

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROCESO DE  
COMBUSTIÓN IN SITU POSTERIOR A PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR  
EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO CON ARENAS  
DELGADAS**

**LUIS ROBERTO OLIVEROS GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROCESO DE  
COMBUSTIÓN IN SITU POSTERIOR A PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR  
EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO CON ARENAS  
DELGADAS**

**LUIS ROBERTO OLIVEROS GÓMEZ**

*Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de Magister en Ingeniería de  
Hidrocarburos*

**Director**

**M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## **DEDICATORIA**

*A DIOS TODOS PODEROSO POR DARME FUERZAS DE SER QUIEN SOY*

*Y EN RESUMEN*

*“ESTE TRABAJO ES DEDICADO A TODAS LAS PERSONAS QUE CREYERON EN MÍ, QUE SIEMPRE CREYERON EN MIS CAPACIDADES Y ME VALORARON SIEMPRE”*

*LUIS OLIVEROS*

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos a la Universidad Industrial de Santander y a cada uno de los docentes de la escuela de petróleos por formarnos como la gran persona y profesional que soy hoy.

Al Instituto Colombiano del Petróleo y a todos los ingenieros a cargo de la dirección de este proyecto, por su apoyo y colaboración.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos – UIS y todos sus profesores, por contribuir y compartir todo el conocimiento durante mi formación profesional.

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz, y el Ing. Jorge Palma por sus exigencias y confianza, y por regalarme un espacio de su tiempo para compartir todos sus conocimientos durante desarrollo del proyecto y hacer de este un excelente trabajo.

A todos nuestros compañeros del GRM por todos sus consejos y recomendaciones, por todos los momentos divertidos que hicieron ameno el desarrollo de este trabajo, por su apoyo, colaboración y ánimo cuando las cosas se tornaron difíciles.

Agradezco sinceramente y de corazón a todas aquellas personas que en algún momento nos dieron un gesto de sincero apoyo e hicieron posible la realización de este excelente proyecto.

Infinitas gracias a todos.

## CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN.....	22
1. PROCESOS TÉRMICOS EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO.....	25
1.1. Generalidad de los procesos de inyección de vapor .....	26
1.1.1. Inyección de vapor .....	26
1.1.2. Inyección continua de vapor .....	27
1.2. INYECCIÓN O ESTIMULACIÓN CÍCLICA CON VAPOR .....	28
1.2.1. Parámetros que influyen en un proyecto de inyección de vapor.....	29
1.3. EFICIENCIA DE LOS PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS .....	30
2. PARÁMETROS DE YACIMIENTOS Y OPERACIONALES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU .....	32
2.1. COMBUSTIÓN IN SITU.....	32
2.1.1. Etapas del proceso de combustión .....	34
2.1.2. Ventajas del proceso de combustión .....	36
2.2. PARÁMETROS DE YACIMIENTO Y OPERACIONALES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE CIS .....	37
2.2.1. Parámetros operacionales .....	37

2.2.2. Parámetros de yacimiento .....	44
2.3. IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES A ANALIZAR .....	51
3. DESARROLLO DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN REPRESENTANDO UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO DE CRUDO PESADO CON ARENAS DELGADAS .....	53
3.1. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE .....	54
3.1.1. Definición del enmallado para el caso base .....	55
3.1.2. Propiedades de la roca .....	56
3.1.3. Modelo de Fluidos- Caso Base .....	58
3.1.4. Modelo de Reacciones .....	59
3.1.5. Propiedades Interacción Roca- Fluido .....	63
3.1.6. Definición del patrón de explotación .....	64
3.2. SELECCIÓN DEL TIPO DE REFINAMIENTO .....	65
3.2.1. Refinamiento cartesiano .....	65
3.2.2. Refinamiento radial .....	66
3.2.3. Refinamiento Híbrido .....	67
3.2.4. Determinación del refinamiento usado .....	67
3.3. ESCENARIOS .....	67
3.4. RESULTADOS PRELIMINARES .....	68
4. IMPLEMENTACIÓN PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR .....	73

4.1. SIMULACIÓN DE LA ETAPA DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR .....	74
4.1.1. Caudal de Inyección .....	74
4.1.2. Análisis de sensibilidad número de ciclos .....	75
4.1.3. Factor de Recobro en la Etapa de estimulación .....	75
4.2. APLICACIÓN INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR .....	77
4.3. ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR (ICV) .....	79
4.3.1. Factor de recobro.....	80
4.3.2. Tasa de producción y Tiempo de ruptura.....	81
4.3.3. Relación aceite vapor .....	82
4.3.4. Reducción saturación de aceite .....	83
5. EFECTO EN EL DESARROLLO DE LA COMBUSTIÓN IN SITU POSTERIOR A LA IMPLEMENTACIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR.....	86
5.1. CASO BASE COMBUSTIÓN <i>IN SITU</i> .....	86
5.1.1. Producción de fluidos.....	87
5.1.2. Depositación de coque.....	89
5.1.3. Producción gases de combustión .....	91
5.1.4. Parámetros de evaluación técnica .....	93
5.1.5. Distribución de fluidos.....	94
5.1.6. Distribución de la temperatura .....	96
5.2. IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN POSTERIOR A LA INYECCIÓN CÍCLICA.....	97

5.2.1.Producción de fluidos.....	98
5.2.2.Depositación de coque.....	101
5.2.3.Producción gases de combustión .....	104
5.2.4.Distribución de fluidos .....	106
5.2.5.Distribución de la temperatura .....	110
5.2.6.Parámetros de evaluación técnica .....	111
5.3.IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN POSTERIOR A LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	117
5.4.IMPLEMENTACIÓN COMBUSTIÓN A TIEMPO DE RUPTURA DEL VAPOR	
118	
5.4.1.Producción de fluidos.....	119
5.4.2.Depositación de coque.....	120
5.4.3.Producción gases de combustión .....	122
5.4.4.Distribución de fluidos .....	123
5.4.5.Distribución de la temperatura .....	127
5.4.6.Parámetros de evaluación técnica .....	128
5.5.IMPLEMENTACIÓN A LIMITE ECONÓMICO INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR .....	133
5.5.1.Producción de fluidos.....	134
5.5.2.Depositación de coque.....	136
5.5.3.Producción gases de combustión .....	138
5.5.4.Distribución de fluidos .....	139
5.5.5.Distribución de la temperatura .....	142
5.5.6.Parámetros de evaluación técnica .....	142

5.6. ESTRATEGIA TÉCNICA PARA EL AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO POR MÉTODOS TÉRMICO .....	149
CONCLUSIONES .....	156
RECOMENDACIONES .....	158
BIBLIOGRAFÍA .....	160
ANEXOS .....	164

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. Esquema de inyección de vapor en yacimientos estratificados.....	27
FIGURA 2. Etapas del proceso de inyección cíclica con vapor. ....	29
FIGURA 3. Esquema de las zonas y el proceso de combustión in situ. ....	33
FIGURA 4. Consumo de oxígeno en función del régimen de temperatura de un proceso de combustión in situ .....	34
FIGURA 5. Etapas de la combustión .....	35
FIGURA 6. Frente de combustión a diferentes tiempos en una arena de espesor delgado. ....	44
FIGURA 7. Overburn en una arena de espesor grueso .....	45
FIGURA 8. Overburn por inyección buzamiento abajo.....	47
FIGURA 9. Control del Overburn por inyección buzamiento arriba .....	47
FIGURA 10. Patrones de pozos para la inyección continua de vapor .....	49
FIGURA 11. Metodología a seguir para el cumplimiento de objetivos propuestos. ....	53
FIGURA 12. Configuración del modelo y del patrón en el grid de simulación (Caso Base)- Profundidad .....	55
FIGURA 13. Distribución de las permeabilidades .....	57
FIGURA 14. Modelo de reacciones .....	60
FIGURA 15. Constantes de Arrhenius contra temperatura. Representa la reactividad con los parámetros cinéticos base.....	62
FIGURA 16. Curvas de permeabilidad relativa del aceite y agua, en función de la saturación de agua. ....	63
FIGURA 17. Curvas de permeabilidad relativa del aceite y agua, en función de la saturación de líquido.....	64
FIGURA 18. Configuración de pozos y zonas perforadas en el modelo de simulación ....	65
FIGURA 19. Refinamiento Cartesiano, vista frontal con pozo horizontal.....	66
FIGURA 20. Refinamiento Radial .....	66
FIGURA 21. Esquema para el análisis del efecto del vapor sobre el proceso de combustión In Situ. ....	68

FIGURA 22. Comportamiento del factor de recobro y la presión en el tiempo .....	70
FIGURA 23. Comportamiento de la producción de aceite acumulada en el tiempo .....	70
FIGURA 24. Comportamiento de la tasa de producción de aceite y el corte de agua .....	71
FIGURA 25. Comportamiento Del corte de agua para producción primaria .....	71
FIGURA 26. Comportamiento del Factor de recobro para diferentes ciclos de estimulación .....	76
FIGURA 27. Comportamiento de la tasa de producción de aceite para diferentes ciclos de estimulación.....	77
FIGURA 28. Comportamiento del Factor de recobro para los escenarios con inyección continua de vapor con reducción de la tasa de inyección .....	79
FIGURA 29. Comportamiento del Factor de recobro para los escenarios con inyección continua de vapor después de las estimulaciones .....	80
FIGURA 30. Producción acumulada para cada escenario después de las estimulaciones .....	81
FIGURA 31. Tasa de producción de aceite y tiempo de ruptura para cada escenario con ICV. ....	82
FIGURA 32. Relación aceite- vapor para los procesos de inyección de vapor.....	83
FIGURA 33. Cambio en la reducción en la saturación de aceite para cada escenario con ICV .....	84
FIGURA 34. Comportamiento de factor de Recobro para el proceso de combustión In Situ .....	88
FIGURA 35. Tasa de producción después de implementar el proceso de combustión in situ.....	89
FIGURA 36. Depositación de Combustible .....	90
FIGURA 37. Depositación de combustible en diferentes parte del yacimiento para la primera arena. ....	91
FIGURA 38. Fracción molar de los gases producidos- Caso Base Combustión .....	92
FIGURA 39. Fracción de CO <sub>2</sub> , producidos durante el proceso de combustión .....	92
FIGURA 40. Relación Aire Aceite- AOR .....	93
FIGURA 41. Reducción de la Saturación de aceite promedia en el modelo bajo el proceso de combustión .....	94
FIGURA 42. Barrido del frente de Combustión y reducción de la saturación de aceite ....	95
FIGURA 43. Barrido del frente de Combustión y reducción de la saturación de agua.....	95

FIGURA 44. Temperatura máxima durante el proceso de combustión – Caso Base .....	96
FIGURA 45. Comportamiento del Factor de Recobro al implementar CIS después de las estimulaciones con vapor .....	99
FIGURA 46. Tasa de producción de aceite después de implementar CSS y CIS .....	100
FIGURA 47. Corte de agua para los escenarios con combustión posterior las estimulaciones.....	101
FIGURA 48. Producción y Consumo de combustible para los escenarios de combustión con estimulaciones previas comparado con el caso base de combustión.....	102
FIGURA 49. Avance del frente observando la producción de combustible caso 1CSS+CIS .....	103
FIGURA 50. Avance del frente observando la producción de combustible caso 10CSS+CIS.....	104
FIGURA 51. Producción de CO <sub>2</sub> para los casos estudiados con estimulaciones con vapor .....	106
FIGURA 52. Reducción de la saturación de aceite para los escenarios con estimulación con vapor y combustión in situ.....	107
FIGURA 53. Reducción de la saturación de aceite para el mejor caso con 1 ciclo de estimulación.....	108
FIGURA 54. Reducción de la saturación de agua para el mejor caso con 1 ciclo de estimulación.....	108
FIGURA 55. Reducción de la saturación de aceite para el peor caso con 10 ciclo de estimulación.....	109
FIGURA 56. Reducción de la saturación de agua para el peor caso 10 estimulaciones	109
FIGURA 57. Temperatura máxima alcanzada para cada caso comparada con el caso base de combustión.....	110
FIGURA 58. Relación AOR, para todos los casos con estimulaciones previas .....	113
FIGURA 59. Factor de recobro incrementar por CIS vs la relación Vapor- Aire inyectado .....	115
FIGURA 60. Tiempo de ruptura del Oxígeno en relación con el vapor inyectado previamente en las estimulaciones .....	116
FIGURA 61. Velocidad del frente de combustión con respecto a la relación vapor aire .	117
FIGURA 62. Factor de recobro para los escenarios con inyección continua y combustión aplicados a tiempo de ruptura.....	119

FIGURA 63. Tasa de producción de aceite para los escenarios con inyección continua y combustión en tiempo de ruptura.....	120
FIGURA 64. Producción y consumo de combustible.....	121
FIGURA 65. Producción y consumo de combustible para el caso con un ciclo de inyección e inyección continua a tiempo de ruptura.....	121
FIGURA 66. Producción y consumo de combustible para el caso con un 10 ciclos de inyección e inyección continua a tiempo de ruptura. ....	122
FIGURA 67. Producción de CO2 para los escenarios con inyección de vapor y combustión a tiempo de ruptura del vapor .....	123
FIGURA 68. Reducción de la saturación de aceite .....	124
FIGURA 69. Reducción de la saturación de aceite en el espacio para diferentes tiempos .....	125
FIGURA 70. Cambios en la saturación de agua .....	125
FIGURA 71. Reducción de la saturación de aceite en el espacio para diferentes tiempos, para el caso 10CSS+ICVR+CIS .....	126
FIGURA 72. Cambios en la saturación de agua para el caso 1CCS+ICVR+CIS .....	126
FIGURA 73. Temperatura máximas alcanzados durante el proceso de combustión.....	127
FIGURA 74. Comportamiento de la Relación AOR para todos los escenarios.....	129
FIGURA 75. Factor de recobro incrementar por CIS vs la relación Vapor- Aire inyectado .....	131
FIGURA 76. Tiempo de irrupción vs la relación vapor aire total inyectado. ....	132
FIGURA 77. Velocidad del frente de combustión vs la relación vapor-aire.....	133
FIGURA 78. Comportamiento del factor de recobro.....	135
FIGURA 79. . Tasa de producción de aceite para los diferentes escenarios con bajo todos los procesos térmicos .....	136
FIGURA 80. Producción y consumo de combustible en función del tiempo para todos los casos con inyección continua y combustión.....	137
FIGURA 81. Producción de coque en el espacio para el mejor caso .....	137
FIGURA 82. Producción de coque en el espacio para el peor caso .....	138
FIGURA 83. Producción de CO2 para todos los casos .....	139
FIGURA 84. Reducción de la saturación de aceite .....	140
FIGURA 85. Cambios en la saturación de aceite a diferentes tiempos del proceso de combustión para el caso 1CCS+ICVT+CIS.....	141

FIGURA 86. Cambios en la saturación de aceite a diferentes tiempos del proceso de combustión para el caso 10CSS+ICVT+CIS.....	141
FIGURA 87. Temperatura máxima por el proceso de combustión .....	142
FIGURA 88. Comportamiento de la relación AOR .....	144
FIGURA 89. Factor de recobro incrementar por CIS vs la relación Vapor- Aire inyectado .....	146
FIGURA 90. Tiempo irrupción del oxígeno vs la relación vapor aire inyectado .....	147
FIGURA 91. Velocidad del frente de combustión vs relación vapor aire .....	148
FIGURA 92. Factor de recobro para los escenarios con 10 estimulaciones previas comparado con el caso base .....	150
FIGURA 93. Factor de recobro para los escenarios con 7 estimulaciones previas comparado con el caso base .....	150
FIGURA 94. Factor de recobro para los escenarios con 5 estimulaciones previas comparado con el caso base .....	151
FIGURA 95. Factor de recobro para los escenarios con 3 estimulaciones previas comparado con el caso base .....	151
FIGURA 96. Factor de recobro para los escenarios con 1 estimulaciones previas comparado con el caso base .....	152
FIGURA 97. Factor de recobro para los mejores casos encontrados comparados con el caso base combustión .....	154
FIGURA 98. Reducción de la saturación de aceite del área barrida para los mejores casos.....	154

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros del proceso de inyección de vapor.....	30
Tabla 2. Variables de estudio.....	51
Tabla 3. Condiciones iniciales del modelo de Simulación .....	56
Tabla 4. Condiciones iniciales del modelo de Simulación .....	57
Tabla 5. Distribución del aceite en seudocomponentes .....	58
Tabla 6. Propiedades básicas de los componentes .....	59
Tabla 7. Parámetros de operacionales para el estudio de los procesos.....	69
Tabla 8. Parámetros operacionales para la etapa con estimulaciones con vapor .....	75
Tabla 9. Parámetros operacionales en los ciclos de inyección para comparación de pozos .....	77
Tabla 10. Resultados finales después de implementar Inyección Continua de Vapor .....	84
Tabla 11. Condiciones Operacionales proceso de combustión In Situ .....	87
Tabla 12. Condiciones operacionales y de yacimiento para la implementación de CIS después de las estimulaciones .....	98
Tabla 13. Comportamiento del Factor de Recobro al implementar CIS después de las estimulaciones con vapor .....	99
Tabla 14. Parámetros de combustión para los diferentes escenarios con estimulaciones. ....	111
Tabla 15. Parámetros de evaluación respecto a la relación vapor- aire. ....	114
Tabla 16. Condiciones y parámetros de operación para el proceso de combustión .....	118
Tabla 17. Parámetros de evaluación para el proceso de combustión con inyección continua previa .....	128
Tabla 18. Parámetros de evaluación respecto a la relación vapor- aire. ....	130
Tabla 19. Condiciones operacionales para el proceso de combustión posterior a inyección continua.....	134
Tabla 20. Parámetros de combustión .....	143
Tabla 21. Parámetros de evaluación respecto a la relación vapor- aire. ....	145

Tabla 22. Resultados finales para la implementación de procesos de combustión in situ posterior procesos de inyección de vapor .....	149
Tabla 23. Estrategia final para el aumento del factor de recobro en este tipo de yacimientos .....	153

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. PARÁMETROS OPERACIONALES DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN Y CORRELACIONES RESPECTIVA.....	164
ANEXO B. PARÁMETROS DE EVALUACIÓN DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU A PARTIR DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS.....	173

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU POSTERIOR A PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO CON ARENAS DELGADAS. \*

**AUTORES:** Ing. LUIS ROBERTO OLIVEROS GÓMEZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Combustión In-situ, Inyección de vapor, Crudos pesados, Recobro mejorado, Simulación numérica, yacimientos estratificados.

En Colombia los yacimientos estratificados de crudo pesado, se están convirtiendo en una alternativa fuerte de hidrocarburos, un ejemplo es el caso de los campos de crudo pesado del Magdalena Medio, que se caracterizan por ser arenas delgadas con intercalaciones de arcilla, donde a partir de producción en frío se obtienen tasas muy bajas y factores de recobro generalmente inferiores a 5 %.

Durante muchos años en algunos yacimientos del Magdalena Medio, se han implementado procesos de inyección cíclica de vapor, obteniéndose factores de recobro cercanos al 20 %; donde también se puede plantear la posibilidad de implementar procesos de inyección continua de vapor. Sin embargo, debido a que la formación no es calentada uniformemente y al aumento de las pérdidas de energía en arenas delgadas, las técnicas con inyección de vapor no son totalmente efectivas en este tipo de yacimientos, y aumentar el factor de recobro a partir de estos métodos, tardaría mucho tiempo.

Por lo anterior, se plantea implementar un proceso de Combustión In Situ, que ha surgido no con tanto auge como la inyección de vapor, pero con un potencial de recobro alto. Esta es una técnica de recobro mejorado en crudo pesado, que se basa en la formación de un frente de combustión gracias a las reacciones químicas generadas por la mezcla entre el oxígeno y el combustible, producto de estas reacciones se obtienen mecanismos de desplazamiento térmicos, miscibles e inmiscibles.

En esta investigación los resultados permiten observar el efecto de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior al desarrollo de procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas, de acuerdo al estudio de la eficiencia térmica del proceso, variables como gases de combustión, perfiles de temperatura y factor de recobro.

\* Trabajo de Investigación.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co director: M.Sc. Jorge Mario Palma Bustamante

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL EVALUATION OF THE IMPLEMENTATION OF A IN SITU COMBUSTION PROCESS POST - STEAM INJECTION PROCESSES IN HEAVY OIL RESERVOIR WITH LAYERED THIN SAND \*

**AUTORES:** Ing. LUIS ROBERTO OLIVEROS GOMEZ\*\*

**KEYWORDS:** In-Situ Combustion In-situ, Steam Injection, Heavy oil,

In Colombia the stratified deposits of heavy oil are becoming a strong alternative hydrocarbon, an example is the case of heavy oil fields of the Middle Magdalena, which are characterized by thin sands interbedded with clay, where from cold production is obtained at very low rates and recovery factors generally below 5%.

For many years in some deposits of the Magdalena Medio, processes have been implemented cyclic steam injection, obtaining recovery factors of around 20%, where you can also raise the possibility of implementing processes continuous steam injection. However, because the formation is not uniformly heated and increased energy losses in thin sands, the steam injection techniques are not completely effective in such sites, and increase the recovery factor from these methods take a long time, therefore, the costs would be very high due to the burning of fuel to operate the generator and the increase in energy losses are in the process.

Therefore, it is proposed to implement an In Situ Combustion process that has emerged not as booming as steam injection, but with a high recovery potential. This is an enhanced recovery technique in heavy oil, which is based on the formation of a combustion front through chemical reactions generated by the mixture between the oxygen and fuel product from these reactions are obtained thermal displacement mechanisms miscible and immiscible, which means it is a technique with great potential to increase the recovery factor in heavy oil reservoirs in Colombia.

Results in this study allow us to observe the effect of implementing an in situ combustion process after the development process steam injection into heavy oil reservoirs with laminated thin sands, according to the study of the thermal efficiency of the process variables as flue gas temperature profiles and recovery factor.

\* Research Work.

\*\* Faculty of Engineering Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering..

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## INTRODUCCIÓN

En Colombia los yacimientos de crudo pesado, se están convirtiendo en la fuente principal de hidrocarburos. Por ejemplo en el caso de los yacimientos de crudo pesado del Magdalena Medio que se caracterizan por ser yacimientos con intercalaciones con arcilla y con arenas delgadas, donde es difícil la extracción de este hidrocarburo por medio convencionales. Por lo anterior, existen estudios para saber que técnicas de recobro térmico son las mejores para la recuperación del hidrocarburo de estos yacimientos.

