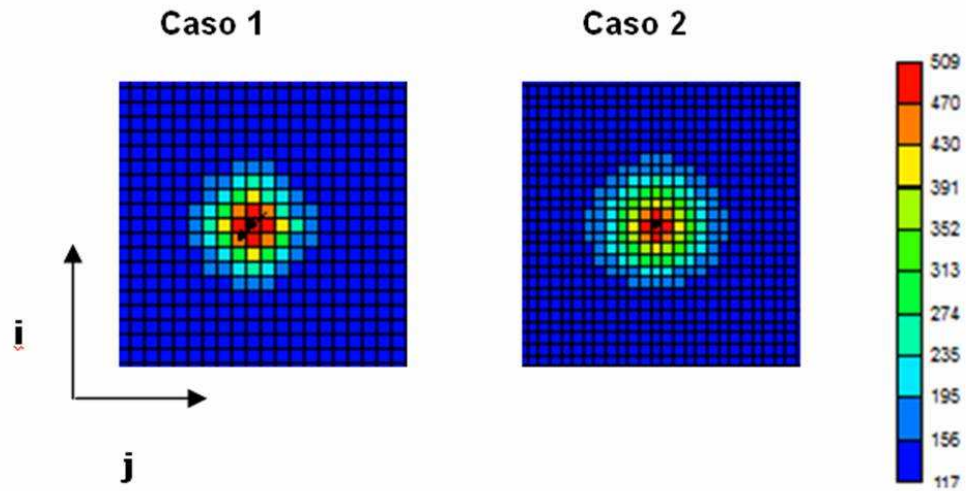
Caso	Radio Refinado (Ft)	Tamaño celdas Refinadas i:j (Ft)	Tamaño celdas No Refinadas i:j (Ft)	Numero de Celdas totales del modelo refinado	Tiempo de Simulación (Hora)
1	125	16.6:16.6	50:50	39386	0:48
2	175	10:10	50:50	49700	2:10

Una vez realizada las corridas de los 2 casos anteriormente descritos, se hizo un análisis de los fenómenos ocurridos alrededor del pozo. En las figuras 38 y 39, se puede observar el efecto que tiene el refinamiento en la zona estimulada tanto para la distribución de la temperatura y la viscosidad.

En la figura 40 se muestra la distribución de temperatura durante el proceso de inyección cíclica de vapor para cada uno de los 2 casos, esto se hace con el fin de observar como el vapor transfiere energía a las zonas cercanas al pozo y determinar así el radio calentado. A medida que aumentan el número de ciclos de inyección el vapor va llegando a zonas cada vez más lejanas a la cara el pozo,

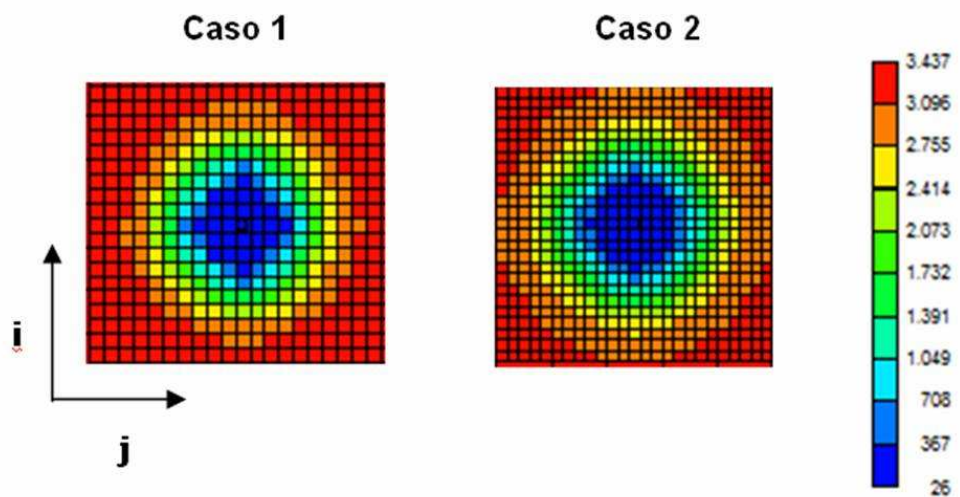
cabe resaltar que éste comportamiento es para un solo pozo y una capa representativa de este, teniendo en cuenta que en todos los pozos se observa el mismo comportamiento a medida que avanzan las etapas de cada ciclo.

Figura 40. Distribución de la temperatura alrededor del pozo.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS

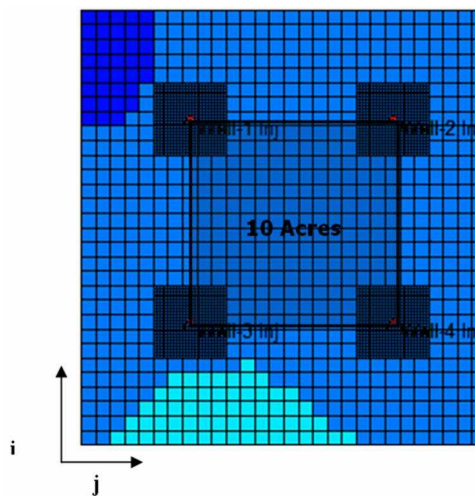
Figura 41. Distribución de la viscosidad alrededor del pozo.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS

De acuerdo con el análisis realizado se escogió el refinamiento del caso 2, ya que el tamaño de las celdas alrededor de los pozos permite realizar una mejor representación de los fenómenos presentes durante el desarrollo del proceso implementado. En la figura 42 se puede observar una vista areal del modelo refinado.

Figura 42. Vista areal del refinamiento cartesiano alrededor de los 4 pozos.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS

3.2 PROCESO DE ESTIMULACIÓN CON VAPOR

Una vez establecido el modelo base de simulación el cual fue puesto a producción primaria durante 20 años donde se ajustaron cortes de agua, producción de aceite y presión promedio del yacimiento a través de sus 4 pozos espaciados 10 acres, y realizado un refinamiento cartesiano alrededor de cada uno de los pozos, se inició el proceso de estimulación con vapor.

3.2.1 Condiciones operacionales. La selección de las condiciones de operación para la implementación de la inyección cíclica se fundamentó en el principio de analogías, mediante el uso del software EOR'S desarrollado en el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado (GRM). Esta herramienta permite al usuario comparar las características de un campo en estudio con las características de todos los campos almacenados en una amplia base de datos, donde además se encuentran documentadas las experiencias adquiridas por la implementación de técnicas de recobro como inyección cíclica y continua de vapor, inyección de químicos, inyección de CO₂ y CHOPS. Este software se fundamenta en el hecho de que si dos o más propiedades son semejantes en uno o más aspectos, es probable que existan entre ellos más semejanzas en otras facetas.

En la tabla 18 se muestran las propiedades de yacimiento de los campos más análogos al campo GRM-UIS 1 donde se realizó algún proyecto de inyección cíclica de vapor.

Tabla 18. Propiedades de yacimiento de los campos análogos en el EOR'S.

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	GRM-UIS 1	Amal	Tía Juana	Teca
Presión de yacimiento (psi)	870	1730	240-400	300
Profundidad (ft)	2500-4000	3000		
Temperatura de yacimiento (°F)	125	136	110	80
Viscosidad del aceite (cp)	4000	4333	100-10000	4031
Permeabilidad (mD)	300-3500	3039	2000	600-1200
Gravedad API	10-12	14,3	11-15	12,5
Saturación de aceite (%)	70		80	67
GOR (scf/bbl)	45	5,55	400	

Fuente. Software EORS. Grupo de Investigación Recobro Mejorado, 2010.

Luego de identificados los campos análogos, se realizó un análisis de los parámetros de operación utilizados en estos campos (tabla 19) durante el desarrollo de la inyección cíclica de vapor para tener un punto de referencia al momento de establecer las condiciones iniciales de operación en el modelo.

Tabla 19. Parámetros operacionales usados en los campo análogos.

PARÁMETROS DE OPERACIÓN EN LOS CAMPOS ANÁLOGOS	Amal	Tia Juana	Teca
Caudal de aceite antes de CSS (bbl/día)	100-157	100-150	
Caudal de aceite después de CSS (bbl/día)	427-440		
Caudal de inyección (bbl eq/día)	157-1182	1200-3000	
Presión de inyección (psi)	1958-2175	400-800	
Temperatura del vapor (°F)			550
numero de ciclos	3-4		8-12
Tiempo de inyección (días)	28-33		5
Tiempo de remojo (días)	5-9	2-4	2
Tiempo de producción (días)	52-180		365

Fuente. Software EORS. Grupo de Investigación Recobro Mejorado, 2010.

La presión de inyección se calculó a partir del estudio de campos análogos, dando como resultado que en la mayoría de los casos el diferencial entre la presión de inyección y la presión del yacimiento justo antes de iniciar el proceso, estaba en un rango aproximado de 300 a 400 psi. A partir de esto y teniendo en cuenta que la presión de yacimiento en la fecha de aplicación del proceso (1 de enero de 2011) del campo estudio es de 870psi, se estableció una presión de inyección de 1170 psi (Δ 300 Psi). Ligado a este parámetro se calculó la temperatura del vapor inyectado (564 °F @ 1170 Psi) a partir de la función obtenida de la regresión de la curva de Temperatura (°F) vs Presión (Psi), gráfica construida con los datos de las tablas de Vapor.

Para el cálculo de la tasa de inyección de inyección se tuvo en cuenta una capacidad de generación inicial de 35 MBTU/h. A partir de los cálculos realizados teniendo en cuenta la entalpía del vapor húmedo a la presión de operación 1170 Psi y con una calidad del 80% a la salida del generador se obtuvo una tasa de inyección de 2500 Bbl/d como se muestra en la tabla 20. Cabe resaltar que la buena movilidad del aceite dentro del yacimiento ($M_o= 0,5$) permite que se tenga una buena inyectividad y por ende se puedan manejar altas tasas de inyección.