Estos yacimientos se caracterizan, por su baja movilidad, bajas tasas de producción, altas inversiones en extracción y por lo tanto, bajos factores de recobro. Debido a las dificultades para producir este tipo de crudo, atribuido esto a su alta viscosidad, se recurre a técnicas de recobro térmico, con el objetivo de aumentar la temperatura del yacimiento, por ende lograr una disminución de la viscosidad, de esta manera aumentar la movilidad del crudo hacia los pozos productores.

La mayoría de los operadores tratan de producir la mayor cantidad de petróleo posible utilizando métodos de recuperación primaria. Los factores de recuperación en frío para crudos pesados en yacimientos estratificados, varían del 1 al 8 %. Una vez que la producción en frío ha alcanzado su límite económico, una de las alternativas es la implementación de métodos de recobro térmico.

A través de los años se han desarrollado una serie de técnicas y procedimientos que permiten extraer este tipo de crudos, dentro de las que se destacan las técnicas basadas en el aumento de temperatura para disminuir la viscosidad. La más popular de estas es la inyección de vapor (inyección cíclica y continua de vapor), la cual ha traído buenos resultados en diversos campos en Colombia y a nivel mundial en este tipo de yacimientos, sin embargo a pesar de ello presenta

dificultades en ciertas características específicas operacionales y/o inherentes al yacimiento.

A pesar de que estos métodos, como la inyección cíclica de vapor han contribuido en el aumento en el factor de recobro, no son suficientes para la extracción de este tipo de crudo pesado en yacimientos estratificados, ya que los factores de recobro no superan el 15 % y aumentar el factor de recobro por este método tardaría mucho tiempo, por ende los costos serían muy altos debido a la quema del combustible para el funcionamiento del generador y el aumento en las pérdidas de energía que se tienen durante el proceso.

La inyección continua de vapor es otro proceso de recobro térmico, que consiste en inyectar vapor de agua por un pozo inyector para producir aceite por un pozo productor que se encuentra a determinada distancia, resultando en la formación de una zona de vapor que avanza por la parte superior del yacimiento, desplazando el aceite hacia el pozo productor y además reduciendo su viscosidad, con este método puede contribuir en un aumento hasta de un 40 -50 % en el factor de recobro, sin embargo debido a que la formación no es calentada uniformemente y el aumento de las pérdidas de calor en espesores delgado, la técnica no es totalmente efectiva en este tipo de yacimientos.

Otra técnica que ha surgido no con tanto auge como la inyección de vapor es la Combustión in-situ (CIS), esta se basa no en la inyección de un fluido caliente, sino en la generación de una combustión en yacimiento para incrementar la temperatura con el fin de reducir viscosidad y formar reacciones de oxidación y pirólisis que mejoren la calidad del crudo mediante la separación de componentes; proceso denominado upgrading in situ.

Dado que Colombia cuenta con importantes yacimientos de crudo pesado, la aplicación de combustión in-situ como método de recobro resulta una importante alternativa, ya sea de manera inmediata o posterior a otros métodos térmicos, tales como inyección de vapor. Sin embargo, si bien se ha probado que la técnica

puede llegar a tener una alta eficiencia de recuperación de crudo, también es sabido que dada la complejidad de la misma, resulta imprescindible el desarrollo de pruebas de laboratorio y modelamiento numérico previo a la aplicación de esta en un yacimiento específico.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, la presente investigación se llevó a cabo con el fin de realizar un análisis y evaluación del efecto que tiene la aplicación de procesos de inyección de vapor previa a un proceso de combustión in situ en yacimientos estratificados como los del Magdalena Medio, además, postular una estrategia o esquema secuencial, que garantice el incremento del factor de recobro y por ende la disminución de la saturación remanente de aceite en este tipo de yacimientos.

Partiendo de un modelo base de simulación en producción en frío, se procedió a la implementación de los procesos de inyección de vapor (cíclica y continua), con especificaciones de cómo se aplican en yacimientos del Magdalena Medio, para posteriormente realizar la implementación del proceso de combustión In situ. Una vez ejecutadas las simulaciones teniendo en cuenta que se tenían varios escenarios para implementar el proceso de combustión, se determina el efecto que tiene estos procesos térmicos sobre el comportamiento de la combustión, observando parámetros importantes como los efectos en la producción de fluidos, parámetros de combustión, saturación de aceite residual para cada proceso, efectividad del proceso y donde se logró establecer la mejor estrategia de explotación para este tipo de crudo en específico.

## **1. PROCESOS TÉRMICOS EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO**

En Colombia los yacimientos de crudo pesado, se están convirtiendo en la fuente principal de hidrocarburos. Por ejemplo en el caso de los yacimientos de crudo pesado del Magdalena Medio, se caracterizan por ser yacimientos con intercalaciones con arcilla y con arenas delgadas, es difícil la extracción de este hidrocarburo por medio convencionales. Por este motivo se están estudiando que técnicas de recobro térmico son las mejores para la recuperación del hidrocarburo de estos yacimientos.

A través de los años se han desarrollado una serie de técnicas y procedimientos que permiten extraer este tipo de crudos, dentro de las que se destacan las técnicas basadas en el aumento de temperatura, para disminuir la viscosidad. La más popular de estas es la inyección de vapor (inyección cíclica y continua de vapor), la cual ha traído buenos resultados en diversos campos en Colombia y a nivel mundial en este tipo de yacimientos, sin embargo a pesar de ello presenta dificultades en ciertas características específicas operacionales y/o inherentes al yacimiento.

A pesar de que estos métodos, como la inyección cíclica de vapor han contribuido en el aumento en el factor de recobro, no son suficientes para la extracción de este tipo de crudo pesado en yacimientos estratificados, ya que los factores de recobro no superan el 15 % y aumentar el factor de recobro por este método tardaría mucho tiempo, por ende los costos serían muy altos debido a la quema del combustible para el funcionamiento del generador y el aumento en las pérdidas de energía que se tienen durante el proceso.

## **1.1. Generalidad de los procesos de inyección de vapor**

Los métodos de recobro mejorado aparecieron ante la necesidad de incrementar la vida productiva de los yacimientos, con el fin de aumentar el factor de recobro final. Éstos se usan frecuentemente cuando aquellos de tipo convencional, tales como inyección de agua y/o inyección de gas, no representan una utilidad monetaria neta atractiva, y no se pueden aplicar por las condiciones presentes.

El recobro mejorado comprende procesos que involucran un agente externo que ayude a reducir la viscosidad del crudo, aumentar los canales porosos, disminuir la tensión interfacial entre los fluidos o incrementar la movilidad del crudo que será producido, lo que finalmente resulta en una modificación de la roca y/o los fluidos que se encuentran originalmente en el yacimiento.<sup>1</sup>

### **1.1.1. Inyección de vapor**

Las grandes reservas de crudo pesado y extra pesado que existen en el mundo representan un gran desafío en cuanto a explotación se refiere, puesto que por las propiedades de estos tipos de hidrocarburos, no es recomendable el uso de métodos de recobro convencionales; además, una de las características más importantes, que es su viscosidad, presentan un valor alto, teniendo un rol adverso para la movilidad, que afecta directamente la eficiencia de barrido. Una de las formas para producir este tipo de crudo es por medio del calentamiento del crudo, el cual, ayuda a la reducción de la viscosidad, y se constituye como el principio básico de los métodos térmicos de recobro mejorado.

La inyección de vapor como método de recobro in-situ ha sido usado por muchos años para el recobro de crudo pesado, extra pesado y bitumen, posicionándose como el método térmico más exitoso a nivel mundial, esto gracias a su economía y eficiencia térmica con respecto a otros métodos térmicos tales como lo son la inyección de agua caliente y calentamiento eléctrico, entre otros. Las modalidades

---

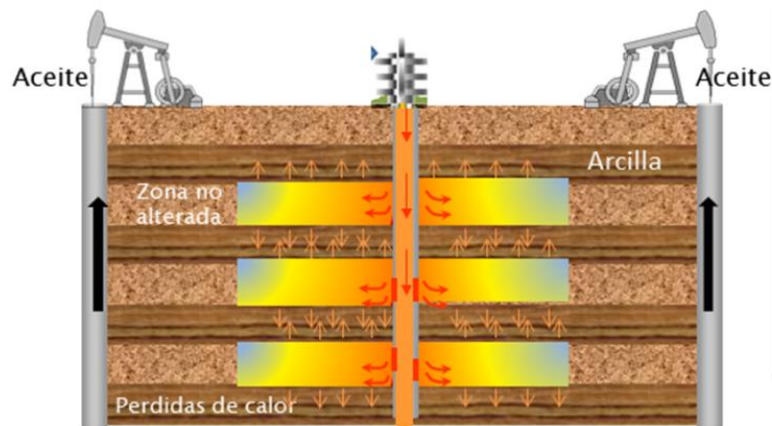
<sup>1</sup> GUTIERREZ D, "The challenge of predicting field performance of air injection projects based on laboratory and numerical modeling. JCPT Abril del 2009"

tradicionales de inyección de vapor con pozos horizontales son la inyección continua y la inyección cíclica (Huff-n-Puff), aunque actualmente el Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor, (SAGD, por su sigla en inglés) está en auge debido a que aprovecha las ventajas tanto del drenaje gravitacional como de los pozos horizontales<sup>2</sup>.

### 1.1.2. Inyección continua de vapor

El vapor se inyecta de forma continua, en un patrón de pozos inyectores, mientras que los fluidos son producidos en unos pozos designados, acorde al patrón establecido. Cuando se inyecta vapor en un yacimiento, el frente que se forma en el yacimiento forma cinco zonas diferentes.

**FIGURA 1.** Esquema de inyección de vapor en yacimientos estratificados



Fuente: Autor

La primera zona – la más cercana al pozo inyectador – corresponde a la zona de vapor, donde están presentes agua en forma líquida y vapor y aceite residual principalmente. Las fracciones livianas del crudo se vaporizan y se condensan delante del frente de vapor creando un banco de solventes, el cual conforma la segunda zona. El banco de solvente es miscible con el crudo, reduciendo así su tensión interfacial y viscosidad. La tercera zona se compone de la zona de agua

<sup>2</sup> TEREZ, I.E.; EHLIG-ECONOMIDES, C. "Horizontal Wells in Thermal Applications for Displacement and Gravity Drainage". Paper SPE 78974. 2002.

caliente donde el vapor se condensa y el crudo volátil entra en contacto con la zona más fría. Como resultado de la disminución de la viscosidad y del desplazamiento en las tres primeras zonas, se forma un banco de crudo (cuarta zona). La quinta zona (muy lejana del inyector) está compuesta por crudo original (frio)<sup>3</sup>. Estas zonas se ilustran en la Figura 1.

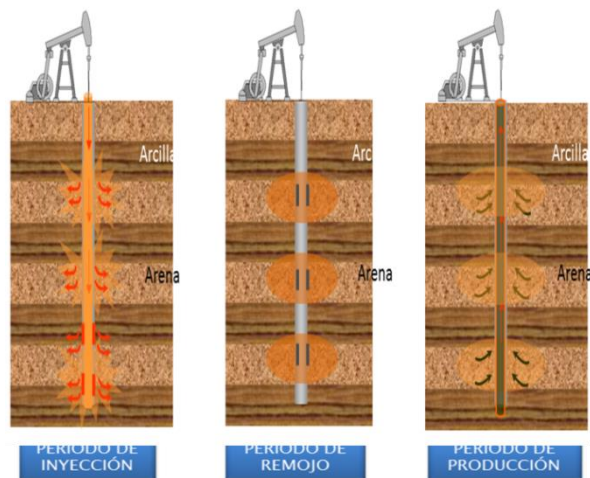
## **1.2. INYECCIÓN O ESTIMULACIÓN CÍCLICA CON VAPOR**

Para este tipo de proceso, el objetivo es suministrar energía térmica a los alrededores del wellbore, por medio del vapor que se constituye como medio de transporte de calor permitiendo así que la roca actúe como intercambiador de calor debido al almacenamiento de la energía inyectada. Este calor puede ser usado efectivamente para disminuir la viscosidad del crudo fluyente a través de la región calentada. El proceso se desarrolla en tres etapas: Inyección de vapor (con calidades del 70 al 85%) por un periodo específico de tiempo (de una a seis semanas) en un pozo productor; un periodo corto de remojo, en el cual la mayor parte del calor latente del vapor se transfiere a la formación que rodea el pozo; y finalmente, un periodo de producción, que generalmente es por varios meses (figura 2). Durante este último periodo, la tasa de producción de fluidos calientes iniciales es mayor que aquella para la producción primaria en frío. Sin embargo, esta declina con el tiempo hasta valores cerca a la producción inicial en frío dado que el calor se remueve con los fluidos producidos y se disipa en las formaciones no productivas. Estas tres etapas constituyen un ciclo, y se repiten tanto como el proyecto sea rentable.

---

<sup>3</sup> DIETZ, D. "Review of Thermal Recovery Methods". Paper SPE-AIME 5584. 1975.

**FIGURA 2.** Etapas del proceso de inyección cíclica con vapor.



Fuente: Autor

Desde un punto de vista técnico, son dos los factores principales necesarios para el éxito de los procesos mencionados anteriormente: un efecto significativo de la temperatura en la viscosidad del crudo pesado, para reducir la resistencia al flujo alrededor del pozo productor; y un mecanismo de producción natural o una fuerza de empuje que esté presente en el yacimiento.

### **1.2.1. Parámetros que influyen en un proyecto de inyección de vapor**

Los procesos de inyección de vapor al igual que cualquier proceso de recobro mejorado se ven seriamente afectado por la variación en las condiciones tanto operacionales como de yacimiento. Para mejorar los resultados obtenidos en un proceso de inyección de vapor, es necesario tener en cuenta los parámetros tanto operacionales como aquellos inherentes al yacimiento, y como estos afectan el desarrollo del proceso, para de esta manera encontrar las condiciones bajo las cuales la implementación de un proceso de inyección continua de vapor es técnica y económicamente viable<sup>4</sup>.

A continuación se presentaran algunos de los parámetros a tener en cuenta para el desarrollo e implementación de un proceso de inyección de vapor, que de

<sup>4</sup> BOBERG, Thomas. "Métodos de recobro térmico" 1988.

manera directa pueden afectar la implementación procesos siguientes a este, como procesos de combustión in situ.

**Tabla 1.** Parámetros del proceso de inyección de vapor.

PARÁMETROS	FACTORES
<b>PARÁMETROS DE YACIMIENTO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Profundidad de formación</li> <li>✓ Espesor de Formación</li> <li>✓ Relación Arena-Arcilla</li> <li>✓ Presión del Yacimiento</li> <li>✓ Daño a la formación</li> <li>✓ Viscosidad del Aceite</li> <li>✓ Saturación de aceite</li> <li>✓ Relación Agua-Aceite (WOR)</li> <li>✓ Continuidad del yacimiento</li> <li>✓ intercalaciones de arcillas</li> <li>✓ Heterogeneidades</li> <li>✓ Propiedades térmicas de la roca</li> </ul>
<b>PARÁMETROS OPERACIONALES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Tasa de inyección de vapor</li> <li>✓ Cantidad de vapor inyectado</li> <li>✓ Presión de inyección</li> <li>✓ Estimulaciones previas</li> <li>✓ Espaciamiento entre pozos</li> <li>✓ Calidad del vapor</li> <li>✓ Tiempo de remojo</li> <li>✓ Numero de ciclos</li> </ul>

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

### 1.3. EFICIENCIA DE LOS PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS

Teniendo en cuenta que en Colombia, específicamente en la cuenca del magdalena medio, se encuentran yacimientos de tipo estratificado de crudo pesado con arenas delgadas (campos como Jazmín, Nare, Teca, Moriche, Chicala, Palagua y Cocorna), donde se hallan alrededor de 2000 millones de

barriles *in situ*; se han implementado procesos de inyección cíclica de vapor, teniendo resultados muy buenos. Sin embargo se planea aumentar el factor de recobro teniendo en cuenta procesos de inyección continua. Según reportes de literatura y proyectos que se han realizado, estos tipos de proceso de recuperación con vapor no son totalmente efectivos en este tipo de yacimientos, debido a las altas pérdidas de energía debido a la estratificación.

La presencia de intercalaciones de arcilla traen efectos negativos en el recobro de aceite mediante la implementación de un proceso de recobro térmico como los procesos inyección de vapor, debido a que generan un aumento considerable de las pérdidas de calor en el yacimiento, haciendo que se calienten zonas saturadas de agua que roban la energía destinada para calentar el crudo que se encuentra en el yacimiento<sup>5</sup>. Así mismo, influyen en la velocidad de ascenso del vapor, afectando el tiempo que demora en aparecer este por primera vez en el pozo productor (tiempo de ruptura).

Un yacimiento candidato para la aplicación de inyección continua de vapor con presencia de intercalaciones de arcillas, implica un mayor requerimiento de calor para inyectar, debido a que estas litologías son consideradas formaciones ladronas de calor y como consecuencia provocarán un aumento en los costos del proceso. Esto ocurre como efecto de la alta capacidad calórica volumétrica y la alta conductividad que tienen las arcillas para almacenar y conducir más calor que una arena saturada de crudo.

Por lo anterior, el objetivo del estudio del proceso de combustión en este tipo de yacimientos es lograr definir el mejor esquema secuencial o estrategia de explotación de este tipo de yacimientos, que permita aumentar el factor de recobro por medio de métodos de recuperación térmica. Estudiando los efectos de la implementación de estos procesos de inyección de vapor previamente a un proceso de combustión *IN SITU*.

---

<sup>5</sup> GONZALO G.L. Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor. Capítulo 1. Noviembre de 1989.}

## **2. PARÁMETROS DE YACIMIENTOS Y OPERACIONALES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU**

Los métodos de recobro mejorado aparecieron ante la necesidad de incrementar la vida productiva de los yacimientos, con el fin de aumentar el factor de recobro final. Éstos se usan frecuentemente cuando aquellos de tipo convencional, tales como inyección de agua y/o inyección de gas, no representan una utilidad monetaria neta atractiva, y no se pueden aplicar por las condiciones presentes.

El recobro mejorado comprende procesos que involucran un agente externo que ayude a reducir la viscosidad del crudo, aumentar los canales porosos, disminuir la tensión interfacial entre los fluidos o incrementar la movilidad del crudo que será producido, lo que finalmente resulta en una modificación de la roca y/o los fluidos que se encuentran originalmente en el yacimiento.<sup>6</sup>

El caso de los yacimientos de crudo pesado es bien conocido en la industria del petróleo por los bajos factores de recobro, bajas tasas de producción; y por lo tanto altas inversiones en extracción, transporte y refinación. Debido a las dificultades para producir este tipo de crudo correspondiente en gran parte a su baja movilidad, se recurre a técnicas de recobro térmico mediante las cuales se logra una disminución de la viscosidad. Entre los métodos térmicos, la combustión in situ es el más antiguo y ha demostrado proporcionar la mejor eficiencia de recobro<sup>7</sup>.

### **2.1. COMBUSTIÓN IN SITU**

La combustión in situ es una técnica de recobro mejorado que no sólo se identifica como un proceso térmico, sino que encierra varios procesos como desplazamiento

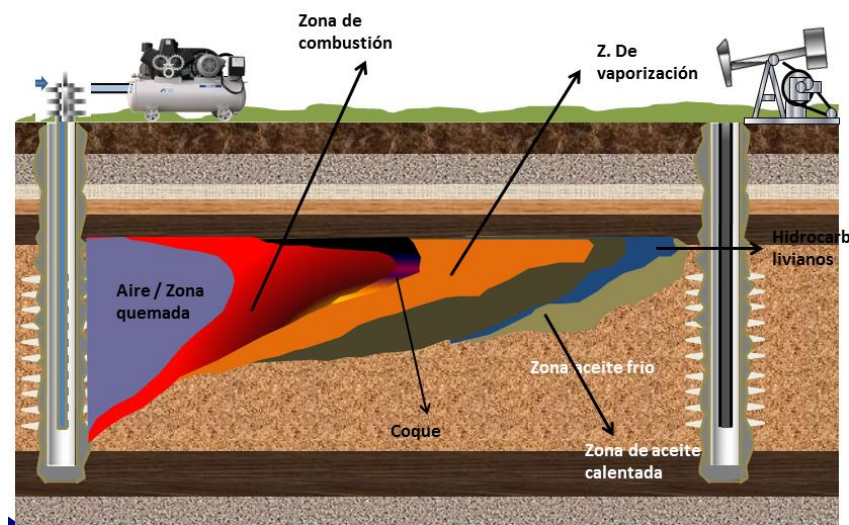
---

<sup>6</sup> GUTIERREZ D, "The challenge of predicting field performance of air injection projects based on laboratory and numerical modeling. JCPT Abril del 2009"

<sup>7</sup>CHICUTA, A.M., Experimental Study on In-Situ Combustion of Brazilian Heavy Oil. SPE 122036, p 1. 2009.

con vapor, flujo de CO<sub>2</sub>, flujo por hidrocarburos miscibles, desplazamiento con gas inmiscible (N<sub>2</sub>) y desplazamiento por agua (caliente y fría), que permite recuperar gran parte del crudo pesado presente en un yacimiento una vez culminada la producción primaria y/o secundaria. Es basada en la inyección de aire para la generación de calor en el yacimiento mediante un frente de combustión, evitando así las pérdidas de energía por la tubería y logrando la reducción de la viscosidad del crudo, permitiendo que este fluya fácilmente hacia el pozo productor<sup>8</sup>.

**FIGURA 3.** Esquema de las zonas y el proceso de combustión in situ.



Fuente: Autor

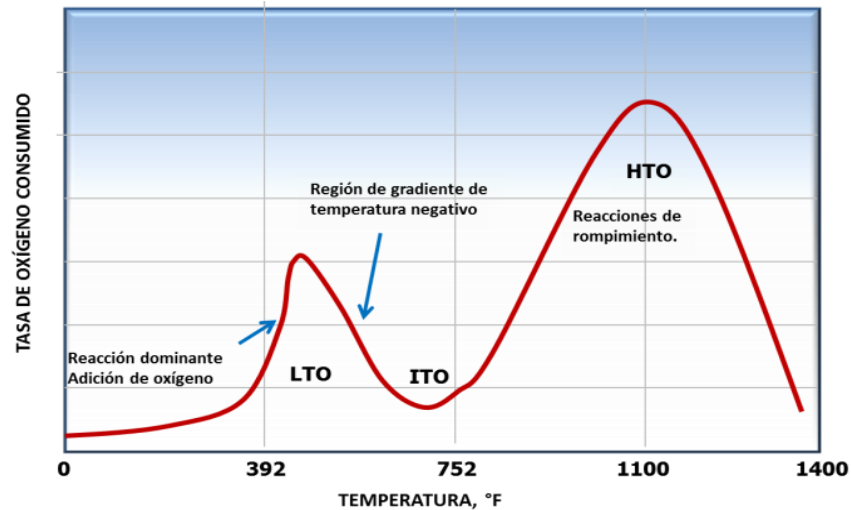
Al entrar en contacto el gas inyectado con el hidrocarburo, se desencadena una serie de reacciones de oxidación y pirólisis, que liberan energía (oxidación) y propician las condiciones para generar un frente de combustión ya sea de forma natural o artificial.

En las reacciones de oxidación, el aire inyectado reacciona con el aceite in situ para primero desencadenar las reacciones de baja temperatura (LTO, Light Temperature Oxidation) o reacciones de adición y reacciones de pirólisis( o de craqueo), en el cual se va a producir el combustible o coque para la combustión,

<sup>8</sup> BURGER, J., SOURIEAU, P. Thermal Methods of Oil Recovery. 1985, p. 357

posteriormente a medida que aumenta la temperatura se producirán las reacciones de rompimiento o de altas temperaturas (HTO, High Temperature Oxidation) en el cual se va consumir este combustible generando el frente de combustión<sup>9</sup>.

**FIGURA 4.** Consumo de oxígeno en función del régimen de temperatura de un proceso de combustión in situ



**Fuente.** M.G. URSENBACH, Air Injection in Heavy Oil Reservoirs

Una vez la ignición se ha logrado, el frente de combustión empieza su lento desplazamiento a través de la porción del yacimiento no alterada, hacia los pozos productores. A medida que el frente va avanzando, se origina una disminución de la viscosidad del crudo y un parcial mejoramiento de sus propiedades, proceso conocido como upgrading; este proceso que sufre el aceite, es consecuencia de las reacciones de pirólisis y de oxidación a altas temperaturas anteriormente mencionadas.

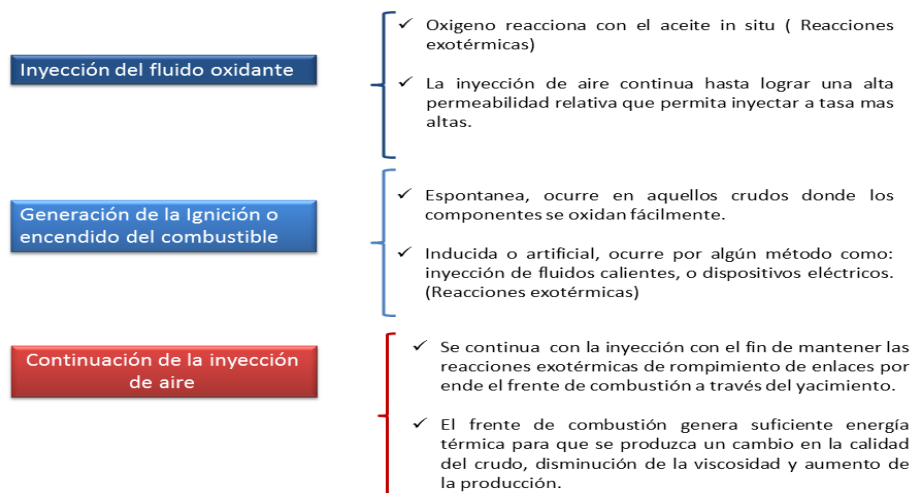
### 2.1.1. Etapas del proceso de combustión

<sup>9</sup> NELSON, T. W.; MCNEIL, J.S. "How to Engineer a Combustion In Situ Project", Oil and Gas Journal. (Junio 5, 1961) N°. 23, p 58-65

Es necesario conocer más a fondo en que consiste el proceso de combustión in situ, y una mayor comprensión, se puede dividir en tres etapas, como se observa en la figura 5.

- ✓ En la primera etapa el oxígeno reacciona con el crudo exotérmicamente; se genera un aumento de temperatura, donde la velocidad de reacción depende de la temperatura inicial del yacimiento. La inyección continúa hasta lograr una alta permeabilidad relativa al aire que permita inyectar a tasas elevadas. La inyección de aire en el yacimiento se comprueba analizando los gases producidos en el pozo productor (presencia de  $N_2$ )<sup>10</sup>.

**FIGURA 5.** Etapas de la combustión



**Fuente.** Tomada y modificada. Yatte, Fabian Camilo. Combustión in situ

- ✓ La segunda etapa corresponde a la generación de la combustión, en esta la temperatura aumenta hasta alcanzar la temperatura de ignición; existen dos formas de ignición: espontanea o ignición artificial.

<sup>10</sup> SARATHI S. Partha. "In situ combustion Handbook", BDM Petroleum Technologies. Oklahoma. January 1999. P 205

Generalmente el proceso se inicia bajando un calentador o quemador en el pozo inyector, posteriormente se inyecta aire hacia el fondo del pozo y se pone en marcha el calentador hasta lograr el encendido.

- ✓ Luego, los alrededores del fondo del pozo son calentados, se saca el calentador y se continúa la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.

### 2.1.2. Ventajas del proceso de combustión

Dentro de las principales ventajas que ofrece un proceso de combustión se encuentran:

- Térmicamente es el proceso de recobro más eficiente
- Disponibilidad del aire (fluido inyectado al yacimiento)
- La tecnología ha sido probada en diferentes escenarios de yacimientos (crudo pesado somero y crudo liviano profundo)
- Alta eficiencia de barrido microscópica, fenómeno conocido como efecto bulldócer<sup>11</sup>.
- Puede ser aplicado en casos donde la inyección de agua y la inyección de vapor no son efectivas
- Puede ser aplicado donde se han desarrollado otras técnicas EOR como : inyección de químicos e inyección de CO<sub>2</sub>
- Ofrece un mejoramiento a la calidad del crudo gracias a la pirólisis del crudo, fenómeno conocido como *Upgrading*<sup>12</sup>

El proceso ha sido conocido en los últimos años más por sus problemas y desaciertos, que por los beneficios que pueden llegar a presentar, gracias a los múltiples proyectos fallidos a través de la historia. Sin embargo autores como

---

<sup>11</sup> URSENBACH, M.G. MOORE, R.G. MEHTA, R. Air Injection in Heavy Oil Reservoirs—A Process Who's Time Has Come (Again). Canadian International Petroleum Conference. Calgary, Alberta, June 2007.pp 48-54

<sup>12</sup> Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study Made Available July 18, 2007 .TOPIC PAPER #22 HEAVY OIL. Available: [http://www.npc.org/Study\\_Topic\\_Papers/22-TTG-Heavy-Oil.pdf](http://www.npc.org/Study_Topic_Papers/22-TTG-Heavy-Oil.pdf) [Citado Julio 18 del 2007]

Moore et al<sup>13</sup>. Atribuyen este hecho a malas prácticas ingenieriles y desconocimiento del proceso. A continuación se presentan algunas de las principales desventajas:

- La compresión de aire y la operación puede resultar costosa
- Proceso complejo: flujo multi -fasico, transferencia de calor y reacciones químicas , dificultad en el modelamiento
- Requiere de pruebas de laboratorio especiales
- Tratamiento de emulsiones
- Riesgo de explosiones
- Colapsos de casing
- Control del frente de combustión

## **2.2. PARÁMETROS DE YACIMIENTO Y OPERACIONALES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE CIS**

Antes de ejecutar un proyecto CIS se requiere conocer los parámetros operacionales y de yacimiento que van a repercutir en el desarrollo del proceso. Entre ellos se encuentran el contenido de combustible, tasa de inyección de aire, requerimiento de aire, presión de inyección, espaciamiento entre pozos, relación agua/aire si se está llevando a cabo un proceso de combustión húmeda, concentración de oxígeno, propiedades de la roca y del fluido tales como porosidad, permeabilidad, espesor de la arena productora, heterogeneidad, continuidad y buzamiento del yacimiento, viscosidad, saturación de aceite, gravedad API, presencia de capa de gas y acuífero.

### **2.2.1. Parámetros operacionales**

El diseño de un proyecto de Combustión In Situ, está directamente asociado con el estudio de parámetros como contenido de combustible y requerimiento de aire,

---

<sup>13</sup> MOORE G, LAURSEN C J, BELGRAVE J, URSENBACH M, METHA R. "In situ Combustion: New Ideas for an Old Process". Department of chemical & petroleum engineering. University of Calgary. Calgary Alberta Canada. Vol. 11. 1994. pp 1-33.

los cuales permitirán determinar las condiciones adecuadas de operación dentro de las cuales se incluyen: tasa de inyección de aire y agua (Combustión húmeda), presión de inyección y relación agua aire.

**Contenido de combustible.** El contenido de combustible es un factor preponderante para el desarrollo de un proceso de Combustión In Situ. Es la cantidad de coque depositado por unidad de volumen de roca (lb/pie<sup>3</sup>), el cual consiste de fracciones pesadas de hidrocarburo, dejadas como residuo carbonífero producto de la destilación y craqueo térmico. Este parámetro depende de un conjunto de propiedades roca-fluido, tales como porosidad, permeabilidad, textura, composición, saturación de aceite y de la temperatura en la zona de combustión.

La cantidad de combustible quemado por unidad de volumen de yacimiento, determina cuanto calor se genera, la cantidad de aire requerido, la velocidad de avance del frente de combustión, e incluso estimativos del tiempo de vida del proyecto y el aceite potencialmente recuperable. La pregunta es ¿cuál debería ser el valor del contenido de combustible para lograr un buen desempeño del proceso? No es sencillo de responder debido a que depende de una serie de factores que podrían favorecer o no la combustión; por ejemplo, si el contenido de combustible es bajo, no se generará suficiente calor en el yacimiento para que se mantenga la combustión, al contrario, si este valor es alto, el proceso no será viable económicamente debido al elevado requerimiento de aire, altos costos de compresión y baja producción de aceite. Por consiguiente, es importante hacer un análisis previo de fluidos antes de buscar respuesta a tal pregunta.

Siguiendo el desempeño de los campos sometidos a CIS, aquellos que fueron éxitos o fracasaron, se encontró un rango de contenido de combustible depositado entre 1.5 y 2.5 lb/pie<sup>3</sup>, siendo mayor en crudos pesados y viscosos.

Los factores que afectan el contenido de combustible se describen a continuación.

- Gravedad del crudo. La gravedad API parece ser un indicador satisfactorio del contenido de combustible para la Combustión In Situ. Según pruebas de laboratorio y análisis de campo, su valor aumenta con la disminución en la gravedad API, disminución en la relación H/C e incremento en la viscosidad. Para procesos donde se lleva a cabo combustión húmeda, el contenido de combustible disminuye cuando la relación agua/aire aumenta.

Showalter realizó pruebas de laboratorio con crudos de gravedades entre 11 a 40 °API y comparó los resultados con datos de pruebas de campo, a fin de mostrar el comportamiento del contenido de combustible con la gravedad API.

Los resultados mostraron una tendencia aproximadamente lineal para gravedades entre 17 y 40 °API, por debajo de 17 °API el contenido de combustible aumenta rápidamente a medida que disminuye la gravedad.

- Temperatura. Para demostrar el efecto de la temperatura sobre la depositación de combustible, Continental Oil Co. llevó a cabo una serie de procedimientos experimentales, usando un crudo de 21.8 °API mezclado con arena Ottawa. Los resultados obtenidos mostraron un incremento lineal en la disponibilidad de combustible, desde cero con temperatura de 300 °F hasta un porcentaje en peso máximo de 1.75 a 650°F, y una disminución asintótica alrededor de 1.15 a 1000 °F. Por consiguiente, las reacciones que ocurren en rangos de temperatura entre 650 y 1000°F, se pueden llamar reacciones de combustión pura, debido a que todo el hidrocarburo se consume sin dejar aceite residual en los granos de la roca, obteniendo como principales productos de la reacción óxidos de carbono y agua. Mientras que las reacciones por debajo de 650°F

son reacciones de oxidación a baja temperatura dando como resultado hidrocarburos oxigenados, los cuales son más viscosos, menos volátiles y más densos que el crudo inicial. De esta manera, los experimentos mostraron que la cantidad de combustible es función de la oxidación a bajas temperaturas.

- **Matriz de la roca.** El proceso de la Combustión In Situ se ve influenciado por la naturaleza y composición de la roca; afectando directamente la tasa de depositación de combustible. Concluyeron a partir de pruebas de laboratorio, que la depositación de combustible es baja en arenas limpias, debido a un número de factores como la disminución de la adsorción de combustible en la superficie de la arena. Bousaid y Ramey también notaron el efecto catalítico de las arcillas presentes (Caolinita e Ilita) y observaron una reducción en la energía de activación con el aumento en el contenido de arcillas, favoreciendo de esta manera la depositación de combustible. Por su parte, Monin y Audibert concluyeron que la presencia de diferentes minerales en la roca tales como Pirita, Calcita, Siderita y metales pesados promueven las reacciones de craqueo sugiriendo un incremento en la actividad catalítica, lo cual favorece la tasa de formación de coque.

Otros factores que también contribuyen en el contenido de combustible son la presión y la relación agua-aire. Showalter mostró que la cantidad de combustible presenta un leve incremento con la presión, siendo su efecto poco significativo. Contrario a ello, este parámetro disminuye significativamente con el aumento en el WAR (por sus siglas en inglés Water Air Ratio).

**Requerimiento de aire.** El requerimiento de aire es el volumen de aire requerido en pies cúbicos estándar para quemar el combustible depositado en un pie cúbico de roca de yacimiento. Es un parámetro esencial en un proceso CIS debido al efecto que tiene en la economía del proyecto; por ejemplo, determina la capacidad de compresión necesaria para quemar el contenido de combustible. En campo el requerimiento de aire se expresa en MPCS/acre-pie. Esta cantidad de aire está en

función del porcentaje de carbonos e hidrógenos presentes en el combustible y de la relación dióxido de carbono/monóxido de carbono producidos por la combustión

Generalmente se usa 180 PCS de aire/lb de combustible cuando no se dispone de datos de laboratorio, este valor está basado en las correlaciones de Chu.

Dentro del estudio de este parámetro es importante considerar el efecto que tiene la gravedad API, la tasa de inyección de aire y el WAR.

- Gravedad API. Resultados experimentales muestran una disminución en el requerimiento de aire con el aumento en la gravedad API. Showalter presentó una comparación con datos de laboratorio y datos de campo, los cuales exhibieron una buena aproximación a la curva de Showalter. Cabe resaltar que el requerimiento de aire en campo, puede exceder los valores de laboratorio debido a la canalización y migración del aire.
- Tasa de inyección de aire. Martin, et al, estudió el requerimiento de aire como una función de la tasa de inyección, y concluyó que para tasas de aire dentro de los rangos usados en campo de 2-30 PCS/h por unidad de área, incrementos en la tasa disminuyen el requerimiento de aire, debido al aumento en la eficiencia de utilización de oxígeno.
- Relación agua-aire. En cuanto a la relación agua-aire (WAR), el requerimiento de aire disminuye a medida que aumenta este factor, debido a que el agua aporta moléculas de oxígeno utilizadas en la combustión.

**Tasa de inyección de aire.** Es un parámetro de gran importancia en la producción de crudo. Esta determina la velocidad de la zona de combustión, la tasa de producción de fluidos y el radio de extensión de la zona de combustión. Se expresa en PCS/día, (pies cúbicos estándar por día).

La velocidad del frente de combustión depende de la tasa de consumo de combustible, la cual está directamente relacionada con la tasa de aire. Pruebas de laboratorio determinaron que a altas tasas de aire, la combustión es bastante vigorosa llegando a temperaturas alrededor de 1000 °F para un contenido de combustible de 1.5 lb/pie<sup>3</sup>. Mientras que para bajas tasas de aire, el proceso se aproxima a un punto donde las pérdidas de calor exceden la tasa de generación de calor llevando a la extinción del frente de combustión. De esta manera, la tasa de aire es función no solamente del contenido de combustible sino además de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes. Para muchos especialistas en Combustión In Situ, este parámetro es el más importante pues es un mecanismo de control del proceso desde superficie.

**Presión de inyección.** Es un parámetro importante involucrado en los costos de compresión de aire. En crudos pesados, la alta viscosidad del aceite presenta gran resistencia al flujo, de manera que es importante tener altos gradientes de presión entre el pozo inyector y productor para permitir el movimiento del frente de combustión, igualmente es necesario mantener dicha presión para la recuperación de fluidos, lo cual incide directamente en la presión de descarga del compresor. Cabe resaltar que la presión de inyección no debe exceder la presión de fractura de la formación, debido a que la existencia de fracturas permite la canalización del aire evitando que entre en contacto con el combustible.

Nelson y McNeil con base a varias pruebas de campo, propusieron una fórmula para determinar la presión de inyección (psia) capaz de mover los fluidos desde el pozo inyector al pozo productor, la cual está relacionada con la temperatura del yacimiento (°F), el espesor de la formación (pies), el radio del pozo (pies), la viscosidad del aire (cP), tasa de inyección del aire (PCS/d), espaciamiento entre pozos (pies), permeabilidad efectiva al aire (mD), presión del pozo productor (psia), velocidad del frente de combustión (pie/d) y tiempo para alcanzar la máxima tasa de aire (d)

**Espaciamiento entre pozos.** En arenas de alta permeabilidad donde la movilidad del aire no está restringida, es más conveniente usar un amplio espaciamiento entre pozos para evitar daños tempranos en las tuberías de producción y en el casing asociadas con las altas temperaturas. Con amplios espaciamientos se prolonga la vida del proyecto debido a que se retrasa la irrupción del frente de combustión en el pozo productor. Aunque si el espaciamiento es demasiado grande, la tasa de producción de aceite será baja, y se prolongará significativamente la vida del proyecto, haciéndolo económicamente poco atractivo. Por consiguiente el espaciamiento debe estar en un rango óptimo para maximizar el recobro de aceite; en algunos proyectos de Kansas se ha adoptado un espaciamiento de 600 pies, dando buenos resultados.

**Relación agua-aire (WAR).** Resultados de campo han demostrado el aumento en el factor de recobro con la inyección simultánea de agua y aire. Debido a que el agua tiene una capacidad calorífica 100 veces mayor que la del aire, contribuye al mejoramiento del transporte de energía desde la zona quemada hacia el crudo. Además este parámetro influye en la utilización de oxígeno, en la depositación de combustible y en la velocidad del frente de combustión.

La relación agua/aire reportada en la mayoría de los proyectos para combustión se encuentra entre 0 y 2.8 bbl/kpies<sup>3</sup>. La escogencia de este valor depende de la disponibilidad de agua, calidad del agua, inyectividad del pozo, y factores económicos. Los experimentos por medio de tubos de combustión son útiles para estimar el valor de WAR.

**Concentración de oxígeno.** Son varias las ventajas de usar oxígeno puro o aire enriquecido con oxígeno, entre ellas se encuentran altas tasas de desplazamiento, aumento en la movilidad del aceite frío resultado de la solubilidad del CO<sub>2</sub>, y mayores factores de recobro. El CO<sub>2</sub> se concentra delante de la zona de vapor y gradualmente satura el aceite que entra en contacto con éste, provocando una reducción en la viscosidad y aumento en la movilidad del crudo. Shu y Lu probaron

este efecto en laboratorio y observaron que la caída de presión disminuía en las corridas con oxígeno puro.

Una de las desventajas que presenta es la canalización de oxígeno en la formación, la cual puede causar rápida irrupción en los pozos productores. Algunos autores sugieren usar aire enriquecido en formaciones profundas y de baja permeabilidad donde los altos costos limitarían el proyecto a amplios espaciamientos.

### 2.2.2. Parámetros de yacimiento

En la evaluación de yacimientos candidatos para aplicación de Combustión In Situ, deben considerarse varios factores de gran influencia en el desempeño del proceso como el buzamiento, espesor neto y las características del crudo, debido a que el desconocimiento de ellos traerá consigo problemas de diversa índole llevando a la inestabilidad del proceso.

**Espesor de la arena productora.** El espesor de la arena es determinante debido a que arenas delgadas permiten una conducción más rápida del calor hacia la base de la formación y por consiguiente un desplazamiento más uniforme que el que se esperaría se desarrollara en arenas de más de 40 ft. De esta forma mejores eficiencias de barrido volumétrico son alcanzados ya que tiende a establecerse un frente uniforme o Centerburn, (Figura 6).

**FIGURA 6.** Frente de combustión a diferentes tiempos en una arena de espesor delgado.



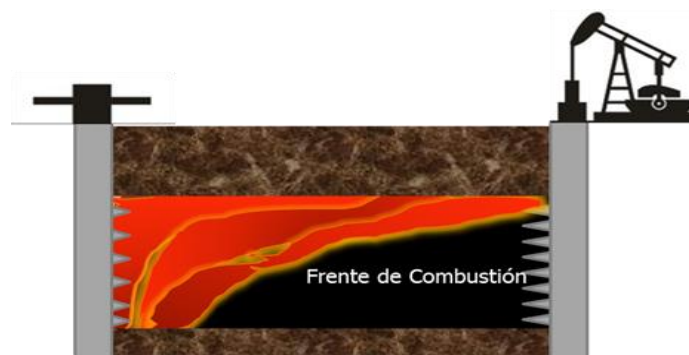
Fuente: REYES, Yorleth, Mendez, Alejandro. "Metodología integrada para el monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de combustión in situ". 2009

**Extensión lateral y vertical.** Es un parámetro clave para el desempeño de la Combustión In Situ. Arenas bien sorteadas tienden a tener buena continuidad lateral y vertical. La continuidad puede verse afectada por la depositación de partículas finas, presencia local de shale y materiales cementantes. En yacimientos delgados, este parámetro está directamente relacionado con la cantidad de aceite in situ, repercutiendo en la viabilidad económica del proceso.