Tabla 20. Condiciones para el cálculo de la tasa.

CAPACIDAD DEL GENERADOR (MBTU/h)	PRESION DE OPERACIÓN (Psi)	CALIDAD (%)	ENTALPIA DEL VAPOR HUMEDO (Btu/lb)	TASA DE INYECCIÓN (Bbl/día)
35	1170	80	1050	2500

En cuanto a la selección de los tiempos de remojo y producción se tuvo en cuenta los valores y la respuesta del yacimiento al aplicar el proceso de inyección cíclica de vapor en campos análogos de crudo pesado ubicados en la cuenca del valle medio del magdalena, se encontraron tiempos promedios de inyección y de remojo 5 y 2 días respectivamente empleando de 8 a 12 ciclos de inyección.

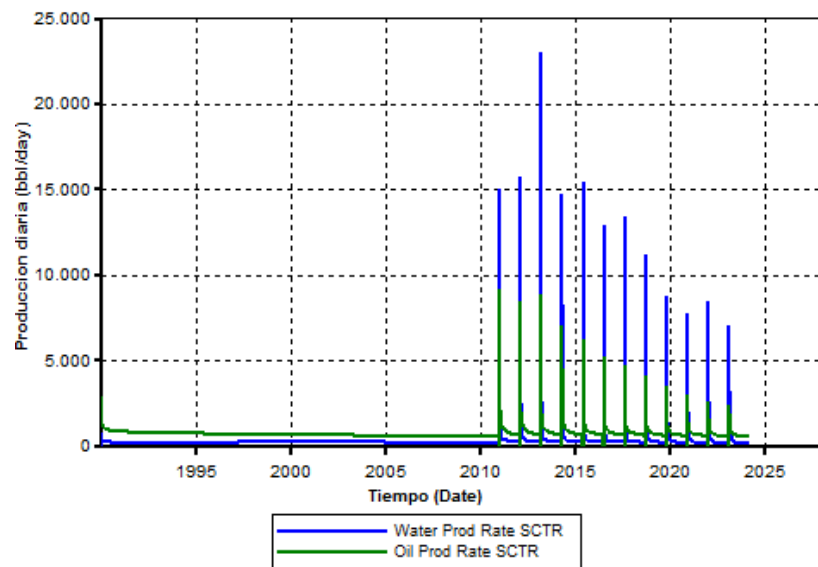
Las condiciones operacionales utilizadas inicialmente son mostradas en la tabla 21. Estas condiciones son mantenidas constantes en todos los ciclos de estimulación implementados.

Tabla 21. Condiciones operacionales utilizadas en la estimulación con vapor.

PARÁMETRO	VALOR
Presión de inyección (Psi)	1170
Temperatura del vapor (F)	564
Tasa de inyección (bbl/día)	2500
Calidad del Vapor	0.65
Periodo de inyección (Días)	5
Periodo de remojo (Días)	2
Periodo de producción (Días)	395
Ciclos de Inyección	12

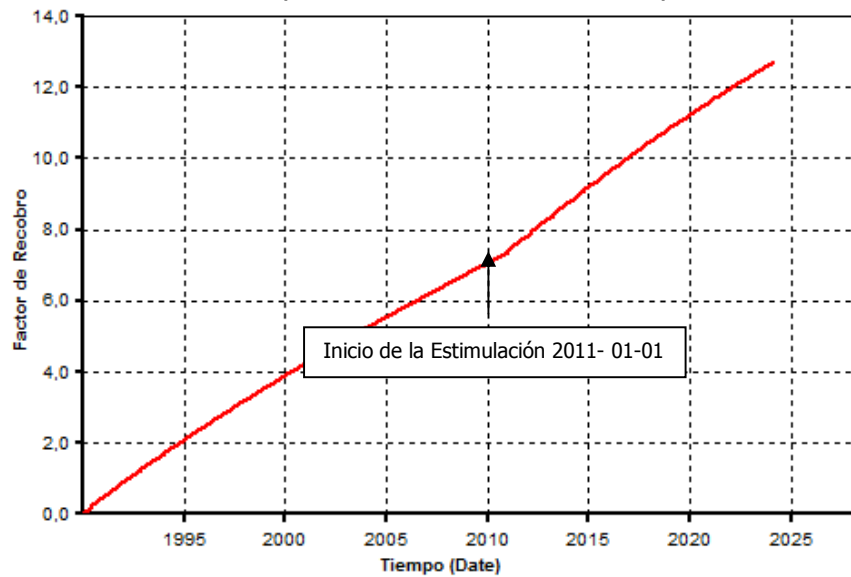
En las figuras 43,44 y 45 se observa la tasa de producción de agua y aceite, el factor de recobro y la tasa de inyección para los 12 ciclos de estimulación, los cuales se ajustan al comportamiento típico de un proceso de inyección cíclica de vapor.

Figura 43. Tasa de producción de agua y aceite estimulación con vapor



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

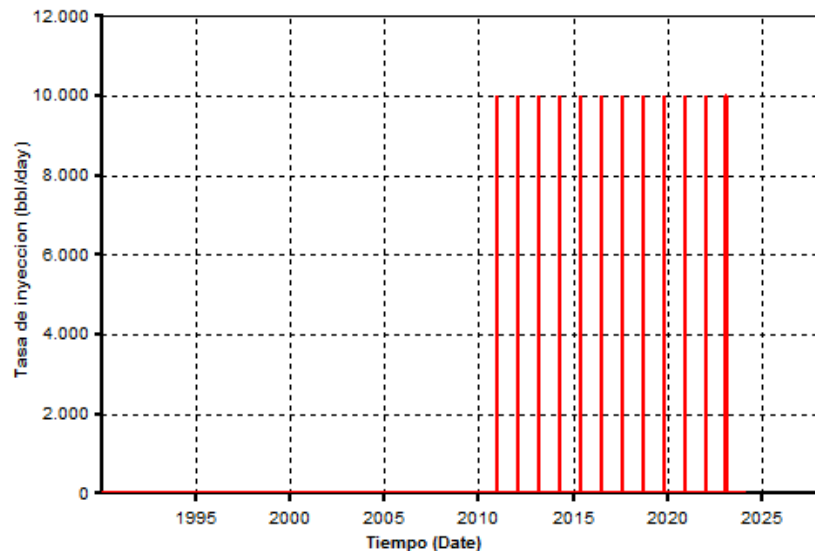
Figura 44. Factor de Recobro para la estimulación con vapor.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, STARS.

El factor de recobro para la inyección global de vapor alcanzó el 12,7 % para los 12 ciclos de inyección, alcanzando un factor de recobro de 0,4 a 0,5 % por ciclo implementado.

Figura 45. Tasa de inyección de vapor



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation, STARS.

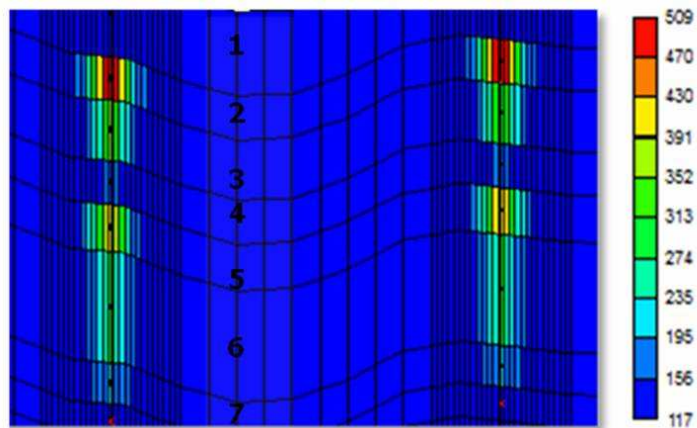
En la figura 45 se observa que cada pozo toma los 2500 Bls/día del agua en fase vapor que son inyectados, lo que demuestra que la buena inyectividad del yacimiento permite manejar altas tasas de inyección.

3.3 DISTRIBUCIÓN DEL VAPOR Y RADIO CALENTADO.

El campo estudio es altamente estratificado y cuenta con una importante variación de la permeabilidad a lo largo de los pozos perforados, esto hace que el radio calentado no sea uniforme y presente importantes variaciones dependiendo el estrato estimulado.

En la figura 46, se puede observar la distribución de la temperatura al inyectar vapor en la formación de interés (Tune). Las zonas donde no se evidencian cambios significativos de temperatura son intercalaciones de arcillas o estratos de muy baja permeabilidad.

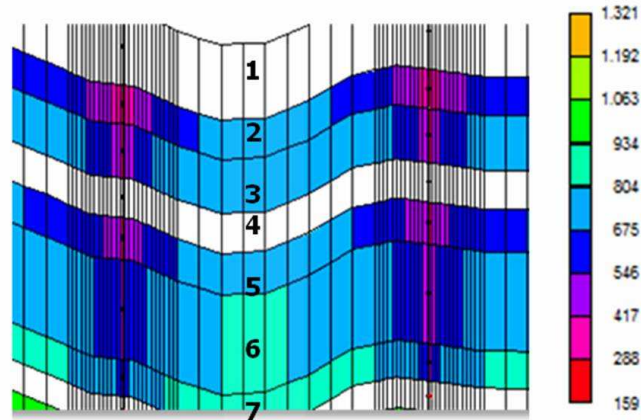
Figura 46. Distribución de la temperatura en los estratos estimulados durante el primer ciclo de inyección.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

La figura 47, muestra la distribución de la presión en cada uno de los estratos 5 días antes de empezar la inyección cíclica de vapor.