El éxito que se le atribuye a proyectos como Glen Hummel y Gloriana, North Government y West Casa Blanca se debe en parte a la excelente continuidad lateral de las arenas productoras. Estos yacimientos consisten de múltiples extensiones de arena intercaladas con shale, en donde se alcanzan barridos favorables durante la combustión.

**Viscosidad de aceite.** Las altas viscosidades de aceite impiden el rápido desplazamiento hacia los pozos productores. Para que este sea producido hay que esperar a que la arena se caliente y se transfiera energía que reduzca la viscosidad del fluido. En arenas con aceite de altas viscosidades el aire tiende a irse por el camino de menor resistencia presentándose un alto grado de overburn, (Figura 7).

**FIGURA 7.** Overburn en una arena de espesor grueso



Fuente: REYES, Yorleth, Mendez, Alejandro. "Metodología integrada para el monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de combustión in situ". 2009

Por esta razón, las investigaciones apuntan a la implementación de la Combustión In Situ como método de recobro terciario en yacimientos con aceite de gravedades altas a medias.

**Permeabilidad Vertical.** Las altas permeabilidades verticales permiten la migración del aire inyectado hacia el tope de la formación aunque las barreras de shale ayudan a mantener el centerburn. Pero si se tienen permeabilidades muy bajas, se pierde gran cantidad de petróleo debido a que no puede ser producido por la baja comunicación entre los poros.

Si existe alta permeabilidad en la base de la arena, se esperará un avance más uniforme del frente de combustión, puesto que esos caminos de flujo preferencial compensarán en cierta parte los efectos gravitacionales.

**Capa de gas.** La presencia de gas en el yacimiento afecta el comportamiento del frente de combustión. Cuando se tiene una capa de gas en el tope de la formación, se presentará overburn al momento de inyectar el aire debido a que existe un camino de mínima resistencia para el fluido inyectado. Este problema se acentúa en yacimientos con alta viscosidad de aceite.

Igualmente en yacimientos con saturación inicial de gas, la producción de aceite se retarda hasta que se halla quemado suficiente volumen de arena, para que el fluido delante del frente de combustión llene los espacios que contienen gas.

**Buzamiento.** El movimiento del aire es más rápido cuando este es inyectado en pozos ubicados en la parte inferior de la estructura (figura 8), generando un severo overburn. Debido a esto, es preferible establecer el movimiento del frente de combustión buzamiento abajo y posicionar en la parte baja de la estructura los pozos productores para controlar los efectos gravitacionales (figura 9).

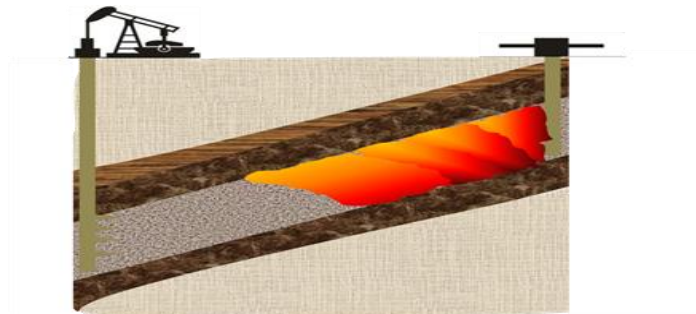
**FIGURA 8.** Overburn por inyección buzamiento abajo



**Fuente:** REYES, Yorleth, Mendez, Alejandro. "Metodología integrada para el monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de combustión in situ". 2009

**Espaciamiento.** En arenas de alta permeabilidad donde la movilidad del aire no está restringida, es más conveniente usar un amplio espaciamiento entre pozos para evitar daños tempranos en las tuberías de producción y en el casing asociadas con las altas temperaturas. Con amplios espaciamientos se prolonga la vida del proyecto debido a que se retrasará la irrupción del frente de combustión en el pozo productor.

**FIGURA 9.** Control del Overburn por inyección buzamiento arriba



**Fuente:** REYES, Yorleth, Mendez, Alejandro. "Metodología integrada para el monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de combustión in situ". 2009

En este capítulo se dan a conocer las generalidades del proceso, la descripción de las reacciones y mecanismos de desplazamiento involucrados en este. Sin embargo se sugiere al lector que quiere profundizar en los conceptos básicos y

otros aspectos relacionados con el tema recurrir al *Handbook* de Sarathi<sup>14</sup> y demás referencias publicadas al final del documento.

De acuerdo con la revisión llevada a cabo, los temas que contribuyeron para el desarrollo de la investigación y por lo tanto hacen parte de este capítulo introductorio, fueron los siguientes: 1- pruebas de tubo de combustión, herramientas y equipos empleados, procedimiento, importancia, limitantes y principales estudios. 2- el rol de los perfiles de temperatura y los gases de combustión en los procesos de CIS. 3- recopilación bibliográfica de las principales observaciones de expertos e investigadores, relacionadas con la influencia e importancia que tiene la tasa de inyección de aire en procesos CIS a nivel de laboratorio y de campo.

***Tipo de patrón de inyección.*** Todo proceso de recuperación mejorada posee cierta eficiencia durante el tiempo de implementación, esto dependiendo si es en frío o si es térmico, y en general una eficiencia volumétrica. Además, cada proceso requiere un diseño, una planeación técnica y económica. Dentro de las variables más importantes para la estrategia o planeación de explotación se encuentra la configuración de los pozos productores e inyectores; esta es una variable totalmente influyente en cualquier proceso de recobro mejorado, ya que dependiendo de esta configuración cada proceso va tener un tiempo de respuesta, un límite económico, y eficiencia térmica y de barrido, y en general un buen prospecto para aumentar el factor de recobro.

Teniendo en cuenta que los procesos de inyección de vapor y el proceso de combustión in situ son procesos donde se involucran variables totalmente diferentes, los dos procesos tienen una influencia diferente en lo que concierne el espaciado y el patrón de pozos a utilizar.

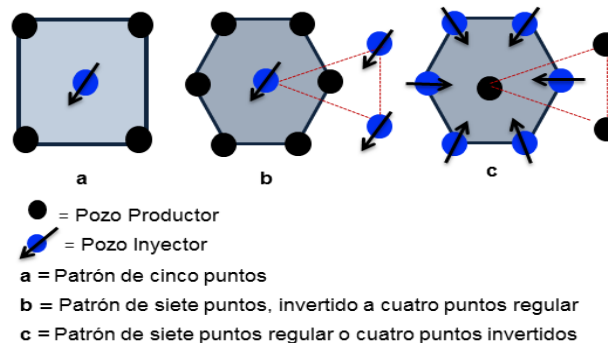
---

<sup>14</sup> SARATHI S. P. In situ combustion Handbook. Principles and Practices. BDM Petroleum Technologies. National Petroleum Technology Office. Oklahoma. January 1999. pp 2-5

**Efecto del patrón para procesos térmicos.** En la inyección continua de vapor así como en proceso de combustión in situ, es necesario escoger patrones o arreglos de inyección de la misma manera que en el caso de desplazamiento con fluidos fríos. Cada uno de estos arreglos tendrá su propia eficiencia areal, que junto con la eficiencia vertical y la de desplazamiento, dará el mejor factor de recobro.

El patrón escogido debe tener en cuenta la continuidad del yacimiento, las propiedades del medio poroso y de los fluidos<sup>15</sup>. Los más usados son los modelos de cinco puntos<sup>16</sup> y el modelo de siete puntos normal o invertido<sup>17</sup>, los cuales son mostrados a continuación en la figura 10:

**FIGURA 10.** Patrones de pozos para la inyección continua de vapor



**Modificado de:** GONZALO G.L. Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor”. Capítulo 1. Noviembre de 1989.

Según un estudio realizado por Chieh Chu<sup>18</sup> sobre el efecto de la configuración de patrones en el rendimiento de una inyección continua de vapor, para un yacimiento homogéneo de crudo pesado y suponiendo que las áreas de drenaje

<sup>15</sup> GONZALO G.L.: “Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor”. Capítulo 1. Noviembre de 1989.

<sup>16</sup> BURSELL, C.G. AND PITTMAN, G.M.: “Performance of Steam Displacement the Kern River Field”. *Revista JPT* 27(8). SPE 5017-PA. Agosto 1975.

<sup>17</sup> OGLESBY, K.D., BLEVINS, T.R., ROGERS, E.E., JOHNSON, W.M.: “The 10 Pattern Steam Flood, Kern River Field, California”. *Revista JPT*. 34 (10). SPE 8833-PA Octubre 1982.

<sup>18</sup> CHIEH CHU.: “Pattern Configuration Effect on Steamflood Performance”. *Revista JPT*. 31(9). SPE 6728-PA. Septiembre 1979.

de todos los productores son las mismas y que la tasa de vapor es proporcional al tamaño del patrón, se obtuvo que la recuperación de aceite en un patrón de cinco puntos (normal o invertido) con un espaciamiento de 2.5 acres, fue mayor que en un patrón de siete puntos invertido con un espaciamiento de 5 acres, el cual a su vez fue mejor que un patrón de 13 puntos invertido con un espaciamiento de 12.5 acres.

El peor de los casos se presentó con un patrón de nueve puntos invertido en un espaciamiento de 7.5 acres, donde se recuperó una cuarta parte del aceite que normalmente es recuperable en un proceso de inyección continua de vapor utilizando patrones de cinco puntos.

Comparando el factor de recobro obtenido por estos modelos, Chu encontró la razón de por qué la recuperación de aceite para el patrón de siete puntos, fue menor que para el patrón de cinco puntos. Él atribuyó este resultado a la eficiencia térmica del vapor, la cual disminuye en su recorrido desde el pozo inyector hasta el productor por efectos del aumento en la distancia.

Por otra parte, un estudio de simulación llevado a cabo por Ziegler<sup>19</sup>, para comparar la estrategia de una inyección continua de vapor, con un patrón de cinco puntos y nueve puntos invertido, en un yacimiento homogéneo con datos representativos de petróleo pesado, concluyó que para valores constantes de espaciamiento entre los pozos y tasa de inyección normalizada, la recuperación de aceite de un patrón invertido de nueve puntos fue más acelerada en comparación de un patrón de cinco puntos.

La reducción del espaciamiento (1.25 acres/pozo), proporcionó una recuperación final más alta en el patrón de nueve puntos invertido que en el patrón de cinco puntos. Sin embargo, cuando el espaciamiento fue aumentado, la recuperación

---

<sup>19</sup> Ziegler V.: "A Comparison of Steamflood Strategies: Five-Spot Pattern Vs. Inverted Nine-Spot Pattern". Revista SPE Reservoir Engineering 2 (4). SPE 13620-PA. Noviembre 1987.

final en el patrón de nueve puntos invertido disminuyó notablemente en relación al de cinco puntos.

### 2.3. IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES A ANALIZAR

En el contexto investigativo es necesario identificar las variables que afectan el desarrollo del proceso en estudio, pudiendo clasificar estas variables como dependientes e independientes. A continuación se presenta un esquema con las variables de estudio (Ver tabla 2). Posteriormente se presenta una descripción más detallada de éstas.

En la tabla 2, se encuentran la clasificación a partir de variables independientes primarias, variables independientes secundarias, las cuales tendrán efecto sobre la variable dependiente, que para este caso específico es la temperatura de combustión. El estudio estará enfocado a encontrar la relación existente entre la variable dependiente y las variables independientes primarias. Sin embargo las variables independientes secundarias pueden ayudar a entender y corroborar los efectos encontrados entre la temperatura los gases y la tasa de inyección de aire.

**Tabla 2.** Variables de estudio

VARIABLES DEPENDIENTES	VARIABLES INDEPENDIENTES PRIMARIAS	VARIABLES INDEPENDIENTES SECUNDARIAS
<p>Tasa de producción de producción de líquidos, gases de combustión &amp; Temperatura de Combustión-Factor de recobro</p>	<p>Aire requerido</p> <p>Tasa de inyección de aire</p> <p>Temperaturas de combustión</p>	<p>Presión de inyección</p> <p>Facilidades de compresión</p> <p>Completamiento de pozos productores e inyectores</p> <p>Ciclos de inyección para procesos de inyección cíclica de vapor</p> <p>Tasas de inyección de vapor</p>

	Concentración de combustible – gases de combustión -	Ubicación de los pozos Distancia entre pozos Diferencial de presión entre pozos
--	--	---

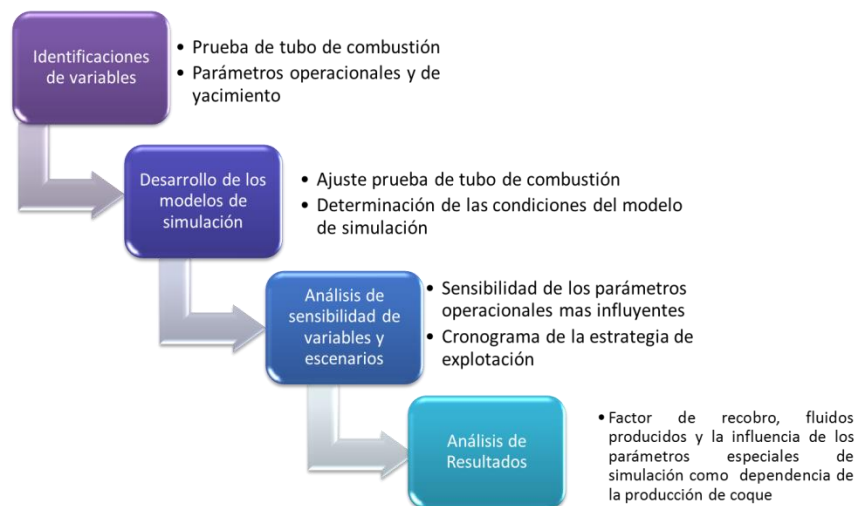
Fuente: Autor

### 3. DESARROLLO DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN REPRESENTANDO UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO DE CRUDO PESADO CON ARENAS DELGADAS

La simulación de yacimientos es una de las ramas de la ingeniería de petróleos más utilizada actualmente para la reproducción y predicción de fenómenos de procesos de recobro mejorado. En esta se combinan conocimientos de las diferentes áreas de esta ciencia tales como los 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.

Para cumplir con los objetivos propuestos en esta investigación, se siguió una metodología de análisis que garantizará el estudio de las variables más relevantes, para determinar el desarrollo de cada fenómeno que ocurre al aplicar dichos procesos en estudio, figura 11.

**FIGURA 11.** Metodología a seguir para el cumplimiento de objetivos propuestos.



Fuente: Autor

Para cumplir con el objetivo de reproducir estos procesos se construirá y resolverá el respectivo modelo numérico a partir del software desarrollado por la empresa CMG (BUILDER, STARS, WINPROP, CMOST Y RESULTS), ya que éstos cuentan con un módulo robusto para el tratamiento de reacciones químicas, balances de materia y energía.

### **3.1. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE**

La construcción del modelo conceptual, representativo de un campo del Magdalena Medio Colombiano, se realizó mediante la herramienta STARS (Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) del simulador CMG, el cual modela el flujo en tres fases de fluidos multi-componentes y predice el comportamiento de los yacimientos donde se desean implementar procesos de recobro mejorado como inyección de vapor, aire, solventes y químicos.

Una de las ventajas de realizar una simulación numérica de un yacimiento, es que se puede realizar un infinito número de veces, además se puede realizar un análisis de sensibilidad a los parámetros de mayor influencia en el proceso para posteriormente realizar una optimización de éste.

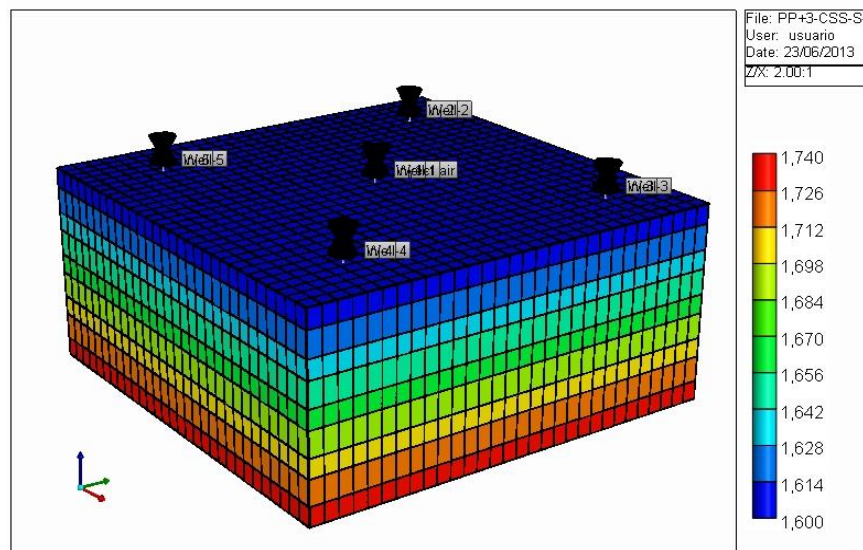
Para el desarrollo del modelo de simulación y lograr evaluar los procesos de recuperación mejorada utilizados en el simulador, es necesario tener cierta información vital para representar los fenómenos que ocurren en los procesos de inyección de vapor y de combustión *in situ*.

Se planteó un plan de trabajo que se representa en la figura 11, que incluye, la identificación de las variables más importantes de los procesos a estudiar, el desarrollo del modelo de simulación, la implementación de los procesos de inyección cíclica, continua de vapor y combustión *in situ*, y finalmente el análisis de sensibilidad, analizando el efecto que tiene los procesos de inyección continua sobre el proceso de combustión.

### 3.1.1. Definición del enmallado para el caso base

El primer paso en la creación de un modelo de simulación es establecer el tamaño del mismo, de igual manera es necesario establecer el tipo del enmallado a utilizar; para este caso se utiliza un enmallado cartesiano, donde el tamaño total del modelo de simulación es de 10 acres, con un área que encierra el patrón es de 5 acres.

**FIGURA 12.** Configuración del modelo y del patrón en el grid de simulación (Caso Base)-Profundidad



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

La construcción de este modelo se hizo con un enmallado tipo cartesiano, el cual nos permite modelar el flujo lineal de los fluidos en patrones con áreas grandes. Las dimensiones del grid son: 30i, 30j, 9k, con dimensiones de 22 pies en las direcciones i,j. El área total del modelo es de 10 acres, donde las 9 capas en dirección k, se dividen en arenas 4 capas productoras con 20 pies de espesor y 5 capas de arcillas con 12 pies de espesor, las cuales representan la zona A del campo Teca, la figura 12 muestra el modelo base de simulación y la tabla 3 muestra las condiciones iniciales las cuales fueron tomadas y modificadas de los datos del campo Teca.

**Tabla 3.** Condiciones iniciales del modelo de Simulación

Propiedades	Valor
Temperatura, F	105
Saturación de Aceite	0.7
Saturación de agua	0.2
Saturación de gas	0.1
Presión Inicial @1600 pies	890 psi
Área total del modelo	10 acres
Espesor del modelo	80 pies
Área interna del patrón de 5 puntos	5 acres
Espesor de cada arena	20 pies

Fuente: Autor

### 3.1.2. Propiedades de la roca

Las propiedades de la roca juegan un papel importante en la selección y esquema de desarrollo de cualquier proceso de recobro mejorado, dentro de ellas se encuentra la conductividad térmica, la compresibilidad, las propiedades petrofísicas y las capacidades caloríficas de la arena y de la arcilla, la tabla 4.

Para este estudio la caracterización de las formaciones de arcilla es muy importante para observar el comportamiento de los procesos de recobro térmico en yacimientos estratificados. El simulador CMG, en su herramienta Builder, permite caracterizar estas formaciones de diferentes formas; sin embargo, no es aconsejable darlas como nulas, ya que estas no se tienen en cuenta para transferencia de masa ni energía.

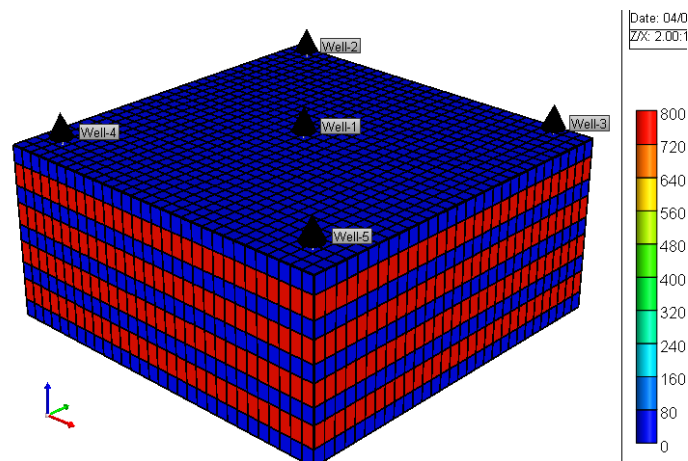
**Tabla 4.** Condiciones iniciales del modelo de Simulación

Propiedades	Valor
Permeabilidad Horizontal	800 mD
Permeabilidad Vertical	240 mD
Porosidad	0.29
Conductividad Térmica	12.6 BTU/pie día
Compresibilidad	2.38E-5 1/psi
Capacidad Calorífica arena	29.57 BTU/pie día pie <sup>3</sup>
Capacidad calorífica arcilla	37.31 BTU/pie día pie <sup>3</sup>

Fuente: Autor

Las arcillas tienen permeabilidades muy bajas, para este caso se consideró que las permeabilidades de la arcilla son iguales a cero en todas las direcciones del modelo. La figura 10 muestra la permeabilidad en dirección  $i$ , para todo el modelo, como se puede observar, para las arcillas se asignó un valor de cero y para las arenas productoras un valor de 800mD.

**FIGURA 13.** Distribución de las permeabilidades



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Por otra parte, la herramienta Builder, específicamente dentro de la sección “Reservoir”, permite asignar las propiedades térmicas de las rocas, como la capacidad calórica y la conductividad térmica, estas propiedades nos ayudan a catalogar a las arcillas como formaciones ladronas de calor, hecho que ayuda a que la representación del yacimiento sea más cercana a la realidad.

### 3.1.3. Modelo de Fluidos- Caso Base

Las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento dan a conocer su comportamiento cuando factores como la temperatura, presión y saturación de estos mismos cambia, además permiten modelar el flujo de uno de los fluidos con respecto a los demás presentes en el yacimiento. Para el desarrollo del modelo de fluidos del campo estudio, se realizó a partir de pruebas de laboratorio realizadas en el Instituto Colombiano Del Petróleo, donde se contaba pruebas de separador, cromatografía del crudo, etc., para poder realizar la división por seudocomponentes.

A partir de estas pruebas se realizó el ajuste para poder exportar estos resultados al Builder de CMG y por medio del simulador Winprop para poder realizar el modelo de reacciones para el proceso de combustión in situ.

**Tabla 5.** Distribución del aceite en seudocomponentes

COMPOSICIÓN DEL ACEITE	
Componente	Fracción Molar
CO2	0.051050
N2	0.015500
C1-NC4	0.253464
IC5-C20	0.124820
C21-C30	0.616060

Fuente: Autor

En la tabla 6 se presentan propiedades básicas y necesarias para la elaboración de este modelo de fluidos. Igualmente se obtienen curvas de viscosidad contra temperatura, factor volumétrico, densidad y viscosidad del crudo en función de la presión, las cuales son necesarias para determinar los cambios del fluido en función de presión y temperatura. Las tablas de constantes de equilibrio son necesarias para modelar los cambios líquido gas de todos los componentes por lo tanto también son incluidas en el presente modelo de componentes.

**Tabla 6.** Propiedades básicas de los componentes

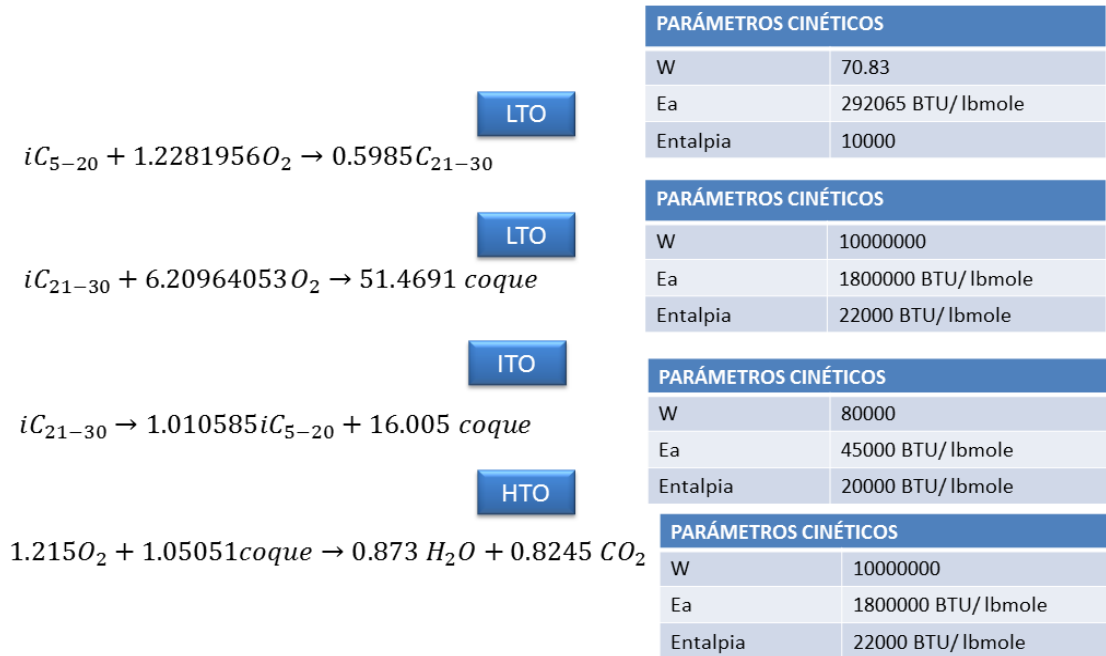
PROPIEDADES BÁSICAS DE LOS COMPONENTES		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Peso molecular Coque	12.1	lb/lb mol
Densidad del coque	63	lb/ft <sup>3</sup>
Entalpia del coque	4.06	BTU/lb-F
Presión de referencia	890	psi
Temperatura yacimiento	105	F
Presión de superficie	14.7	psi
Temperatura Superficie	60	F
Densidad aceite T@y <sub>to</sub>	58	ft <sup>3</sup> /lb
Viscosidad aceite T@Y <sub>to</sub>	911	cP

Fuente: Autor

### 3.1.4. Modelo de Reacciones

El modelo de reacciones es fundamental para que se genere el frente de combustión y por lo tanto constituyen en gran medida la base para la presente investigación.

**FIGURA 14.** Modelo de reacciones

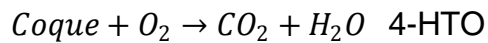
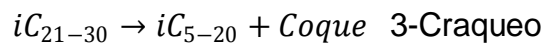
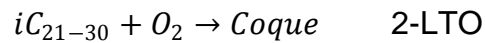
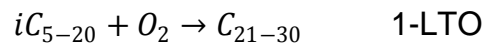


Fuente: Autor

Como se puede apreciar en la figura 14, el modelo de reacciones está en función de pseudocomponentes y cuenta con dos reacciones de oxidación a baja temperatura o reacciones de adición de oxígeno, una reacción de craqueo o depositación de combustible y la reacción de combustión a altas temperaturas. Una de las características a resaltar es que una de las reacciones a baja temperatura permite la depositación de combustible, mecanismo importante para el análisis de la tasa de inyección de aire, puesto que según la literatura una baja tasa promueve las reacciones en baja temperatura y por lo tanto una depositación más elevada de combustible.

Los parámetros correspondientes a la energía de activación, factor de frecuencia, entalpia de reacción y órdenes de reacción fueron encontrados por prueba y error, ya que el simulador se encarga de decir si el proceso tiene un control del frente de combustión, teniendo así un margen de error menor y un control de la temperatura.

**Esquema de reacciones empleado en el modelo de simulación.** Como se describió anteriormente en la sección de construcción del modelo de simulación, para el presente modelo se establecieron dos reacciones de baja temperatura (LTO), una reacción de craqueo y una de combustión a alta temperatura (HTO) en función de pseudocomponentes, tal como se presenta a continuación:



A escala de campo la reacción 2 resulta sumamente importante ya que si se prolonga el régimen de reacción en baja temperatura se tendría gran cantidad de coque adicional al generado en craqueo y por lo tanto se requerirían mayores cantidades de aire.

La reacción tres es típica del comportamiento de un crudo pesado sometido a pirólisis. Con esta básicamente se está representando, gracias a un aumento de temperatura, el fraccionamiento de un pseudocomponente pesado en coque y pseudocomponente intermedio. Se espera que esta reacción tome un importante rol durante la simulación del modelo ya que esta será la encargada de suministrar el combustible para la formación del frente de combustión.

La reacción cuatro, resulta ser la de mayor importancia ya que a partir de esta se romperán los enlaces del coque para formar óxidos de carbono y agua por lo tanto en esta se presentara una gran liberación de energía y en consecuencia se formara el frente de combustión con las mayores temperaturas del sistema. Para lograr esta reacción, se debe generar en primera instancia coque.

**Parámetros cinéticos empleados en el modelo de reacciones.** Los diferentes parámetros cinéticos se relacionan mediante la ecuación de velocidad de reacción entre el oxígeno y un hidrocarburo tal como se presenta a continuación:

$$R_c = \frac{dC_m}{dt} = A \exp\left(-\frac{E_a}{RT}\right) [P_o]^p [HC]^q \quad (1)$$

A= Factor de frecuencia

Ea= Energía de Activación, BTU/Lb mole

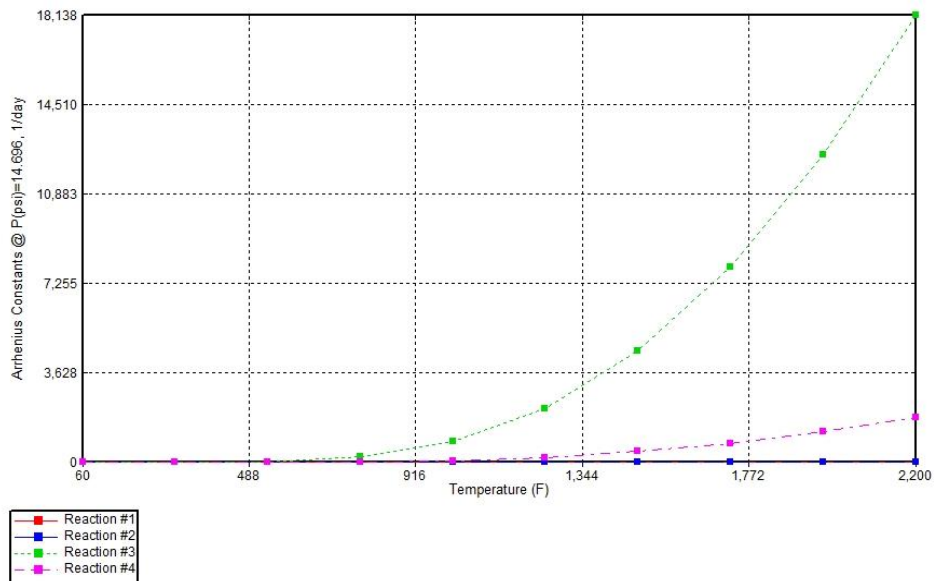
R = Constante de los gases, Pies<sup>3</sup>\*Psi °R<sup>-1</sup>\*g\*mol

Po = Presión parcial del oxígeno, PSI

HC = Concentración de hidrocarburo, FRACCIÓN

p,q = Ordenes de reacción

**FIGURA 15.** Constantes de Arrhenius contra temperatura. Representa la reactividad con los parámetros cinéticos base



Fuente: Autor

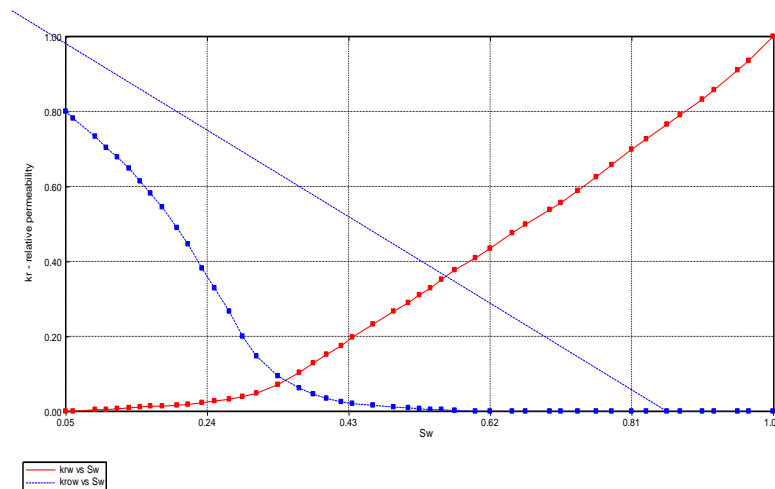
Es de esperarse, dados los factores de frecuencia y las energías de activación, mayores constantes de Arrhenius K para la reacción de alta temperatura HTO, tal

como se indica en la figura 15. Claramente se puede apreciar en esta figura que la reacción cuatro presentara mayores velocidades de reacción y superara en un amplio margen al resto de reacciones, indicando mayor reactividad. Para que se pueda dar esta reacción 4 serán necesarias las reacciones 2 y 3 para la formación de coque. Con respecto a los órdenes de reacción presentados en la figura 14, todos están alrededor de 1 excepto el orden de reacción con respecto al oxígeno para la reacción de baja temperatura LTO. En cuanto a las entalpias de reacción las mayores entalpias son las presentadas por las reacciones en baja temperatura LTO, sin embargo se espera que este régimen de temperaturas no sea predominante ya que tienen una mayor reactividad la reacción de craqueo y la de alta temperatura.

### 3.1.5. Propiedades Interacción Roca- Fluido

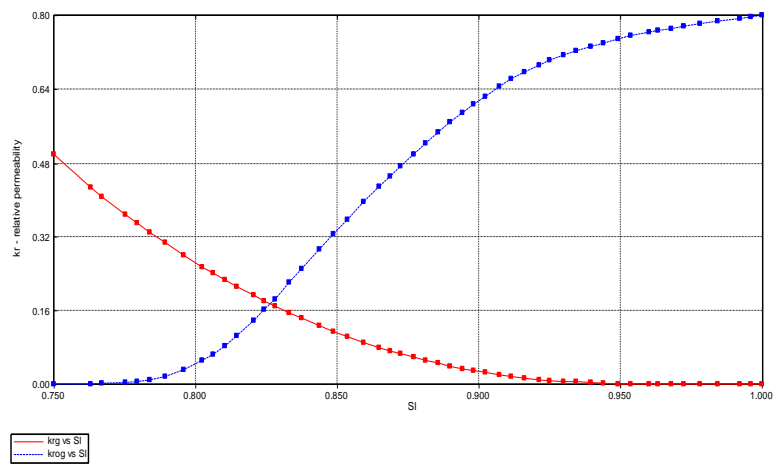
Lo que concierne a la interacción roca fluido, éstas fueron proporcionas a partir de un modelo de simulación de un campo Teca a partir de pruebas de laboratorio, realizadas en el Instituto Colombiano Del Petróleo. Como se puede apreciar en la graficas 15 y 16 de permeabilidad relativa es un yacimiento mojado por agua.

**FIGURA 16.** Curvas de permeabilidad relativa del aceite y agua, en función de la saturación de agua.



**Fuente:** Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

**FIGURA 17.** Curvas de permeabilidad relativa del aceite y agua, en función de la saturación de líquido

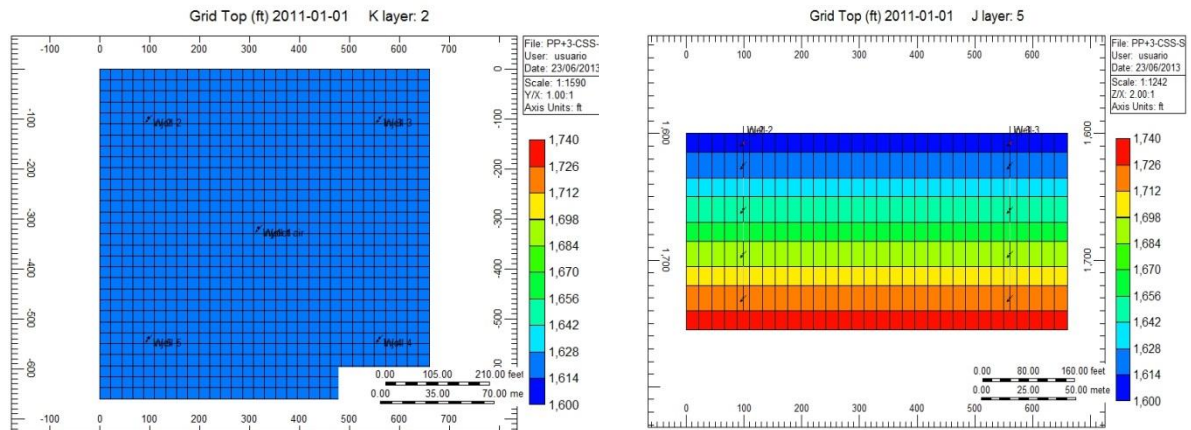


**Fuente:** Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

### 3.1.6. Definición del patrón de explotación

Teniendo en cuenta lo descrito en el capítulo anterior, donde se hizo un bosquejo del efecto del patrón de inyección y la configuración de los pozos, para tener un buen comportamiento del factor de recobro y considerando que se van a implementar tres procesos diferentes y que los procesos de inyección de vapor, se escogió un patrón de cinco puntos invertido, con un área interna del patrón de 5 acres, con un área total del modelo de 10 acres (figura 18). Lo anterior se realizó acorde a los estudios que se realizaron en la literatura, para plasmarlo en el caso base, sin embargo, dentro del análisis de sensibilidad se va estudiar este fenómeno, y cómo influye en el proceso de combustión in situ.

**FIGURA 18.** Configuración de pozos y zonas perforadas en el modelo de simulación



Fuente: Autor

## 3.2. SELECCIÓN DEL TIPO DE REFINAMIENTO

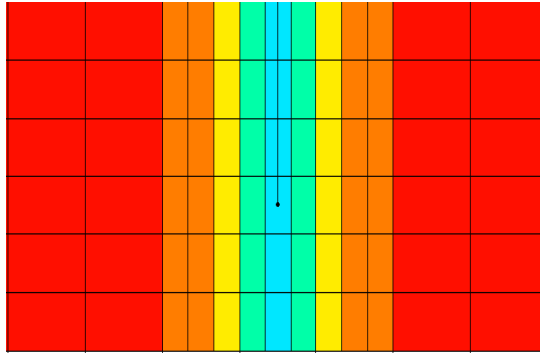
Para llevar a cabo la simulación de un proceso de recobro mejorado es necesario el entendimiento y buen desarrollo del mismo, donde ciertas variables como la visualización y cálculo de las propiedades promedio en el grid de simulación son de gran importancia. Dentro de los tipos de refinamiento que existen podemos tener el refinamiento radial, cartesiano e híbrido, que se selecciona teniendo en cuenta el flujo de fluidos, el área de drenaje de cada pozo, la visualización y el tiempo de cómputo. Para llevar a cabo el refinamiento del modelo generalmente se refina en las cercanías del pozo, con el fin de representar el comportamiento del proceso que se está implementando, reducir los tiempos de cómputo y gastos en memoria del computador, donde se lleva a cabo la simulación.

### 3.2.1. Refinamiento cartesiano

Inicialmente el modelo de simulación se encuentra dividido en celdas de un tamaño determinado, el refinamiento cartesiano subdivide esas celdas en tamaños aun menores, con el fin de obtener una mejor visualización y cálculo de las propiedades promedio del campo. A menudo resulta necesario refinar partes del yacimiento, generalmente en las cercanías de los pozos, debido a que en esta

zona es donde ocurre el mayor cambio en cuanto a presión, saturación de fluidos, viscosidad y temperatura. La figura 19 muestra la vista frontal del refinamiento cartesiano realizado a un modelo de simulación con pozos horizontales.

**FIGURA 19.** Refinamiento Cartesiano, vista frontal con pozo horizontal.

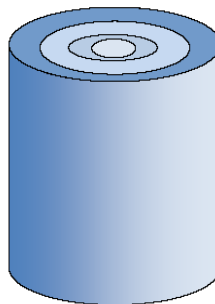


**Fuente:** Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

### 3.2.2. Refinamiento radial

Este tipo de refinamiento es ideal para zonas cercanas a pozos inyectoros y productores, debido a que estos pozos generan un delta de presión que hace que el flujo hacia y desde ellos sea de forma radial. Con este refinamiento se reduce el tiempo de cómputo y se modela de mejor forma el flujo de fluidos hacia y desde la cara del pozo, sin embargo se complica el modelo y la visualización no es la más adecuada. La figura 20 muestra un esquema de refinamiento radial.

**FIGURA 20.** Refinamiento Radial



**Fuente:** Manual Computer modeling group, CMG, BUILDER.

### **3.2.3. Refinamiento Híbrido**

Al modelar un yacimiento el desplazamiento de los fluidos resulta de gran importancia, siendo este de forma radial en las cercanías del pozo y lineal en las partes lejanas a éste, es por esto que el refinamiento híbrido es una alternativa viable para representar el flujo de fluidos y conservar su comportamiento normal.

### **3.2.4. Determinación del refinamiento usado**

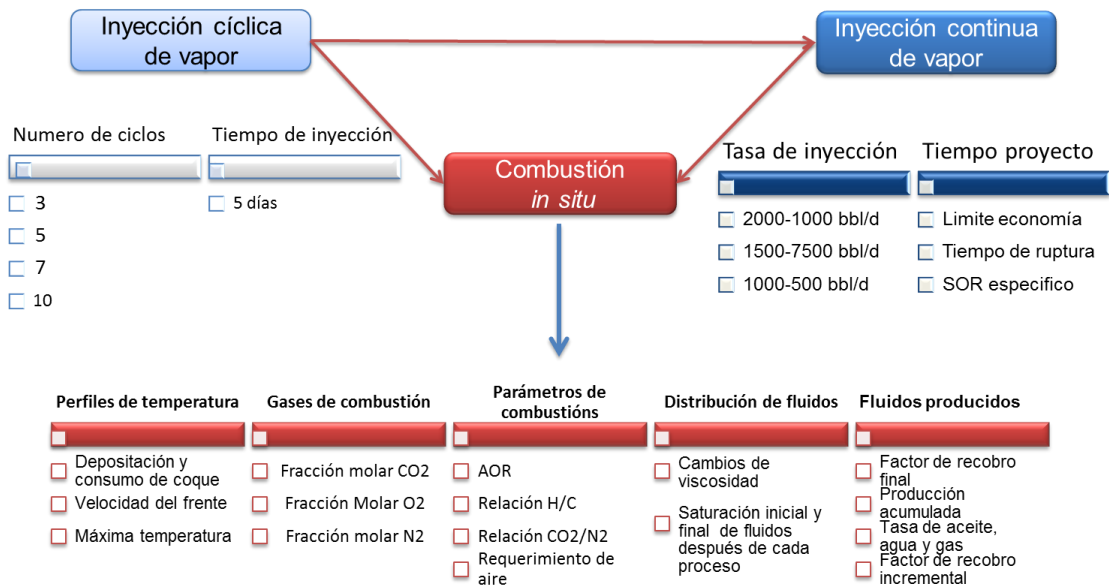
A pesar de que el flujo de fluidos en las cercanías del pozo presenta una forma radial y en las lejanías es de forma lineal, el refinamiento híbrido no es viable debido a la licencia que se tiene para la realización de las simulación y la capacidad de los equipos cuando se va implementar la inyección de aire, (problemas que no se tiene cuando se va inyectar vapor), no es posible la utilización ya que resulta en tiempos de cómputo mayores y la visualización no es adecuada para describir el comportamiento del yacimiento ante una estimulación con aire. Por lo anterior, el refinamiento usado es el cartesiano, permitiendo una mejor visualización y cálculo de las propiedades en el yacimiento.

## **3.3. ESCENARIOS**

El factor principal o variable que se modificaá, son los eventos en el esquema de inyección-producción, mientras que las variables de respuesta o salida serán los picos de temperatura, la velocidad del frente de combustión, los gases de combustión y los parámetros asociados a estos gases tales como aire requerido y relación aparente hidrogeno carbono, entre otros (ver figura 21).