Figura 47. Presión del yacimiento 5 días antes de iniciar la estimulación con vapor.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

Comparando figura 46 con la 47, se puede observar que hay una relación proporcional entre el radio calentado y el grado de depleción que hay en cada uno de los estratos días antes de iniciar el primer ciclo de inyección.

En la tabla 22 se puede observar el radio calentado durante el primer ciclo de inyección en cada estrato, su permeabilidad y su respectiva presión antes de iniciar la estimulación con vapor.

Tabla 22. Radio calentado y presión promedio antes de la estimulación.

Arena	Permeabilidad (md)	Profundidad Promedio (Ft)	Espesor de la arena (ft)	Capacidad K*h (md*ft)	Presión 5 días Antes de la inyección (Psi)	Radio calentado (Ft)
2	2,400	2,796	89	213,600	480	40
3	271	2,885	190	51,490	546	15
5	3,500	3,078	80	280,000	516	25
6	2,190	3,158	200	438,000	560	18
7	1,400	3,357	130	182,000	635	5

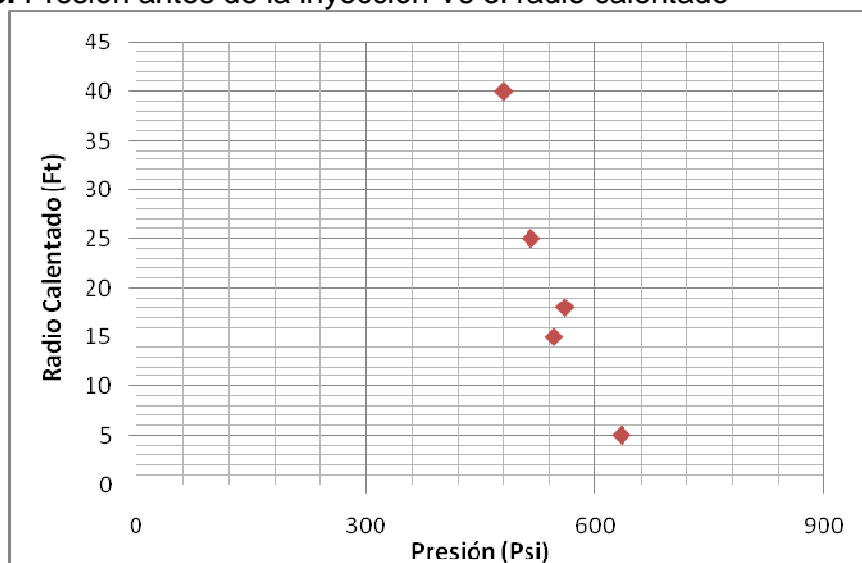
Fuente: Autor

A partir de la tabla 22 se puede concluir lo siguiente:

- El estrato 2 es el de mayor radio calentado (40 ft) ya que es el más somero y posee una muy buena permeabilidad (2400 md), sin embargo la presión antes de iniciar la estimulación muestra que es el estrato con mayor depleción en el yacimiento. Debido al bajo espesor, buena permeabilidad y a que es la más somera de las arenas debió ser la de mayor aporte durante la producción primaria.
- El estrato 3 presenta unos de los radios de calentamiento mas bajos, esto puede deberse a su muy baja permeabilidad y al alto espesor de la arena.
- El estrato 5 alcanzó un radio de calentamiento significativo debido a su alta permeabilidad (3500 md) y bajo espesor de la arena.
- Particularmente el estrato 6 es el que posee una mayor capacidad de almacenamiento de fluidos por lo tanto se espera que sea el estrato que mayor factor de recobro presente, aunque estos resultados pueden verse afectados por la profundidad de la arena >3,100 ft ya que el vapor puede perder calidad antes de contactar la formación.
- El estrato 7 presenta el mas bajo radio de calentamiento pese a presentar una buena permeabilidad es un estrato muy grueso y se encuentra a la mayor profundidad así que la calidad a la que esta llegando el vapor debe ser baja.

La figura 48, muestra la relación inversa que hay entre la presión de cada uno de los estratos días antes de iniciar la inyección y el radio calentado para el primer ciclo de estimulación.

Figura 48. Presión antes de la inyección Vs el radio calentado



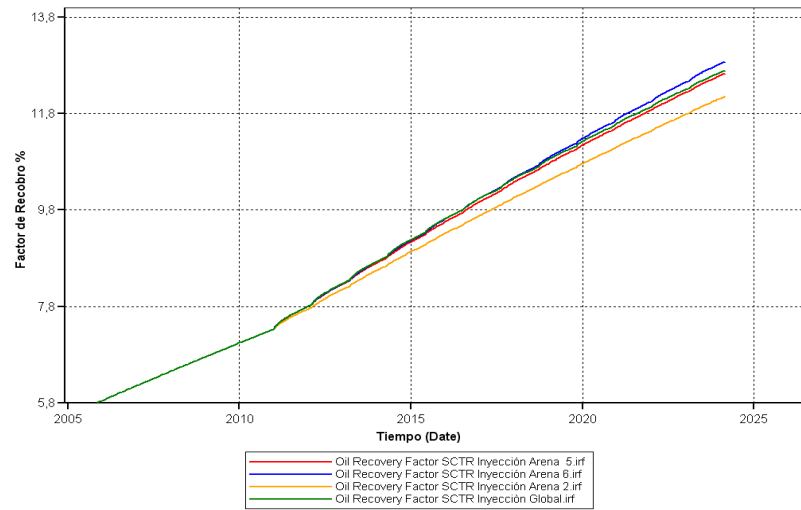
Fuente: Autor

3.4 INYECCIÓN SELECTIVA DE VAPOR

Con el fin de mejorar la eficiencia del proceso, se realizó un esquema de inyección selectiva para las arenas de mayor permeabilidad y se comparó con la inyección global de vapor (Figura 49). Para lograr esto, se realizaron 3 corridas de simulación donde se estimuló selectivamente las arenas 2, 5 y 6 cuyas propiedades fueron descritas en la tabla 22 manteniendo constantes los parámetros de inyección durante los 12 ciclos de la estimulación y se observó el impacto que tiene la inyección por arenas en la respuesta del yacimiento mediante la comparación del factor de recobro alcanzado.

La figura 49 y la tabla 23 muestran que la inyección selectiva para este yacimiento no tiene un impacto significativo sobre el factor de recobro en comparación con la inyección global, sin embargo hay un ligero aumento al inyectar vapor en la arena 6, la cual tiene la mayor capacidad de almacenamiento de fluidos y por lo tanto las mayores reservas de aceite, la figura 50 muestra la distribución de temperatura durante la inyección selectiva en esta arena.

Figura 49. Factor de recobro inyección selectiva.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation, STARS.

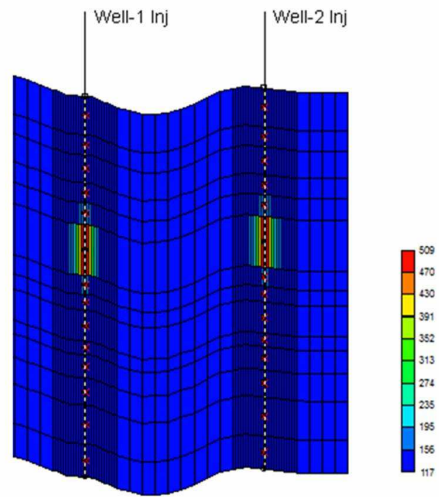
Tabla 23. Comparación entre el factor de recobro en la inyección selectiva y la inyección global.

ARENA	FR (%)
6	12,88
Inyección Global	12,71
5	12,70
2	12,08

Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation, STARS.

Por otra parte la arena con menor factor de recobro es la de menor presión al momento de iniciar la estimulación con vapor (arena 2), esto se debe a que se encuentra mayormente depletada y no cuenta con la energía suficiente para empujar los fluidos hacia la cara del pozo al momento de iniciar la producción pese a que el radio calentado es mayor (tabla 22).

Figura 50. Distribución de la temperatura en la arena 6.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulation, STARS.

4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN UTILIZADOS EN LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.

El análisis de sensibilidad consiste en determinar la influencia obtenida en una función dependiente o función objetivo a la variación o modificación de una variable independiente, con el fin de determinar qué variables pueden producir cambios significativos en los resultados obtenidos y cuáles no.

Con el objetivo de determinar la factibilidad técnica de aplicación de la inyección cíclica de vapor en el sector candidato del campo, se realizó un análisis de sensibilidad que permitió establecer las variables operacionales de mayor impacto en el desempeño del proceso, para posteriormente encontrar el escenario de aplicación que conlleve a los mejores resultados de la inyección.

Para el análisis de sensibilidad y la optimización se utilizó la herramienta CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool) de la compañía CMG.

4.1 CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool).

CMOST es una herramienta de automatización estadística, orientada a la simulación de yacimientos. Es ideal para el ingeniero de yacimientos ya que éste necesita una investigación del comportamiento del yacimiento eficiente, específicamente en tareas de análisis de sensibilidad, ajuste histórico, optimización y manejo de incertidumbre.

CMOST está totalmente acoplado a simuladores de CMG (IMEX, GEM y STARS), permitiendo al ingeniero realizar un análisis asistido de manera eficiente sobre todos los regímenes de recuperación primaria, secundaria o mejorada con el fin de maximizar la recuperación, las tasas de flujo o VPN (valor presente neto), minimizar el SOR, número de pozos, las tasas o presiones de inyección y cualquier otro objetivo posible de optimización en un corto tiempo de ejecución¹³.

La principal ventaja de CMOST, radica en que automatiza la creación de un conjunto de simulaciones que a su vez ayudan a generar resultados más representativos, presentándolos de un modo gráfico, analítico y de fácil interpretación. Cabe resaltar que la veracidad de estos resultados depende de la capacidad de análisis del ingeniero y de los datos que se hayan tomado como punto de partida.

4.1.1 Análisis de sensibilidad en la herramienta CMOST. La tarea de análisis de sensibilidad es usada para determinar la variación total en los resultados de simulación bajo diferentes valores de parámetros y determinar así cuales tienen el mayor efecto en los resultados de la simulación. Este análisis determina que tan sensibles son los resultados a diferentes parámetros ajustables. La información obtenida puede ser usada posteriormente en otras tareas como ajuste histórico, optimización o análisis de incertidumbre pues ayudará a determinar cuáles parámetros deben ser variados y sus rangos aproximados y cuáles pueden ser simplemente eliminados debido a que tienen baja o nula influencia en los resultados de toda la simulación. El análisis de sensibilidad usa dos valores para cada parámetro (el mayor y el menor de un rango definido) lo que indica que la relación de sensibilidad es lineal, y el rango de los valores es el esperado para el caso que este siendo estudiado.

¹³ Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), version 2009. (Página 2)

El análisis de sensibilidad realizado en esta herramienta se puede llevar a cabo de dos diferentes formas:

- Sensibilidad Mono-parámetro: Esta consiste en medir los cambios en la función objetivo resultado de la variación de un solo parámetro mientras los demás se mantienen constantes.
- Sensibilidad Multi-parámetro: Esta consiste en medir los cambios en la función objetivo resultado de la variación individual y de la interacción con todos los parámetros

La sensibilidad multi-parámetro es más eficiente¹⁴ ya que investiga todas las posibles combinaciones de parámetros presentes en el estudio de simulación, pues podría presentarse el caso en que la combinación de dos parámetros tenga un fuerte impacto en la función objetivo a pesar que de forma independiente no lo tengan.

Un diseño experimental está definido como una técnica estadística que permite identificar y cuantificar las causas de un efecto dentro de un estudio experimental donde se manipulan deliberadamente una o más variables, vinculadas a las causas, para medir el efecto que tiene en otra variable de interés¹⁵, es considerado un conjunto de técnicas activas en el sentido que no esperan que el proceso envíe las señales útiles, si no que este se “manipula” para inducirlo a proporcionar la información que se requiere para mejorarlo¹⁶

El diseño experimental utilizado en la herramienta CMOST es de tipo factorial de segundo nivel donde a cada parámetro se le asignan dos valores, un máximo y un

¹⁴ GUTIERREZ H., SALAZAR R., “Análisis y Diseño de Experimentos. Mc Graw Hill.

¹⁵ www.wikipedia.org

¹⁶ GUTIERREZ H., SALAZAR R., “Análisis y Diseño de Experimentos. Mc Graw Hill.

mínimo para establecer el rango en que se evalúa cada variable usando todas las posibles combinaciones de los parámetros a evaluar.¹⁷

4.1.2 Análisis de sensibilidad de los parámetros de operación al campo GRM-UIS1. Como primer paso del proceso para realizar el análisis de sensibilidad se crea el caso base para el CMOST dentro de un archivo .cmm, este archivo es el mismo archivo base (.dat) con una serie de comandos que le permite al CMOST saber que parámetros van a ser estudiados dentro del análisis de sensibilidad y cuál es su valor base (Tabla 24).

Cabe resaltar que estos parámetros base fueron elegidos de acuerdo al criterio de ingeniería y a los resultados obtenidos en el análisis realizado previamente, donde se concluyó adicionalmente que pese a la alta estratificación del yacimiento no es necesario realizar una inyección selectiva en las mejores arenas.

Tabla 24. Parámetros operacionales del caso base.

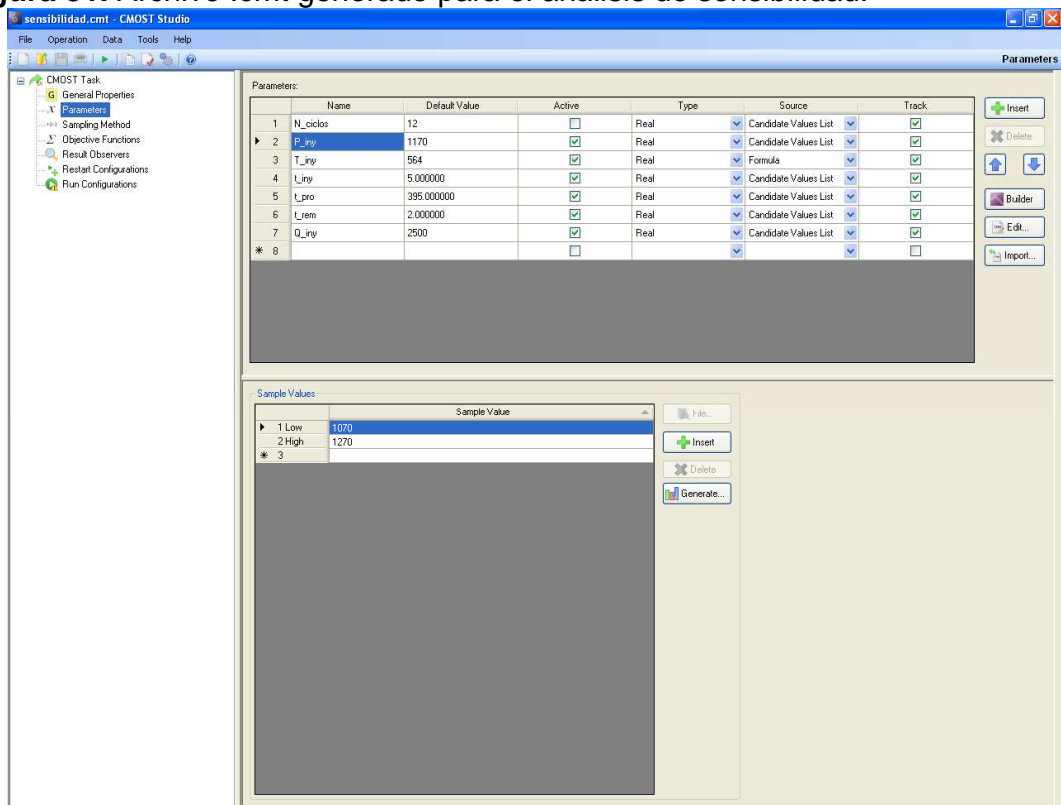
PARÁMETROS OPERACIONALES	VALOR
Presión de Inyección	1,170
Tasa de Inyección (Bbl/día)	2,500
Tiempo de Inyección (día)	5
Tiempo de Remojo	2
Tiempo de Producción	395
Temperatura de Inyección	564
Número de Ciclos	12

Fuente: Autor.

¹⁷ Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), version 2009 (Página 2).

La tarea se genera en un archivo de extensión .cmt, allí se cargan el valor mínimo y máximo asignado a cada parámetro de estudio como se observa en la figura 51. En el caso de estudio se analizó la presión y tasa de inyección de vapor, el tiempo de inyección, remojo y producción.

Figura 51. Archivo .cmt generado para el análisis de sensibilidad.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Computer Assisted History Matching Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

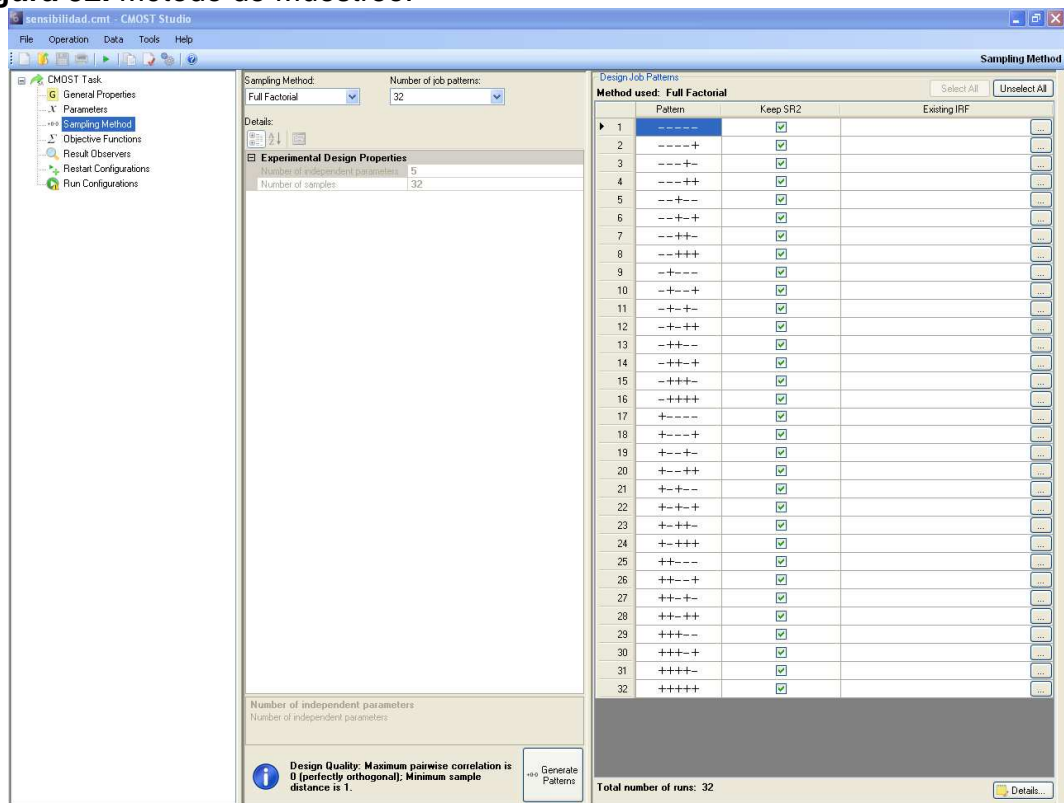
El siguiente paso es determinar un rango de valores razonables para cada una de las variables de diseño a partir del criterio ingenieril. Estos rangos son presentados en la tabla 25.