Para lograr realizar un análisis objetivo dentro de la investigación es importante definir los escenarios que se ven a estudiar, esto se tendrá en cuenta más adelante en el análisis de sensibilidad. Una vez se ha adquirido conocimiento sobre los parámetros que más influyen en todos los procesos para lograr su buena representación, se procede a realizar la matriz de escenarios, con las variables a estudiar, y los fenómenos que se van a caracterizar, de esta manera, tener más claro lo que se va a realizar:

**FIGURA 21.** Esquema para el análisis del efecto del vapor sobre el proceso de combustión In Situ.



Fuente: Autor

Como se observa en la figura 19, principalmente se van a realizar varios escenarios donde se aplicaran estimulaciones con vapor y en otros escenarios inyección continua de vapor, para posteriormente implementar la inyección de aire. Todo este análisis de los escenarios posibles, donde la parte principal es la caracterización de los fenómenos que ocurren en el proceso de combustión después de aplicar dichos proceso con vapor, por medio del análisis de perfiles de temperatura, gases de combustión, distribución de fluidos y parámetros de combustión.

### 3.4. RESULTADOS PRELIMINARES

Dentro de los resultados preliminares, está el ajuste del modelo para lograr tener un buen comportamiento en el Factor de recobro y demás variables, en producción en frio por un tiempo de dos años, ya que el fluido es viscoso y es difícil su movilidad, por tal motivo se tiene que tener un esquema de explotación que ayude a aumentar el factor de recobro, como lo muestra la tabla 7.

**Tabla 7.** Parámetros de operacionales para el estudio de los procesos.

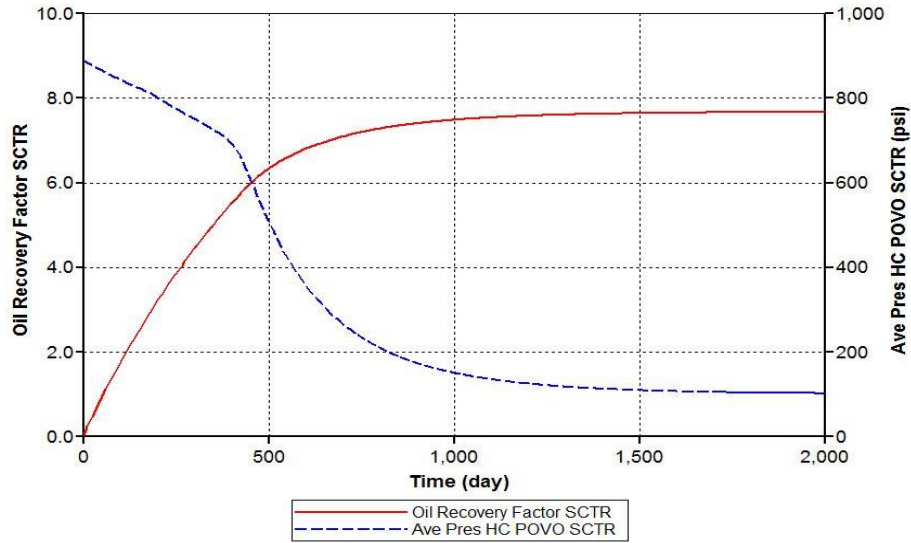
PROCESO	PRODUCCIÓN PRIMARIA	INYECCIÓN DE VAPOR	COMBUSTIÓN IN SITU
Aceite In Situ al inicio de la simulación	1'416.627 bbl		
Numero de pozos productores	5	4	4
Numero de pozos inyectoros	0	1 Iny. Continua 5 Iny. Cíclica	1
Tasa de inyección	0	500-2000 bbl/d	1.5-3.5 MM Pies <sup>3</sup> /día
Presión de inyección		1200 PSI	1200 PSI
Tasa Max. De producción	200 bbl/d	1000 bbl/d	1500 bbl/d
Presión min. De producción	100 psi	100 psi	100 psi

Fuente: Autor

Para tener un buen desarrollo del proyecto de inversión, es necesario que la producción adicional genere unos valores financieros positivos, por esta razón es necesario evaluar todas aquellas variables de salida que nos genera el simulador como factor de recobro, tasa de producción de aceite, energía inyectada, pérdidas de calor, tasa de producción de agua, entre otras, con el fin de comprobar si el proceso está desempeñándose eficazmente y dentro de los parámetros esperados.

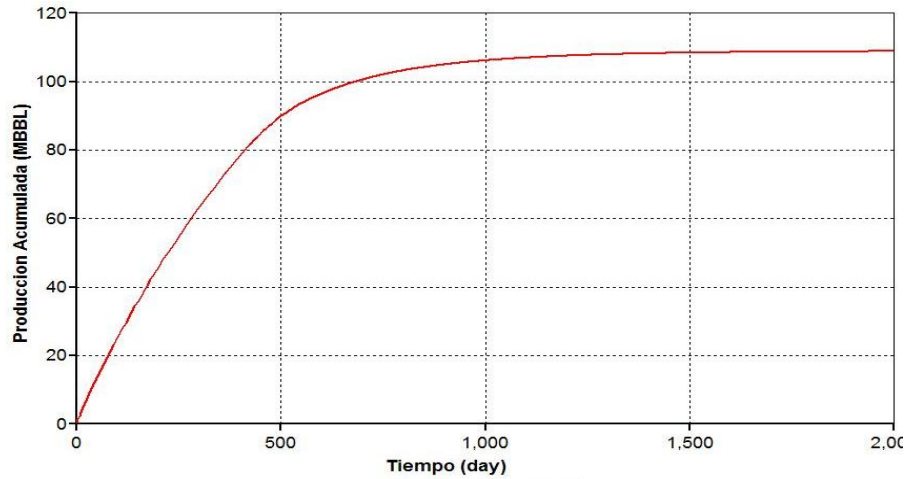
Para el de producción en frio, se obtuvo un factor de recobro de 7.5 %, (figura 22), donde también es importante observar el decaimiento de la presión durante este proceso, como se observa, el decaimiento es normal de la presión. También es muy importante resaltar que para la producción en frio del sector se tuvo un Np de 106.247 bbl de aceite respecto a un OOIP de 1'416.627 bbl, para un factor de recobro bastante pobre como se había dicho anteriormente.

**FIGURA 22.** Comportamiento del factor de recobro y la presión en el tiempo



**Fuente:** Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

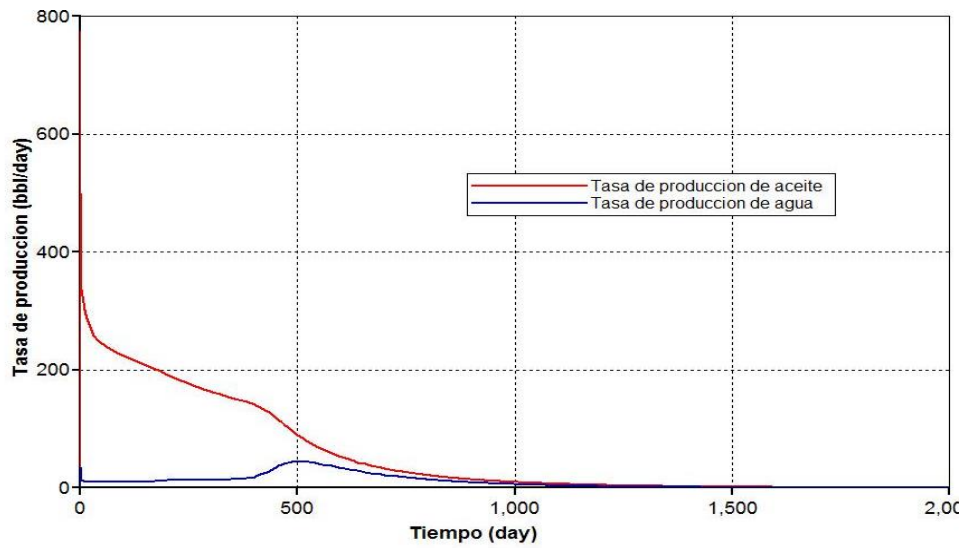
**FIGURA 23.** Comportamiento de la producción de aceite acumulada en el tiempo



**Fuente:** Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Como se mencionó anteriormente, se llevó a cabo una producción en frío de 2 años tratando de reproducir el comportamiento normal del Campo Teca, obteniendo a su vez una presión del yacimiento cercana a 300 psi para el inicio de las estimulaciones con vapor, lo que se observa en la figura 23.

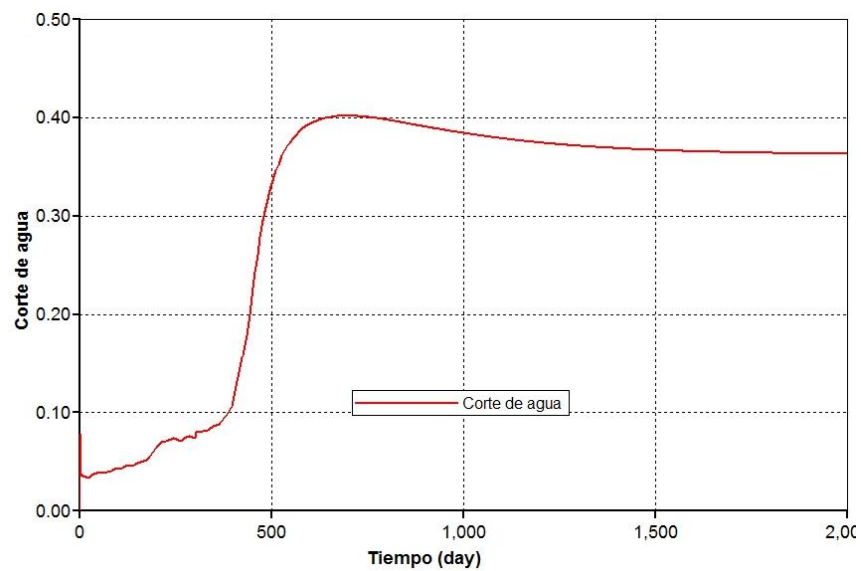
**FIGURA 24.** Comportamiento de la tasa de producción de aceite y el corte de agua



**Fuente:** Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

En las figuras 24, se pueden ver el comportamiento de la producción de aceite diaria, donde se observa una producción normal para campos de crudo pesado, con tasas por pozo entre 50 bbl/día y 800 bbl/día.

**FIGURA 25.** Comportamiento Del corte de agua para producción primaria



Fuente: Autor

En la figura 25, se observa el comportamiento del corte de agua. Donde se aprecia que después de los 400 días de producción en frío el corte de agua aumenta, detalle que también se puede observar en la figura 24. También se observa una reducción de esta después de los dos años, esto debido a que ya el agua móvil dentro del yacimiento se redujo.

Teniendo en cuenta los resultados anteriores se tomó la decisión de iniciar la etapa de estimulación y el inicio del caso base de simulación a los 2 años de producción en frío.

#### 4. IMPLEMENTACIÓN PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR

La inyección continua de vapor es uno de los métodos de recobro mejorado más usados para la extracción de crudo pesado, su funcionamiento se basa en la destilación de livianos, el desplazamiento de los fluidos miscible e inmiscible y la reducción de viscosidad.

En los procesos de desplazamiento es determinante la relación de movilidades, la cual se refiere a la capacidad que tiene un fluido de desplazarse en comparación con otro, este es un parámetro de yacimiento que permite predecir el comportamiento de los fluidos en el yacimiento. Los fluidos muy viscosos (crudo pesado) tienen bajas movilidades, contrario a los fluidos poco viscosos que tienen una alta movilidad (agua), cuando estos últimos fluidos se usan para desplazar aquellos con baja capacidad de movilidad se presentan algunos problemas como la digitación viscosa, la cual se conoce como la creación de canales preferenciales de flujo que generan los fluidos y por los cuales fluyen rápidamente llegando al pozo productor. Para evitar tal inconveniente se desea tener una relación de movilidad cercana a uno, significando que el fluido desplazante actúe como un pistón sin fugas, es decir desplaza efectivamente todo el crudo, si la eficiencia de barrido también es alta. En ocasiones la movilidad del petróleo presente en el yacimiento es tan baja que este pierde la capacidad para recibir el fluido inyectado, específicamente vapor de agua.

El problema de inyectividad que presentan formaciones que contienen crudos muy pesados se puede minimizar mediante la estimulación con vapor. Durante este proceso el vapor afecta las propiedades el fluido y la formación cerca al pozo, permitiendo mejorar la movilidad del crudo, adicionalmente la estimulación con vapor acondiciona el yacimiento para posteriormente implementar otros métodos de recobro, tal como la inyección continua de vapor. Como se ha mencionado, la finalidad propuesta para la presente investigación es aumentar el factor de recobro

en los yacimientos estratificados de crudo pesado de Colombia y observar la influencia de los procesos de inyección de vapor sobre el proceso de combustión.

#### **4.1. SIMULACIÓN DE LA ETAPA DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**

Normalmente antes de implementar un proceso de inyección continua de vapor se realizan estimulaciones previas, su duración varía según el tipo de yacimiento donde se desarrolle el proceso. Diferentes estudios se han avanzado con el fin de determinar el número de ciclos con los cuales se obtenga una mejor producción. En esta investigación también se evalúa el efecto en la producción y el comportamiento de varios ciclos antes de implementar un proceso de inyección continua de vapor, y de inyección de aire en yacimientos estratificados de crudo pesado.

##### **4.1.1. Caudal de Inyección**

Los yacimientos estratificados presentan pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes debido a la alta capacidad calorífica de las arcillas, por tal motivo es importante conocer que tanto afecta el aumento del número de ciclos en la eficiencia del proceso.

Uno de los factores más importantes al implementar un proceso de inyección de vapor es la inyektividad, la cual es la capacidad que tiene una formación productora de aceite de recibir un fluido, esta depende de propiedades tales como, viscosidad del fluido, permeabilidad de la formación y las discontinuidades propias de la formación. Para observar el comportamiento del modelo conceptual según diferentes caudales de inyección se realizó y se tomó como base investigaciones realizadas en el grupo de investigación para estimar la tasa de inyección.

Como se aprecia en la tabla 8, esta los parámetros operacionales utilizados para el estudio de los procesos de inyección de vapor.

**Tabla 8.** Parámetros operacionales para la etapa con estimulaciones con vapor

Parámetros	Valor
Presión de inyección (psi)	1200
Tasa de inyección (bbl/día)	1000
Tiempo de inyección (días)	5
Tiempo de remojo (días)	2
Tiempo de producción (días)	180

Fuente: Autor

#### **4.1.2. Análisis de sensibilidad número de ciclos**

Después de determinar el caudal de inyección, se procedió a realizar un análisis de sensibilidad del número de ciclos, teniendo en cuenta que los periodos de inyección, remojo y producción son los normales para un yacimiento de crudo pesado en Colombia. Es decir, utilizar tiempos de inyección que varían entre 5-10 días de inyección, como periodo de remojo de 1-3 días, con un periodo de producción de 6 meses. El uso de tiempos cortos de inyección de vapor depende de las necesidades técnicas y económicas del proyecto, ya que durante la producción del pozo la estimulación es nula.

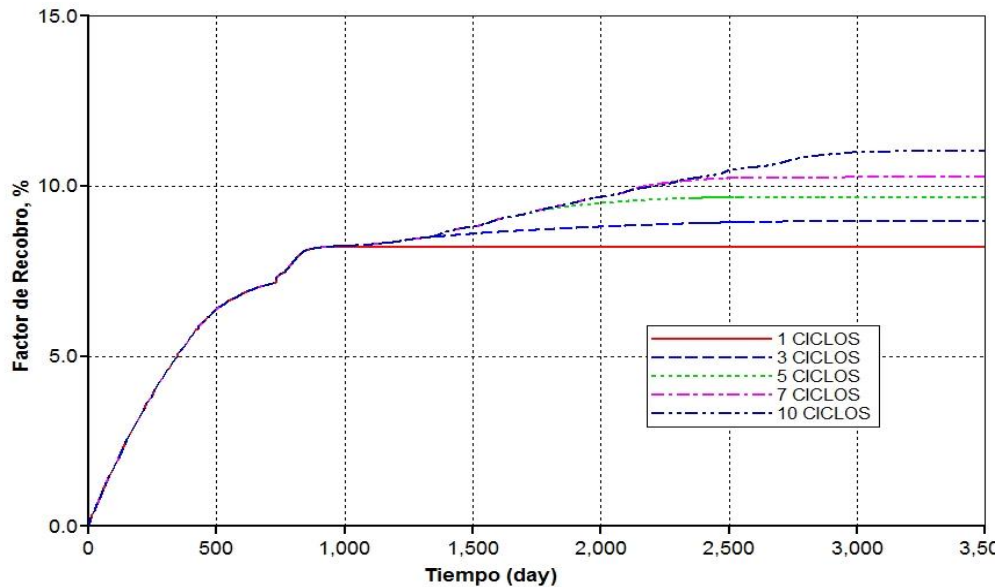
Para la realización del análisis de sensibilidad se utilizó el modelo base y se implementaron el análisis de sensibilidad según lo explicado en el capítulo anterior, donde se describe que se va analizar el comportamiento de combustión después de implementar uno (1), tres (3), cinco (5), siete (7) y diez (10) ciclos de estimulación con vapor.

#### **4.1.3. Factor de Recobro en la Etapa de estimulación**

Para realizar un análisis sobre las etapas de estimulación y su influencia en el yacimiento es necesario comparar el resultado del factor de recobro para los

modelos planteados y como afectan estas estimulación en otras propiedades que se van analizar más adelante.

**FIGURA 26.** Comportamiento del Factor de recobro para diferentes ciclos de estimulación



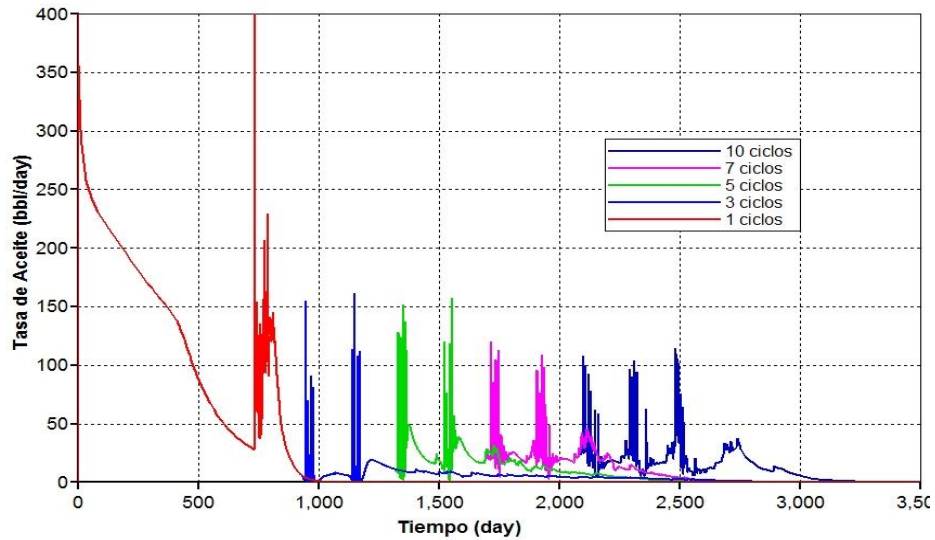
Fuente: Autor

La influencia del número de ciclos de inyección sobre la producción de aceite para este yacimiento en particular se puede observar en la figura 26 y 27, donde se aprecia que a medida que aumenta el número de ciclos la producción incremental por ciclo de inyección es menor, esto es debido a las pérdidas de energía que se tienen durante el proceso y que la viscosidad del crudo (para esta investigación) no es tan alta para que se vean grandes cambios en la viscosidad y en la tasa de producción.

La diferencia entre los ciclos de inyección y los resultados finales en cada caso se pueden ver en la tabla 9, donde se exponen los cambios respecto a cada ciclo y su factor de recobro final, además de esto, la temperatura promedio final después de los ciclos y la reducción en la saturación de aceite. En el capítulo siguiente se detallará de mejor manera los cambios en el yacimiento después de la

implementación de cada proceso, para de esta forma determinar el efecto que tiene sobre la combustión.

**FIGURA 27.** Comportamiento de la tasa de producción de aceite para diferentes ciclos de estimulación.



Fuente: Autor

**Tabla 9.** Parámetros operacionales en los ciclos de inyección para comparación de pozos

Parámetro	INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR				
	1 ciclo	3 ciclos	5 ciclos	7 ciclos	10 ciclos
Factor de Recobro, %	8.2	8.9	9.5	10.2	11.08
Np	116,163	126,080	134,580	144,496	156,962
Nr	1'300,464	1'290,547	1'282,047	1'272,131	1'259,665
Delta Nr	0	9,916	8,500	9,916	12,466
So prom	0.75	0.74	0.735	0.733	0.73
Sw prom	0.25	0.26	0.265	0.267	0.27
Temperatura prom	111	115	120	125	135
Fecha inicio CSS+ICV o CSS+CIS	(795 días)	(1367 días)	(1780 días)	(2171 días)	(8800 días)

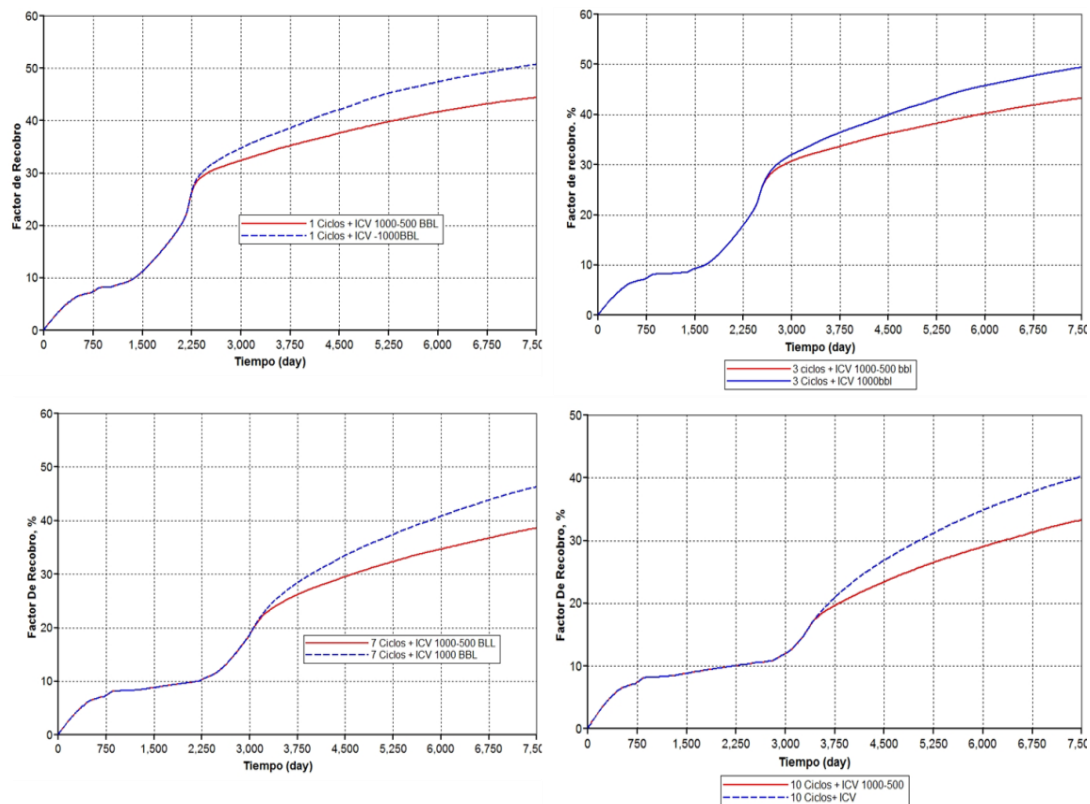
Fuente: Autor

#### 4.2. APLICACIÓN INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Posterior a las estimulaciones y determinar el comportamiento de la implementación de procesos de inyección cíclica de vapor, se procede a estudiar la inyección continua de vapor, evaluando el comportamiento del yacimientos bajo diferentes esquemas de producción, teniendo como antecedente las estimulaciones previas, determinando así el efecto que tienen estos ciclos sobre la efectividad del proceso de inyección continua de vapor en los resultados finales antes de implementar el proceso de combustión in situ.