Tabla 25. Parámetros de Operación para el Análisis de Sensibilidad.

PARÁMETRO	MÍNIMO	BASE	MÁXIMO
Presión de Inyección	1,070	1,170	1,270
Tiempo de Inyección	2	5	7
Tiempo de Remojo	1	2	3
Tiempo de Producción	210	395	400
Tasa de Inyección	2,500	2,500	3,400

El siguiente paso es elegir el método de muestreo, el utilizado en este estudio es de tipo full factorial, en este caso se corren todas las posibles combinaciones de corridas como se observa en la siguiente figura.

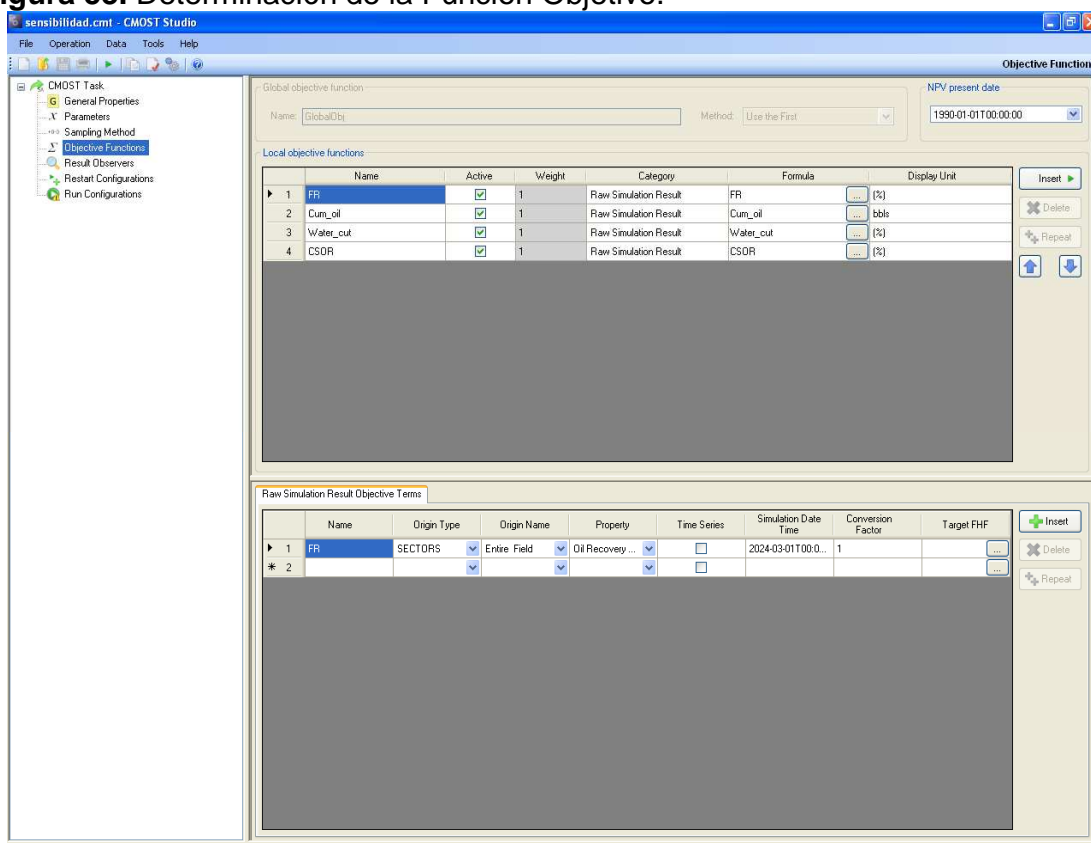
Figura 52. Método de Muestreo.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). CMOST.

Posteriormente se determinan las funciones objetivo o dependientes sobre los que se observara el efecto de la variación en los parámetros elegidos en el paso anterior. En el caso de estudio se escogieron como variables objetivo: el factor de recobro, la producción acumulada de aceite, el corte de agua y la relación acumulada de vapor inyectado - aceite producido como se observa en la siguiente figura. Estos parámetros fueron elegidos como variables objetivo ya que ayudan a medir el desempeño de cualquier proceso de recobro térmico.

Figura 53. Determinación de la Funcion Objetivo.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Computer Assisted History Matching Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST.

CMOST determina que valores producen los mejores resultados permitiendo reducir de forma dramática el número de corridas requeridas para encontrar la solución óptima. Ésta es la técnica más rápida para asegurar un ajuste histórico y pronósticos de producción confiables.

Los resultados obtenidos son presentados por CMOST mediante diagramas tornado, estos son gráficos de barras horizontales donde se puede observar el efecto de cada parámetro sobre la función objetivo.

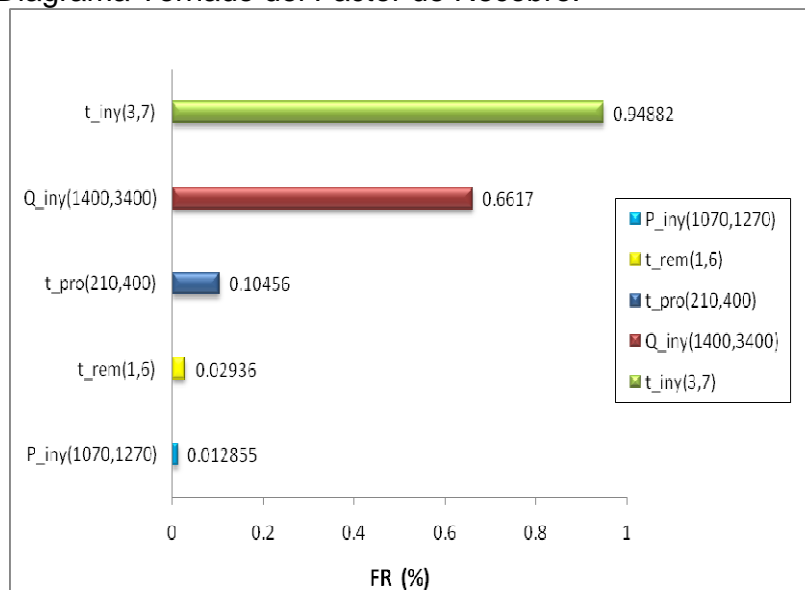
El valor numérico de cada barra es calculado por la diferencia entre el promedio de la función objetivo cuando se utiliza el valor mínimo del parámetro y el promedio de la función objetivo cuando se utiliza el valor máximo (ecuación 1). Así un valor numérico elevado obtenido como resultado de ésta diferencia indicará que la función objetivo presenta cambios significativos con la variación del parámetro en estudio.

Adicionalmente la función (y) puede tomar valores positivos (+) o negativos (-), indicando con el signo si es el máximo o el mínimo el valor de mayor influencia

$$y = \text{promedio función objetivo } (x_{\text{maximo}}) - \text{promedio función objetivo } (x_{\text{minimo}}) \quad (\text{ec.1})$$

4.1.3 Análisis de resultados. A continuación se presentan los diagramas tornado que muestran detalladamente la influencia que tiene cada uno de los parámetros operacionales sobre la función objetivo y su respectiva interpretación (figuras 54 y 55). Cabe resaltar que los resultados varían de acuerdo a los rangos escogidos para cada parámetro, y a las propiedades tanto de roca como de fluido del yacimiento. Es decir, la respuesta en cuanto a la influencia de cada variable depende de la diferencia entre los valores usados y de la respuesta del yacimiento al desarrollo del proceso.

Figura 54. Diagrama Tornado del Factor de Recobro.



Fuente.Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool. CMOST.

Si analizamos el diagrama tornado de la figura 54, se observa que el tiempo de inyección ocupa el primer lugar de influencia con un porcentaje de signo positivo (+), lo que implica que la maximización del factor de recobro se obtiene cuando se tienen mayores tiempos de inyección, esto se debe a la mayor energía suministrada al yacimiento, lo cual implica mayor volumen de roca contactado por el vapor.

Adicionalmente encontramos que la diferencia sobre el factor de recobro al utilizar 7 y 3 días de inyección de vapor, se ve reflejado en un 0,948%, lo cual representa una cantidad de crudo bastante considerable para campo estudio.

En el segundo lugar sigue la tasa de inyección con un impacto positivo sobre el factor de recobro, este parámetro operacional determina la cantidad de energía

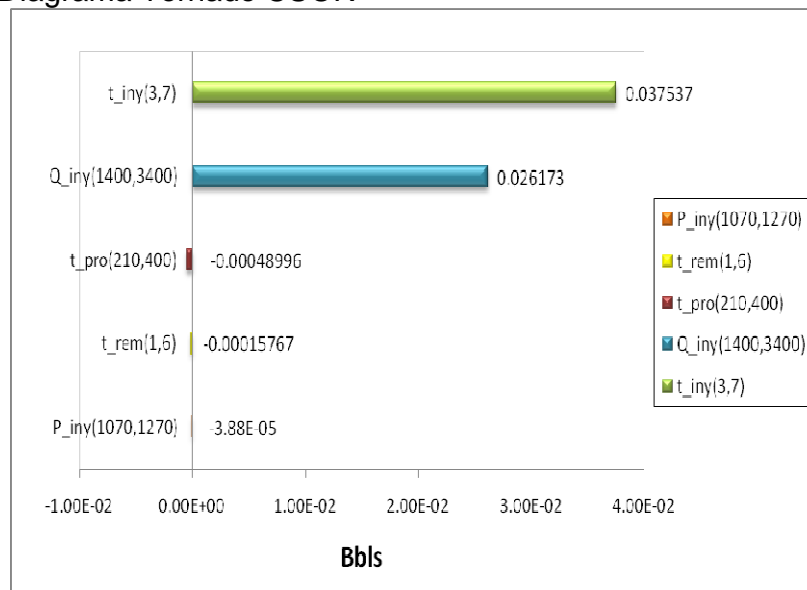
diaria que se suministra al yacimiento. Altas tasas de inyección aumentan el radio calentado y transfieren más energía en forma de calor a la formación.