Los parámetros operacionales que se utilizaron para la implementación del proceso de inyección continua de vapor, se basó en los estudios previos antes de la implementación de las estimulaciones, teniendo en cuenta que una reducción de la tasa traería posiblemente una reducción de la producción debido a las altas pérdidas de energía por ser un patrón de inyección bastante grande.

**FIGURA 28.** Comportamiento del Factor de recobro para los escenarios con inyección continua de vapor con reducción de la tasa de inyección



Fuente: Autor

En la figura 28 se muestra la variación de la tasa de inyección después del tiempo de ruptura para la administración de energía, donde se observa que si hay una reducción en la tasa de inyección, es directamente proporcional a la reducción del factor de recobro, la eficiencia del proceso y también la reducción de la saturación de aceite.

### 4.3. ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR (ICV)

Así como se realizó en la etapa de estimulaciones, es importante observar y estudiar la influencia que tienen estas estimulaciones previas sobre los resultados la implementación de los procesos de inyección continua de vapor, de esta

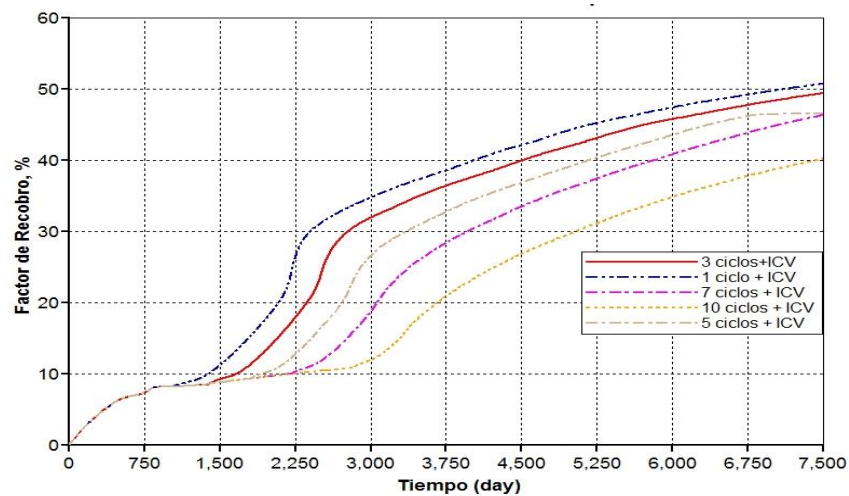
manera al final de estas dos etapas, determinar los cambios en el yacimiento, antes que se implemente la combustión.

#### 4.3.1. Factor de recobro

Uno de los parámetros donde se puede observar la eficiencia del proceso de inyección continua es el factor de recobro; teniendo en cuenta que se han implementado ciclos de estimulación, este proceso va tener un desarrollo totalmente diferente en cada escenario. En la figura 29, podemos observar el comportamiento del factor de recobro, donde se detalla la influencia que tienen los ciclos de estimulación sobre el comportamiento en la inyección continua.

La disminución del factor de recobro después de implementar más ciclos de estimulación es notoria. Debido a que ya se tiene una menor cantidad de aceite y la saturación de agua promedio en el yacimiento es mayor (aún mayor en las cercanías del pozo inyector), por lo tanto, la eficiencia del proceso de inyección continua va ser reducida, no sólo por las arcillas sino también por el efecto del agua condensada debido a los ciclos de estimulación.

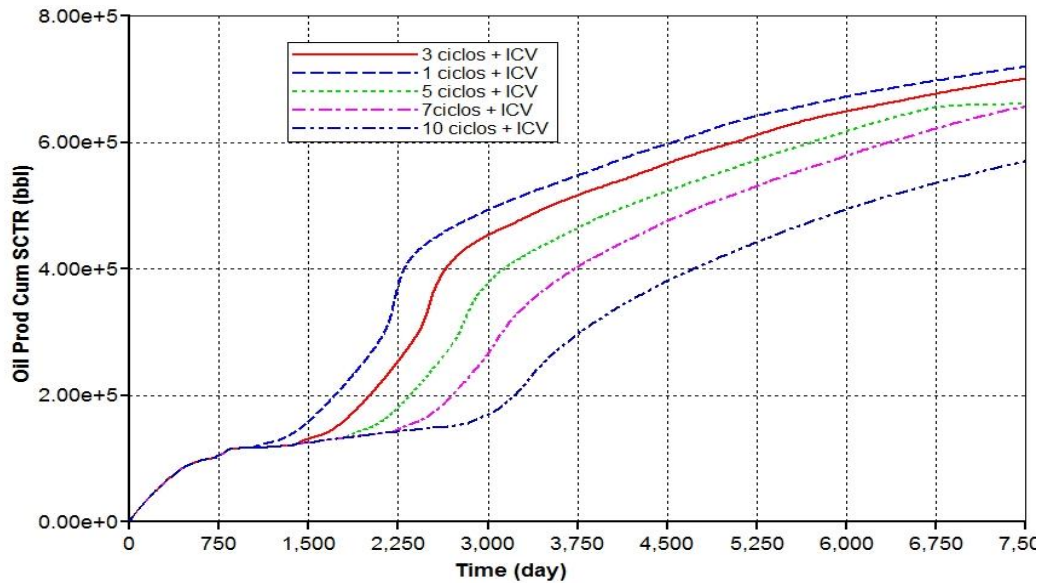
**FIGURA 29.** Comportamiento del Factor de recobro para los escenarios con inyección continua de vapor después de las estimulaciones



Fuente: Autor

Este efecto también se puede evidenciar en la figura 30, donde se aprecia como la producción acumulada se va reduciendo cuando se implementa la inyección continua a un número mayor de estimulaciones, para este caso en particular.

**FIGURA 30.** Producción acumulada para cada escenario después de las estimulaciones



Fuente: Autor

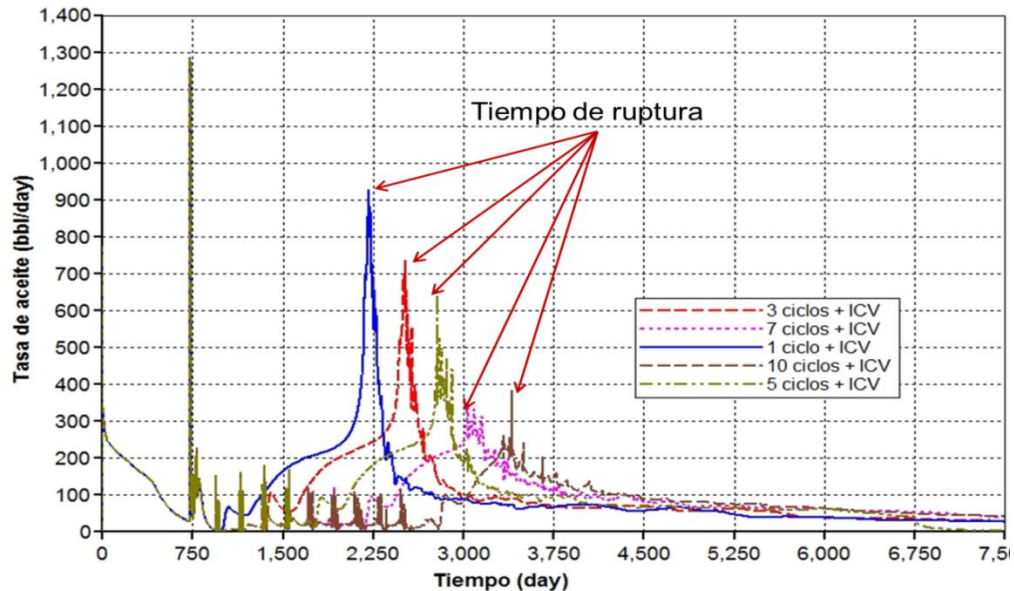
#### 4.3.2. Tasa de producción y Tiempo de ruptura

El número de estimulaciones previas antes de implementar un proceso de inyección continua de vapor influye directamente en el tiempo de ruptura y en la tasa de producción de aceite, el tiempo de ruptura se considera como el tiempo que tarda el vapor para hacer irrupción en el pozo productor.

El tiempo de ruptura y la tasa máxima que logra en este tiempo, ayuda no sólo ver la parte técnica, sino la parte económica del proyecto, ya que la tasa máxima de producción se en este tiempo y después de él se disminuye la producción de aceite mientras aumenta la de agua. Cuando hablamos de inyección continua de vapor, se recomienda que el tiempo de ruptura no sea muy rápido, de lo contrario

la tasa de aceite iniciaría su declinación acelerada y el límite económico del proyecto se presentaría prematuramente.

**FIGURA 31.** Tasa de producción de aceite y tiempo de ruptura para cada escenario con ICV.



Fuente: Autor

En la figura 31, muestra el comportamiento de la tasa de producción vs tiempo, en función del número de estimulaciones previas a la implementación de la inyección continua, donde observamos, que a menor número de ciclos se tiene una tasa máxima mayor y un tiempo de ruptura mayor también, lo cual quiere decir que el proceso está siendo más efectivo en procesos cuando hay menor número de estimulaciones.

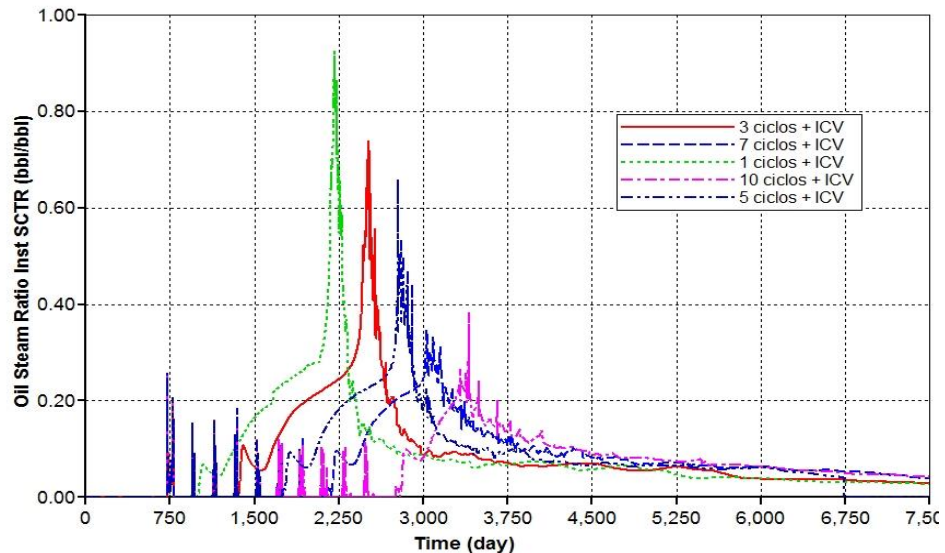
#### 4.3.3. Relación aceite vapor

La relación aceite vapor se define como la cantidad de aceite que extrae un volumen de vapor, y su límite puede variar según las necesidades del proyecto. Su gran importancia radica en la evaluación económica, sin embargo técnicamente es uno de los más importantes.

En yacimientos estratificados parte de la energía inyectada se pierde hacia las formaciones adyacentes (arcillas), por lo tanto, la eficiencia del proceso va ser

menor, y el efecto de las estimulaciones previas va ser más notorio, por tal motivo es necesario inyectar grandes cantidades de vapor para poder producir la misma cantidad de aceite que en un yacimiento no estratificado.

**FIGURA 32.** Relación aceite- vapor para los procesos de inyección de vapor



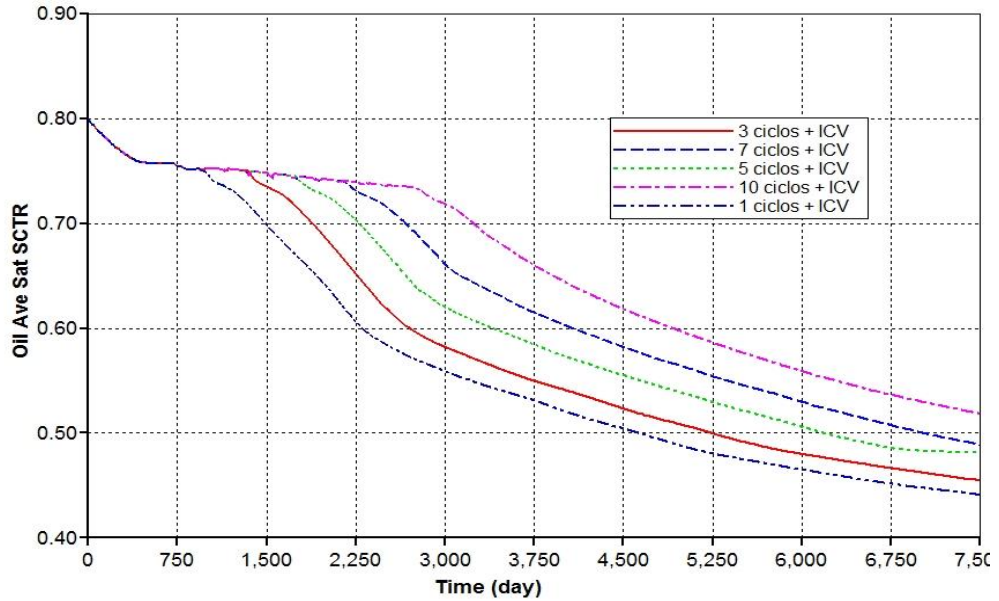
Fuente: Autor

La Figura 32, muestra el comportamiento de la relación aceite / vapor vs tiempo, en función de las estimulaciones previas, como se observa, a medida que hay menos estimulaciones previa esta relación tiende a ser mayor, por lo tanto es más rentable y técnicamente más atractiva.

#### **4.3.4. Reducción saturación de aceite**

Una de las variables más importantes en esta investigación es la saturación de aceite remanente después de implementado cada proceso, ya que el objetivo de estas técnicas es reducir la saturación de aceite remanente. En la figura 33, se logra observar la reducción de la saturación de aceite después de implementar el proceso de inyección continua, sin embargo, después del tiempo de ruptura el decaimiento es bastante lento, y técnica y económicamente no es viable para un proyecto que la extracción de aceite sea demorada a tasas bajas, cuando se tienen costos de generación de vapor.

**FIGURA 33.** Cambio en la reducción en la saturación de aceite para cada escenario con ICV



Fuente: Autor

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos a partir de inyección continua de vapor, y observando las diferentes variables se decide tomar como punto de partida para la implementación del proceso de combustión in situ, en tiempo de ruptura y después de que la tasa de producción por inyección continua sea menor a 100 bbl/ día, tabla 10.

**Tabla 10.** Resultados finales después de implementar Inyección Continua de Vapor

Parámetro	INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR				
	1 ciclo	3 ciclos	5 ciclos	7 ciclos	10 ciclos
Factor de Recobro-rup, %	25.6	24	22.5	20	17
Factor de Recobro-LE, %	33.1	32	31	26.4	25
Np-ruptura	362, 657	339,990	318,741	283,325	240,827

<b>Np-LE</b>	46,8904	453,321	439,154	373,990	354,157
<b>Nr rup</b>	1`053,970	1`076,637	1`097,886	1`133,302	1`175,800
<b>Nr LE</b>	947,723	963,306	977,473	1`042,637	106,2470
<b>So prom</b>	0.55	0.58	0.62	0.65	0.66
<b>Sw prom</b>	0.45	0.42	0.38	0.35	0.34
<b>Temperatura prom</b>	250-300	250-280	240-280	230-280	180-240
<b>Fecha inicio CSS+ICV+CISR</b>	(2215 días)	(2722 días)	(3000 días)	(3198 días)	(8800 días)
<b>Fecha inicio CSS+CISLE</b>	01-01-2019	01/01/2020	01-01-2021	01-01-2023	01/01/2023

Fuente: Autor

En resumen, teniendo en cuenta los procesos de estimulaciones con vapor y la inyección continua de vapor, se tienen cinco escenarios para la implementación del proceso de combustión posterior a las estimulación y diez escenarios teniendo en cuenta la implementación los procesos de combustión, en la ruptura del vapor y después de una tasa de producción menor a 100 bbl/día.

## **5. EFECTO EN EL DESARROLLO DE LA COMBUSTIÓN IN SITU POSTERIOR A LA IMPLEMENTACIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR**

Una vez obtenidos los resultados de la implementación de los procesos de inyección de vapor, se procede a realizar el siguiente paso, el cual consiste en implementar el proceso de combustión in situ, y lograr determinar el efecto en el comportamiento y desarrollo del proceso de combustión después implementados los procesos de inyección de vapor.

Teniendo en cuenta que el tipo de investigación que se está realizando, es de tipo experimental con asignación no aleatoria o cuasi-experimental; es necesario el desarrollo de un conjunto de operaciones sistemáticas que permitan determinar ¿Qué efectos tiene la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas? Es decir, se controlará la ocurrencia de ciertos fenómenos como la implementación de procesos de inyección de vapor, de forma controlada (no aleatoria), a fin de que los resultados obtenidos en ambos procesos se ajusten de la mejor forma posible.

En esta etapa de la investigación se busca observar el comportamiento o fenómenos que ocurren en los procesos de combustión después de implementar procesos de inyección de vapor, para esto se realizó un análisis de sensibilidad de los procesos de inyección cíclica y continua de vapor, y se siguió una metodología como la que se describe en la figura 11 explicada en el capítulo tres.

### **5.1. CASO BASE COMBUSTIÓN *IN SITU***

Para tener un comparativo de la eficiencia del proceso después de implementar procesos de inyección de vapor, se realizó un caso base de combustión in situ,

donde se aplicó después de producción en frío, teniendo así un comparativo de producción de fluidos, comportamientos de los gases de combustión, temperaturas alcanzadas y demás parámetros a estudiar, además lograr determinar la mejor estrategia para el aumento del factor de recobro en este tipo de yacimientos.

**Tabla 11.** Condiciones Operacionales proceso de combustión In Situ

PROPIEDADES DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN		
Propiedad	Valor	Unidad
Tasa de inyección de aire	3.5	MPCS/día
Temperatura de Inyección	105	°F
Composición del aire	21 O <sub>2</sub> 79 N <sub>2</sub>	%
Presión de Inyección BHP MAX	1200	PSIA
Presión de producción BHP MIN	100	PSIA

Fuente: Autor

El cálculo de la tasa de inyección y condiciones operacionales (tabla 11), se realizó a partir de correlaciones existentes para esto, éstas se explican en el anexo 1, donde están en función de los parámetros de yacimiento.

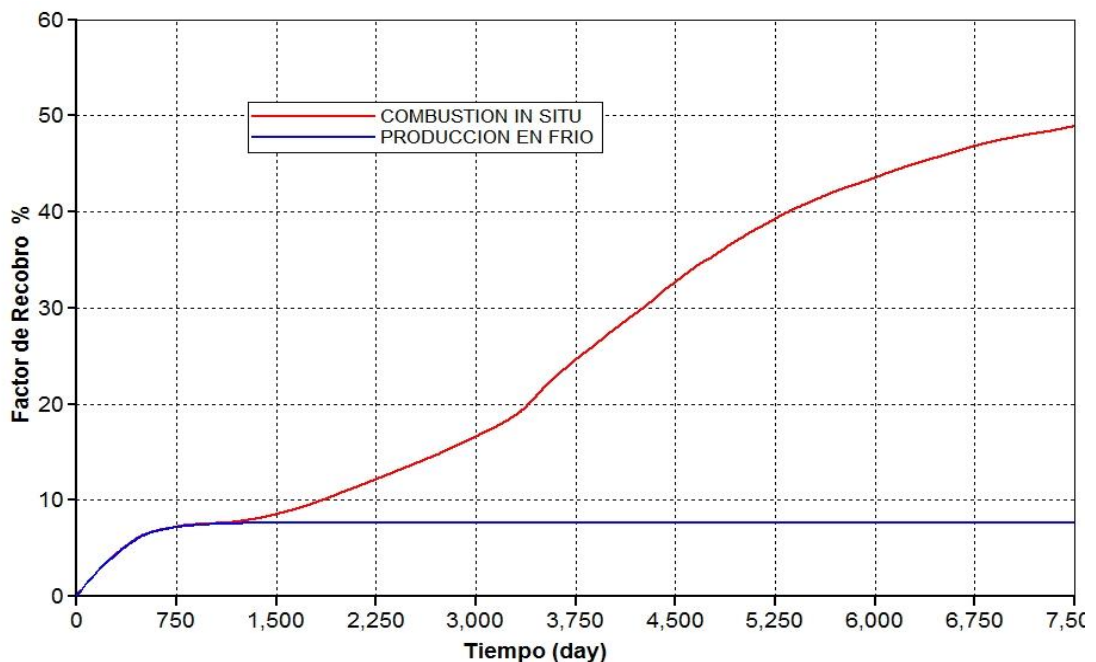
Una vez construido el caso base inicial se procede a visualizar los resultados preliminares implementando el proceso de combustión. El proceso de combustión in situ inicio después de los dos años de producción en frío. Inicialmente se analizaron para este caso los fluidos producidos, los gases de combustión, la saturación de fluidos en el yacimiento y los perfiles de temperatura máxima se llegan en el proceso.