En el tercer lugar se encuentra el tiempo de producción, el cual tiene un efecto menor en comparación con los otros parámetros ya discutidos. Este comportamiento es debido a que en el rango establecido para esta variable (400 y 210 días), el yacimiento ha iniciado la etapa de enfriamiento causando a su vez que la producción tienda nuevamente a la tasa de inicio de la estimulación después de los primeros 210 días de producción, concluyendo así que la mayor cantidad de crudo se produce en este lapso de tiempo y la producción adicional que se puede obtener en 400 días es realmente baja ya que tiende ser igual a la producción en frío del yacimiento.

En el cuarto lugar de influencia se encuentra el tiempo de remojo, como se puede observar su efecto no es tan marcado sobre el factor de recobro. Sin embargo, hay que tener en cuenta que a periodos muy altos se producen pérdidas de producción por mantener el pozo cerrado, las cuales no serán compensadas con el recobro adicional de aceite generado por el aumento en el tiempo de transferencia de calor.

En quinto lugar se encuentra la presión de inyección, que para el rango establecido para esta variable (1270,1070) tiene una influencia mínima sobre el factor de recobro.

Figura 55. Diagrama Tornado CSOR



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool. CMOST.

En el diagrama tornado para la función objetivo SOR acumulado (relación vapor inyectado/aceite producido) figura 55, se observa que los parámetros operacionales tienen el mismo orden de influencia que los hallados para el factor de recobro.

La tasa y el tiempo de inyección son los parámetros que más influyen sobre el SOR acumulado, ya que determinan la cantidad de barriles de agua que se inyecta a la formación.

Para el tiempo de producción el SOR acumulado tiene una ligera influencia negativa sobre el factor de recobro, esto se debe a que a 400 días se ha producido un poco más de aceite que ha 210 y se ha inyectado la misma cantidad de vapor, por ende el CSOR tiende a disminuir a medida que aumenta tiempo de producción.

Es así como, a partir de este análisis, se estableció que los parámetros operacionales de mayor influencia para el campo de estudio en su orden fueron: tasa de inyección, presión de inyección, tiempo de producción y tiempo de remojo. Por tanto estas variables harán parte de un proceso de optimización, que permitirá determinar los mejores valores de estos parámetros y con ellos construir los escenarios más representativos para la implementación del método de recobro en estudio.

5. OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE DISEÑO UTILIZADOS EN EL PILOTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR DEL CAMPO EN ESTUDIO.

Un problema de optimización consiste en maximizar o minimizar el valor de una variable, esta es expresada en función de otras que serán probadas y modificadas hasta encontrar una combinación que conlleve a su maximización o minimización. La optimización es aplicada en la industria petrolera principalmente para pronósticos sobre la futura operación de pozos, de tal forma que se logre una mejora en su desempeño.

Dentro del área de yacimientos, más específicamente el área de simulación numérica, se han desarrollado diversos programas que ayudan a predecir el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de desarrollo, permitiendo al ingeniero evaluar múltiples escenarios de operación antes de realizar una implementación en campo. CMOST, es una herramienta que además automatiza estos procesos de evaluación, con este se pueden llevar a cabo tareas de optimización, ajuste histórico, análisis de sensibilidad y análisis de incertidumbre de forma más eficiente que en otras herramientas.

5.1 OPTIMIZACIÓN CON LA HERRAMIENTA CMOST.

El software CMOST de CMG realiza estas tareas de optimización fundamentado en el algoritmo DECE (Designed Exploration and Controlled Evolution), algoritmo que requiere del establecimiento de una función objetivo y de parámetros de entrada y que bloquea los parámetros que él reconoce como no beneficiosos para el éxito

del proyecto, imitando así el trabajo que desarrolla un ingeniero de yacimientos para encontrar las condiciones óptimas para la aplicación de un proceso¹⁸.

Este algoritmo es un proceso iterativo que consta de dos etapas “Diseño de Exploración” y “Evolución Controlada”.

Diseño de Exploración: En esta etapa se toman los valores asignados a cada parámetro y se realiza la búsqueda de posibles soluciones a partir de sus combinaciones, mediante un diseño experimental.

Evolución Controlada: En esta fase se analizan estadísticamente los resultados de las simulaciones generadas en la primera etapa. El algoritmo evalúa de manera independiente todos los resultados obtenidos para cada variable y determina si tienen un efecto positivo en la función objetivo, así, si no lo tiene descarta la variable para las siguientes corridas.

Como primer paso del proceso para realizar la optimización se crea el caso base para el CMOST dentro de un archivo .cmm de la misma manera que se realizó en el análisis anterior. Este caso base corresponde al utilizado durante el análisis de sensibilidad con una serie de comandos que le permite al CMOST saber que parámetros van a ser estudiados y cuál es su valor base (tabla 24).

La tarea se genera en un archivo de extensión .cmt, allí se asignan a cada parámetro de estudio los valores candidatos que mediante el análisis de sensibilidad previamente realizado fueron elegidos, estos parámetros son el tiempo de inyección, la tasa y presión de inyección y los tiempos de remojo y producción.

¹⁸Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), version 2009. (Página 26)

Posteriormente se asigna a cada parámetro los posibles rangos de valores a optimizar, como se observa en la tabla 26

Tabla 26. Valores utilizados en la optimización.

Parámetros de Operación	Valores				
Presión de Inyección (psi).	1070	1120	1170	1220	1270
Tasa de Inyección (Bbls/día)	2500	2800	3100	3400	
Tiempo de Inyección (días)	3	5	7	9	11
Tiempo de Producción (días)	150	200	250	300	
Tiempo de Remojo (días)	1	2	3	4	

Fuente: Autor

CMOST permite adicionalmente incluir el criterio ingenieril al determinar una matriz de influencia, donde se puede asignar un peso a cada parámetro dependiendo del impacto sobre el comportamiento de la función objetivo que estima el ingeniero de yacimientos.

La función objetivo utilizada en este análisis es el valor presente neto (VPN), este es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El Valor Presente Neto permite determinar si una inversión cumple o no con el objetivo básico financiero, ya que tiene en cuenta los flujos de caja originados por la inversión. Se pueden presentar tres casos

- **VPN > 0:** Para este caso, las utilidades que representa la implementación del proyecto, son mayores a los costos de inversión; de esta manera se dice que el proyecto es viable e igualmente atractivo.

- **VPN < 0:** En casos con datos de Valor Presente Neto menores a cero, no es viable el desarrollo del proyecto, ya que se sabe que la inversión para la implementación del proyecto nunca será cubierta según el tiempo de estudio de la proyección de los negocios.
- **VPN = 0:** En esta situación la aprobación o denegación del proyecto resulta indiferente, ya que el costo de inversión es apenas cubierto por las utilidades que deja la aplicación del mismo¹⁹.

Para establecer el precio de venta del crudo, fue necesario tener en cuenta el precio de oportunidad, el lifting Cost, las regalías y los impuestos generados por la producción del crudo²⁰ (Tabla 27).

Tabla 27. Precio de venta del crudo.

Venta del crudo	Costo (USD)	%
Precio	56	
Regalías	3.36	6
Lifting cost	4.77	
Bruto	47.87	
Impuesto	16.75	35
Neto	32	

Fuente: Vera J. La Política Petrolera, Resultados y Proyección años 2010-2015.

¹⁹Palma, J. “Metodología para la evaluación económica y análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua” Tesis UIS, 2008.

²⁰ Presentación, Vera J. LA POLÍTICA PETROLERA, RESULTADOS Y PROYECCIÓN AÑOS 2010-2015. Ministerio de minas y energía.

La estimación aproximada del valor presente neto para el caso de aplicación consideró, el precio de venta del barril de petróleo, el costo de tratamiento del agua de producción, el costo de generación del vapor y la tasa de descuento anual, estos valores se observan en la siguiente tabla.

Tabla 28. Valores usados en el cálculo del VPN.

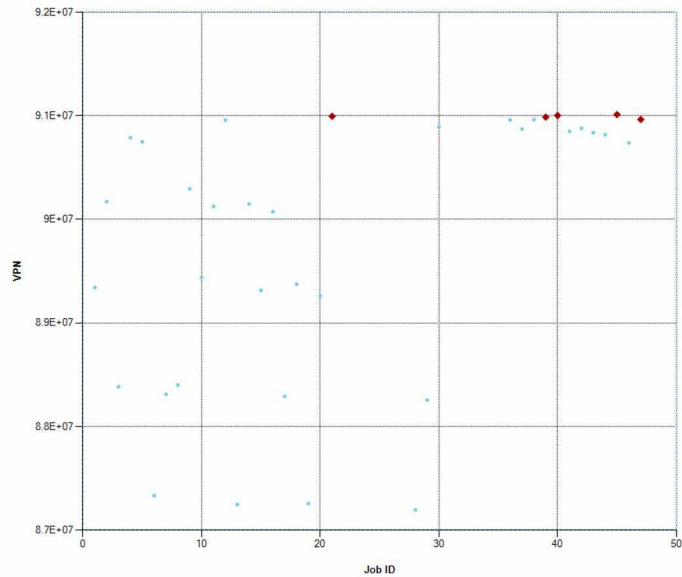
COSTOS	PRECIO
Costo de tratamiento agua de producción (US/BW)	0.5
Costo de generar vapor (US/BEW) (incluido tratamiento de agua)	6
Tasa de descuento anual (%)	10

Fuente: Vera J. La Política Petrolera, Resultados y Proyección años 2010-2015

5.2 RESULTADOS OBTENIDOS.

Los resultados de la optimización que genera CMOST, se pueden observar de tres distintas formas. Durante las corridas de simulación CMOST va generando un grafico de VPN (función objetivo) obtenido en cada corrida, en el eje de las ordenadas y el número de corrida en el eje de las abscisas. En este grafico son señalados todas las corridas realizadas, el caso base corresponde a la corrida uno, los escenarios donde se ha alcanzado un valor máximo de la función VPN correspondientes a los puntos de color rojo, en el caso de estudio las corridas 47,45, 40, 39 y 21 presentaron los más altos valores de VPN, algunas de estas corridas serán analizadas posteriormente de forma individual.

Figura 56. Grafico de VPN obtenido en la optimización.



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG). CMOST

Los resultados de la optimización también son presentados en forma de tabla, donde son resaltados en color rojo aquellos valores de parámetros que deben ser descartados pues no ayudan a la maximización del valor presente neto.

En el caso de estudio se encontró que son las altas presiones de inyección y las altas tasas de inyección las más benéficas para el proceso, el tiempo de inyección óptimo para este caso es de 11 días y finalmente no se deben tener en el proceso tiempos de producción ni remojo demasiado extensos, debido principalmente al enfriamiento del yacimiento y a la pérdida de producción debida al cierre del pozo durante el periodo de remojo.

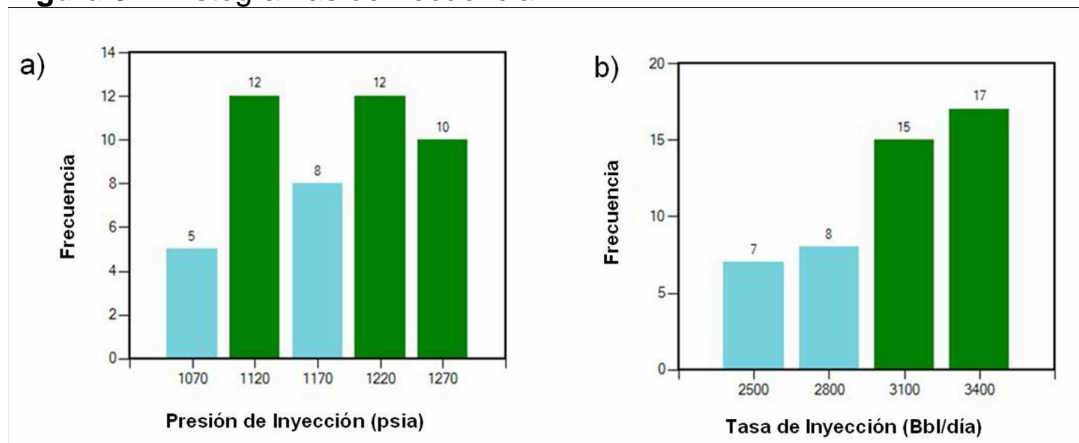
Tabla 29. Parámetros de operación descartados en la optimización.

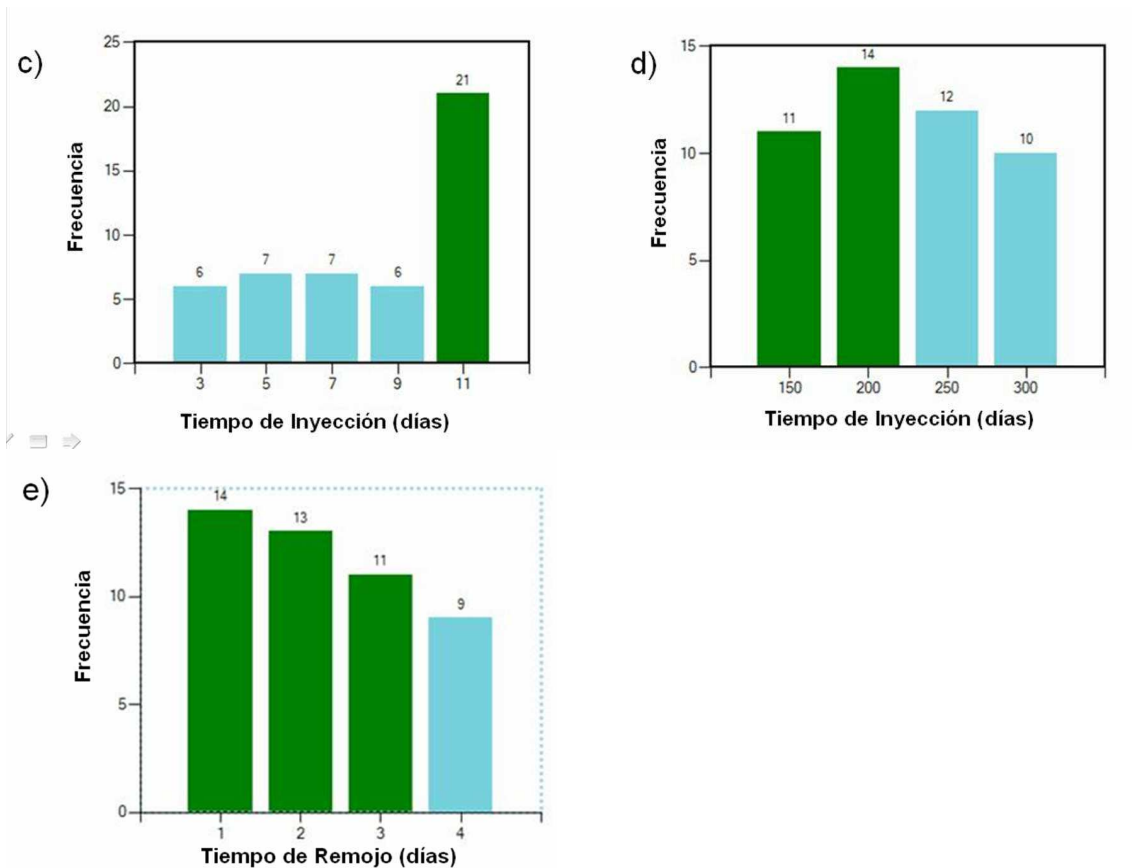
Parámetros de Operación	Valores				
Presión de Inyección (psi).	1070	1120	1170	1220	1270
Tasa de Inyección (Bbls/día)	2500	2800	3100	3400	
Tiempo de Inyección (días)	3	5	7	9	11
Tiempo de Producción (días)	150	200	250	300	
Tiempo de Remojo (días)	1	2	3	4	

Fuente: Autor.

Finalmente CMOST genera unos histogramas de frecuencia donde se puede observar el número de veces que utilizó cada uno de los valores asignados a cada parámetro para obtener los mejores escenarios. Los resultados obtenidos en el caso de estudio se observan en la figura 57.

Figura 57. Histogramas de frecuencia.





El histograma obtenido para por ejemplo la tasa de inyección, muestra que únicamente se utilizaron las tasas de 2,500 y 2,800 Bbl/día en 7 y 8 corridas respectivamente indicando que fueron los parámetros de menor impacto en el VPN, por el contrario se utilizaron las tasas de 3,100 y 3,400 Bbl/día en 15 y 17 corridas respectivamente, indicando así que estas tasas produjeron el cálculo más alto de valor presente neto.

A partir del análisis de las tres descripciones de los resultados se puede observar que el VPN alcanzado en todas las corridas es positivo lo que indica que el proyecto de inyección cíclica de vapor en el campo GRM-UIS 1 es viable e igualmente atractivo, por lo que se pueden considerar los siguientes rangos de parámetros de diseño que fueron planteados en el análisis.

Tabla 30. Posibles condiciones de operación para la aplicación en campo.

TASA DE INYECCIÓN (Bbl/d)	PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	TIEMPO DE INYECCIÓN (días)	TIEMPO DE REMOJO (días)	TIEMPO DE PRODUCCIÓN (días)
3100	1120	11	1	150
3400	1170		2	200
	1220		3	250
	1270			

Fuente: Autor

5.1.2 Mejores escenarios. En la siguiente tabla se presentan dos de los mejores escenarios obtenidos en la optimización, los parámetros operacionales utilizados y los resultados de producción incremental de aceite con respecto a la producción en frío, factor de recobro final después de los 12 ciclos y el SOR acumulado.

Tabla 31. Parámetros de operación de los mejores escenarios.

Parámetros de operación mejores escenarios	Caso 1	Caso 2
Presión de Inyección (psia)	1120	1270
Tasa de Inyección (Bbl/día).	3100	3100
Tiempo de Inyección (días)	11	11
Tiempo de Remojo (días)	2	3
Tiempo de Producción (días)	150	150
Producción Incremental de aceite (Bbl)	191,025	189,911
Factor de Recobro final CSS (%)	11.89	11.88
Factor de Recobro incremental CSS (%)	3,6	3,58
Factor de recobro 1er ciclo	0.413	0.412
CSOR	0.47	0.47

Fuente: Autor

Como se observa en la tabla anterior, los resultados de factor de recobro y SOR obtenidos al final de la implementación de los 12 ciclos de estimulación con vapor permiten inferir que es factible su implementación en el campo GRM-UIS 1, basado en la comparación con la implementación de esta técnica en otros campos, ya que se obtuvo un factor de recobro incremental de 3,6 %, correspondiente a mas de 190,000 Bls de crudo obtenidos en 5 años de implementación del proceso, lo cual demuestra la factibilidad técnica de aplicación del proceso en este campo es mediante la comparación de la producción que se obtendría aplicando los ciclos de inyección y la producción en frío del yacimiento. En las figuras 58 y 59.

Figura 58. Producción Incremental obtenida en el caso # 1.

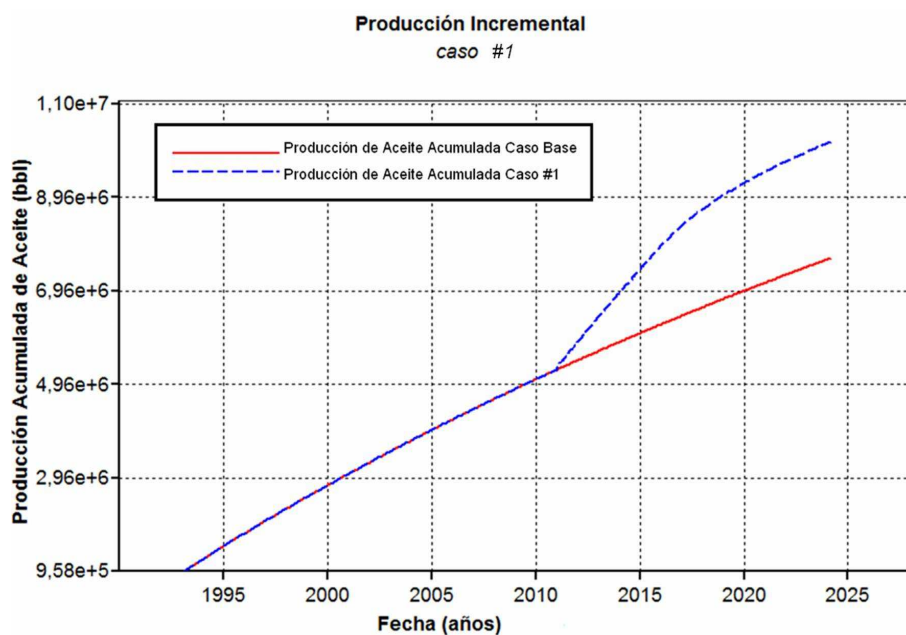
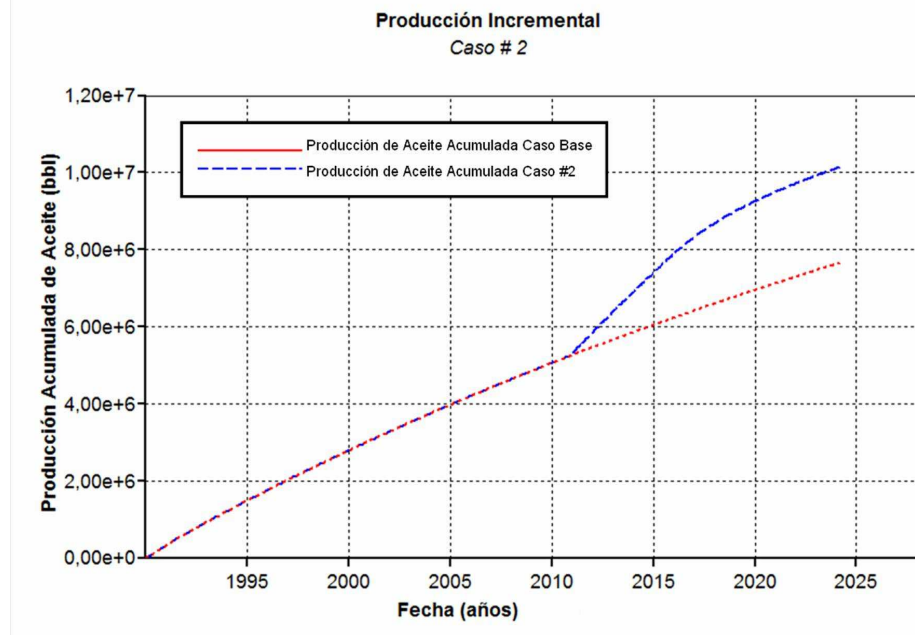


Figura 59. Producción Incremental obtenida en el caso # 2.



CONCLUSIONES

- ✓ A partir del análisis del factor de recobro incremental, y la relación acumulada de vapor inyectado/aceite producido (CSOR) para los 12 ciclos de inyección, se concluye que la implementación de un proceso de inyección cíclica de vapor en el Campo GRM-UIS 1 es factible desde el punto de vista técnico.
- ✓ El radio calentado en un proceso de estimulación con vapor es inversamente proporcional a la presión que tenga la formación antes de la inyección, como consecuencia el radio calentado obtenido vario para cada uno de los estratos y fue mayor en las zonas más depletadas del yacimiento, este fenómeno es muy común en yacimientos altamente estratificados que presentan una importante variación de la permeabilidad a lo largo del intervalo productor.
- ✓ La inyección selectiva del vapor no mostró cambios significativos sobre el factor de recobro en la mayoría de los escenarios, sin embargo hubo una notable disminución cuando se estimuló el intervalo mas depletado del yacimiento, esto se debe a que a pesar de que se tiene un mayor radio calentado en comparación con los demás estratos productores, no se cuenta con la energía suficiente para desplazar los fluidos a la cara de la formación.
- ✓ A partir del análisis de sensibilidad realizado en la herramienta CMOST de la compañía CMG se estableció que los parámetros operacionales que más influyen sobre el factor de recobro en el proceso de inyección cíclica de vapor son el tiempo y la tasa de inyección, ya que determinan la cantidad de energía suministrada al yacimiento y el volumen de roca contactado por el vapor, sin embargo esto genera costos adicionales que ameritan un detallado análisis económico antes de implementar el proceso.

- ✓ El análisis de sensibilidad realizado en CMOST muestra que la influencia que tiene un tiempo de producción de 400 días en comparación con uno de 210 días sobre el factor de recobro es mínima, esto se debe a que después de 210 días el yacimiento ha iniciado su etapa de enfriamiento y no existe producción incremental pues la tasa tiende a ser igual a la tasa de producción en frío del yacimiento.

- ✓ A partir de la optimización realizada utilizando la herramienta CMOST de la empresa CMG, se determinaron los valores de los parámetros operacionales con los cuales se mejora la eficiencia del proceso. Estos escenarios óptimos fueron obtenidos a partir del cálculo de VPN, y no siempre coinciden con la máxima recuperación de crudo. Esto se pudo observar comparando los resultados del factor de recobro para el caso base (12,7%) y para los mejores escenarios planteados con un 11,8% en promedio, demostrando que los costos de generación de vapor, tratamiento del agua y precio de venta del crudo juegan un factor determinante para el éxito económico del proyecto.

RECOMENDACIONES

- ✓ Es necesario evaluar previo a la implementación del proceso la disponibilidad de abastecimiento y los costos del gas combustible para la generación de vapor, ya que es uno de los factores que ha comprometido el éxito de anteriores proyectos pilotos de inyección de vapor en el campo estudio.
- ✓ Se debe realizar una selección de pozos candidatos para llevar a cabo el proceso, esto incluye la necesidad de que tengan un completamiento térmico adecuado para garantizar que cuando el vapor que contacte la formación posea una alta calidad.
- ✓ Realizar un análisis económico detallado donde se involucren variables como la inversión inicial y la utilidad neta, así como también criterios de evaluación económica tales como payback, Tasa Interna de Retorno (T.I.R.) y Tasa Promedio de Retorno (T.P,R), con el fin de determinar la factibilidad económica de la Inyección Cíclica de Vapor en el Campo de estudio.

BIBLIOGRAFIA

1. BOTON, L; PACHECO, E. "Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua". Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007.
2. CHAN, M.Y.S. and SARIOGLU, G. "Numerical Modelling of Cyclically and Fractured Oil-Sands Reservoirs", paper SPE 22369.
3. DIETZ, D. "Review of Thermal Recovery Methods". SPE-AIME 5584, 1975.
4. FAROUQ, Ali. Inyección Cíclica Vapor Campo Palagua. Evaluación realizada junio 15 de 1997.
5. FRANCO. y LEON, E: "Evaluación del Sistema de Inyección Cíclica de Vapor en un Campo Petrolero Colombiano". Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2003.
6. GARCIA Y. y ZAFRA T: "Factibilidad de implementar un proceso de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano mediante simulación numérica, Universidad Industrial de Santander, 2011.
7. GONZALES A. y PINILLA J.: "Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: aplicación Campo Teca", Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2009.
8. GONZALES, D. "Análisis e Interpretación de Yacimientos sometidos a Inyección Cíclica de Vapor mediante analogías". Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.
9. Gutiérrez H y Salazar R: Análisis y Diseño de Experimentos. Mc Graw Hill.
10. JIMENEZ, A. "Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y miscelares) mediante analogías.". Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2009.

11. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Dirección de Hidrocarburos, Sistema de Información Energética. "Producción fiscalizada de crudo por campo (enero-junio de 2010)".
12. PALMA J. y MEJIA J: "Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua". Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2008.
13. TREBOLLE R.L., DE PAZ M.E, AND MARTINEZ D.E.: "Parametric Study of the Design Factors for Cyclic Steam Injection in Lake Maracaibo Oil Fields", Paper SPE 25810.
14. TREBOLLE, R.L., CHALOP, J.P. and COLMENARES, R.: "The Orinoco Heavy-Oil Belt Pilot Projects and Development Strategy", paper SPE 25798.p.2.
15. Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), version 2011.
16. Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), version 2009.
17. WHITE C. And WILLIS B.: "Identifying and Estimating Significant Geologic Parameters with Experimental Design", paper September 2001 SPE Journal.
18. WHITE C.: "Experimental Design as a Framework for Reservoir Studies", Paper SPE 79676, 2003.