### 5.1.1. Producción de fluidos

Entre los parámetros más importantes para estudiar la efectividad de un proceso de recobro mejorado, es la producción de fluidos. A continuación se describe el comportamiento del factor de recobro y la tasa de producción de aceite, al implementar el proceso de combustión in situ.

**Factor de recobro y tasa de producción.** La figura 34 muestra el comportamiento del factor de recobro, donde se aprecia el aumento del factor de recobro en casi a un 50 %, después de 2 años (730 días) en producción en frío, según los resultados preliminares. Como se observa, la efectividad del proceso es bastante alta a comparación de la producción en frío. También es importante destacar que la producción en frío tuvo un factor de recobro de 8 % como se explicó anteriormente, por lo tanto el Factor de recobro incremental es cerca al 40 % del OOIP (1'416.627 bbl).

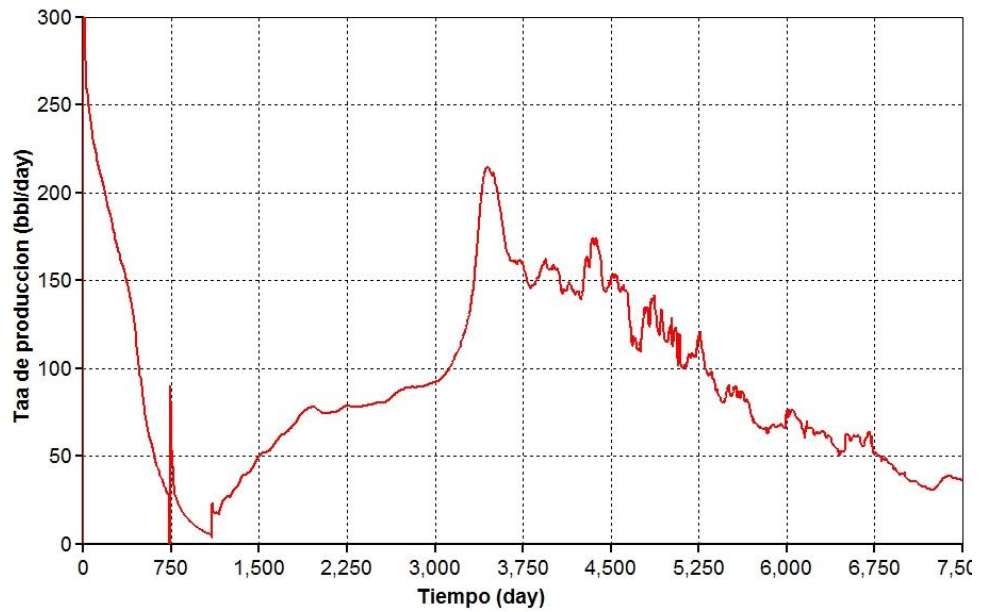
**FIGURA 34.** Comportamiento de factor de Recobro para el proceso de combustión In Situ



Fuente: Autor

En cuanto a la tasa de producción (figura 35), se observa que las tasas al inicio del proceso tienen un promedio de producción de los 100 bbl/d, teniendo así una producción regular en el proceso, donde después de que transcurre el tiempo del proceso empieza a decaer. En general se observa una producción normal para campos con procesos de combustión, con tasas por pozo entre 50 bbl/día y 200 bbl/día.

**FIGURA 35.** Tasa de producción después de implementar el proceso de combustión in situ

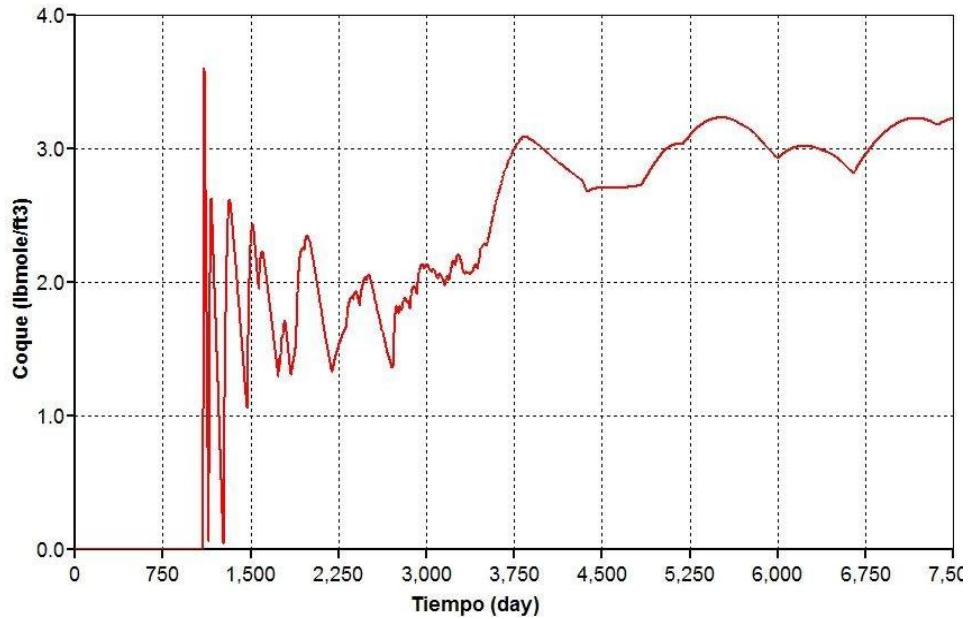


Fuente: Autor

### 5.1.2. Depositación de coque

En cuanto a la depositación y consumo de combustible se observa en la figura 36, como en la producción de combustible tiene una producción máxima que oscila entre 1.5 y 3 lb mole/ pie<sup>3</sup>.

**FIGURA 36.** Depositación de Combustible

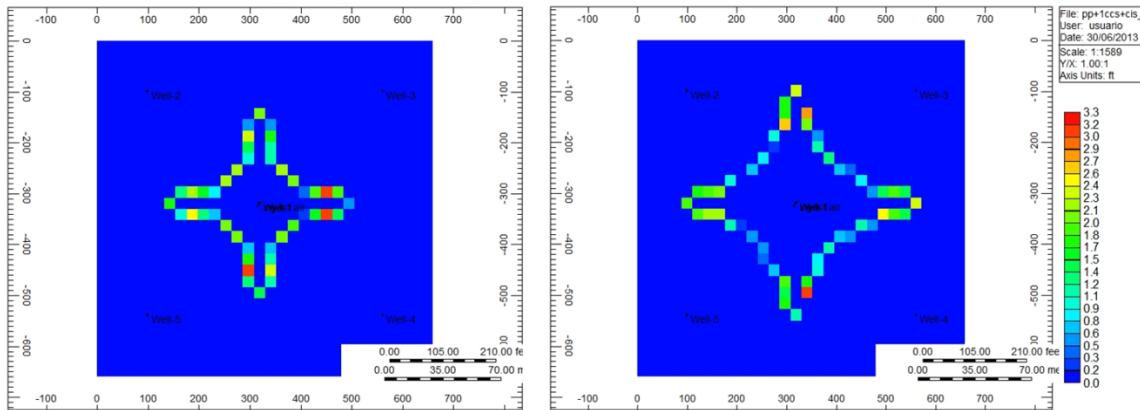


Fuente: Autor

También se aprecia que la producción al principio del proceso tiene un comportamiento oscilatorio, debido a que el combustible producido se está consumiendo rápidamente, sin embargo, posteriormente cuando se encuentra una mayor cantidad de hidrocarburo la depositación es más constante y tiene una producción promedio mayor, alrededor de las 3 lb/pie<sup>3</sup>

Para observar de mejor manera el avance del frente para el caso base, se tiene en la figura 37, los cambios en la depositación de combustible en el espacio, donde se observa que debido a que no hay una distribución de fluidos uniforme después de la producción en frío o primaria, la depositación de combustible no va ser igual en todos los sectores del yacimiento.

**FIGURA 37.** Deposición de combustible en diferentes parte del yacimiento para la primera arena.



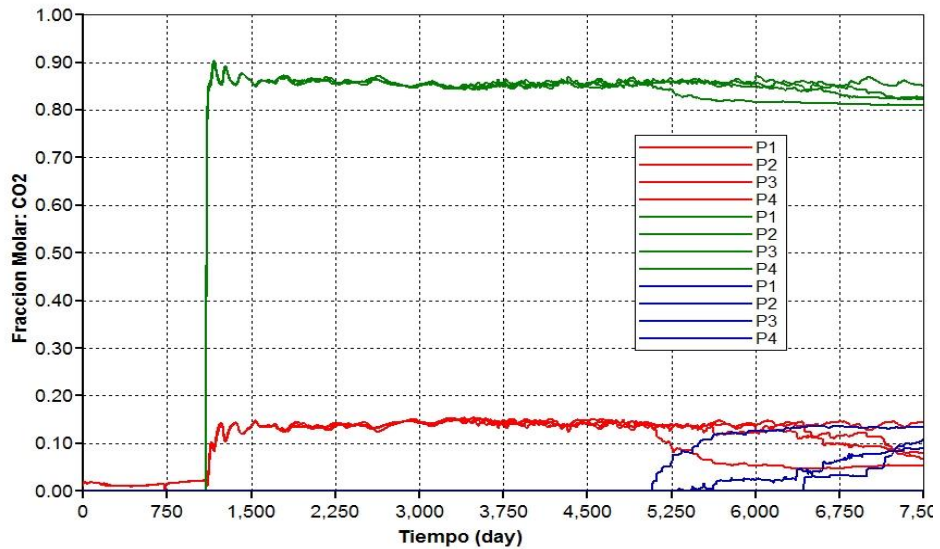
Fuente: Autor

### 5.1.3. Producción gases de combustión

Para la evaluación de los gases de combustión se evaluó a partir de los gases producidos en cada pozo, de esta manera lograr observar la ruptura del frente del oxígeno y determinar el régimen de reacción o temperatura que predomina el proceso de combustión.

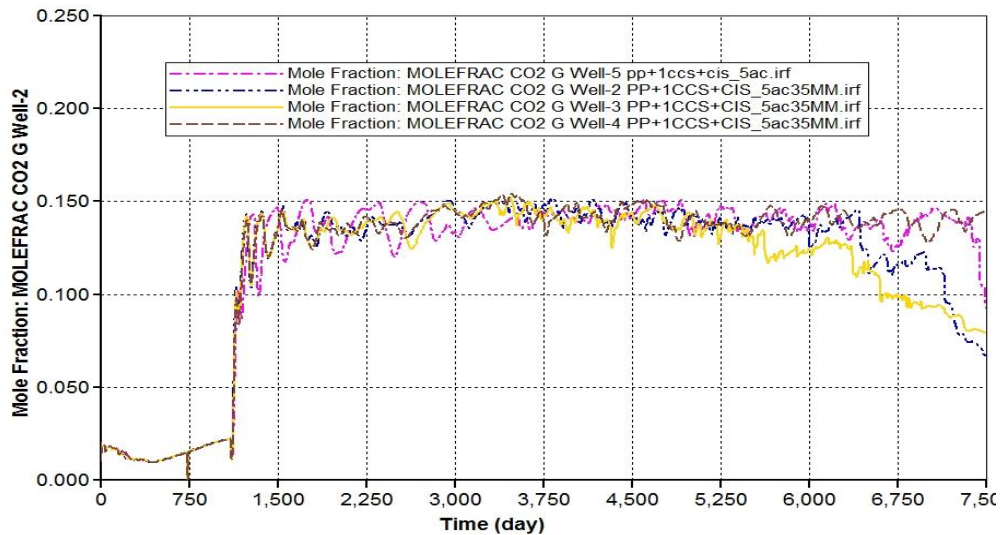
En la figura 38 y 39, se describe el comportamiento de la fracción molar correspondiente para la producción de los 4 pozos productores. Se aprecia que las fracciones molares de  $\text{CO}_2$  están alrededor de 0.12 y 0.15, lo cual indica que durante el proceso de combustión predominaron las reacciones de alta temperatura.

**FIGURA 38.** Fracción molar de los gases producidos- Caso Base Combustión



Fuente: Autor

**FIGURA 39.** Fracción de CO<sub>2</sub>, producidos durante el proceso de combustión



Fuente: Autor

La diferencia entre las curvas radica en el tiempo de ruptura para cada pozo, ya que a pesar de ser un modelo donde las arenas limpias tienen propiedades homogéneas, existen un pozo con un tiempo de irrupción más temprano que los demás, esto se aprecia en el decaimiento de la producción de CO<sub>2</sub>, lo cual indica

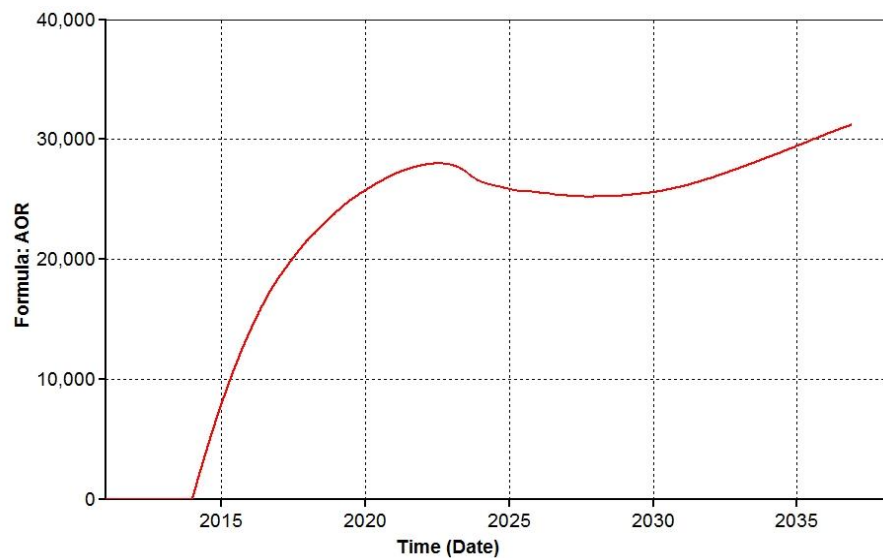
un aumento en la producción de  $O_2$ . Este decaimiento de  $CO_2$ , también se ve atribuido a la acumulación de banco de vapor de agua que se incrementa en la medida que el frente llega a los pozos, figura 39.

#### 5.1.4. Parámetros de evaluación técnica

Los parámetros de combustión son una medida que ayuda a establecer que tan efectiva está siendo la combustión in situ, teniendo cuenta los gases de combustión. Estos parámetros se pueden calcular conociendo los gases producidos (anexo 2). Dentro las relaciones más importantes para analizar la viabilidad técnica y económica de un proceso de combustión, es la relación aire-aceite, (AOR), la cual indica cuanto aire se está comprimiendo para extraer una cantidad de aceite, el cálculo de este parámetro de evaluación también se describe en el anexo 2.

**Relación Aire – Aceite (AOR).** La figura 40, muestra el comportamiento del AOR, donde los valores suben a un máximo de 32000 PCS/bbl, teniendo en cuenta este parámetro de combustión bastante útil para determinar la viabilidad técnica y económica de un proceso de combustión.

**FIGURA 40.** Relación Aire Aceite- AOR



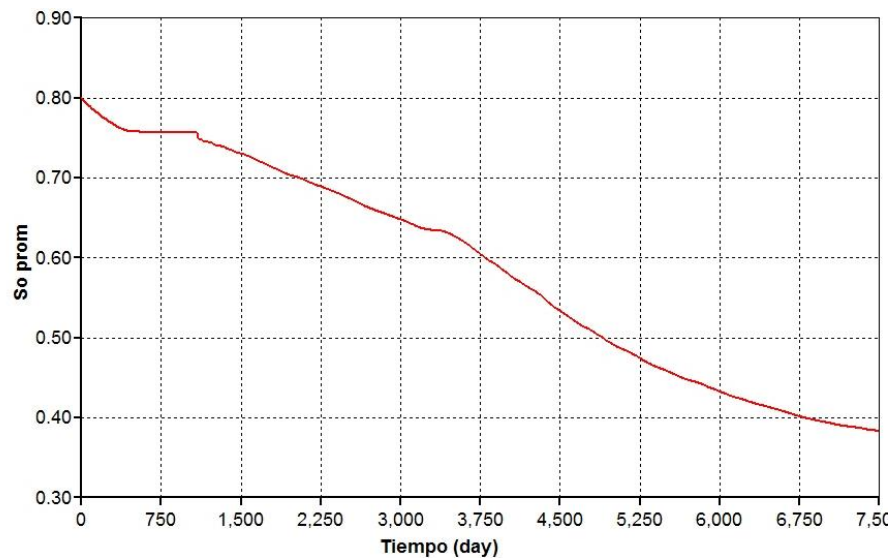
Fuente: Autor

Se puede decir que para este caso base el proceso de combustión está siendo exitoso técnicamente y se están produciendo las reacciones a alta temperatura, teniendo en cuenta los valores de la relación aire aceite. Dentro del análisis de resultados se explican los demás parámetros de combustión para su comparación con los demás escenarios en estudio.

### 5.1.5. Distribución de fluidos

La variable más importante a evaluar después del factor de recobro, es la reducción de la saturación de aceite a medida que se aplican dichos proceso de recuperación mejorada. Parte de esta investigación es observar y estudiar cómo reducir la saturación residual de aceite en este tipo de yacimientos, ya que los procesos térmicos con inyección de vapor no están siendo totalmente efectivos, debido a las pérdidas de energía y a la no uniforme distribución del vapor.

**FIGURA 41.** Reducción de la Saturación de aceite promedia en el modelo bajo el proceso de combustión



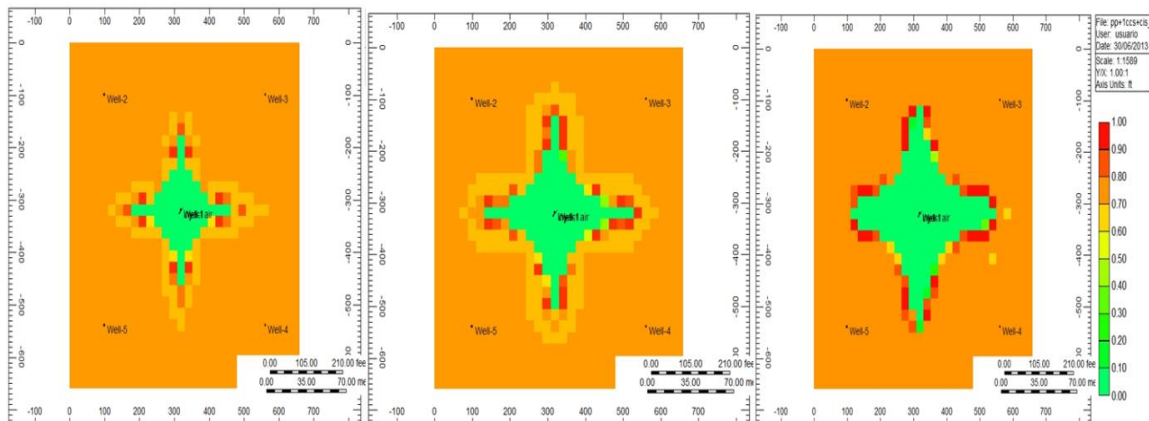
Fuente: Autor

En la figura 41, muestra la reducción de la saturación de aceite a medida que se desarrolla el proceso de combustión in situ, reduciéndola a una saturación PROMEDIO del modelo de yacimientos (10 acres) menor a 0.4, cabe resaltar que

para el área barrida va ser mayor la reducción de la saturación de aceite, ya que el simulador toma el área total del modelo. Para observar en detalle la reducción de la saturación de aceite dentro del área barrida por la combustión y los procesos térmicos, se explicará más adelante en comparación con los mejores escenarios encontrados durante la investigación.

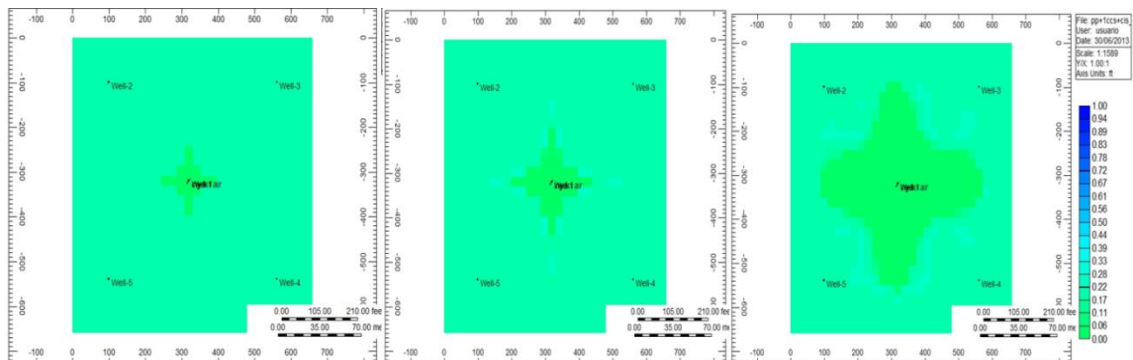
Para observar de mejor manera el barrido del frente de combustión, en la figura 42 y 43, se puede apreciar la reducción de la saturación de aceite a medida que pasa el tiempo. Cabe destacar que la eficiencia del proceso es bastante alta, ya que por donde está pasando el frente de combustión, está dejando una Saturación remanente prácticamente nula de aceite y de agua. También se puede apreciar el banco de petróleo que se forma a medida que va avanzando el frente de combustión, llegando a saturaciones de aceite igual a uno (1).

**FIGURA 42.** Barrido del frente de Combustión y reducción de la saturación de aceite



Fuente: Autor

**FIGURA 43.** Barrido del frente de Combustión y reducción de la saturación de agua



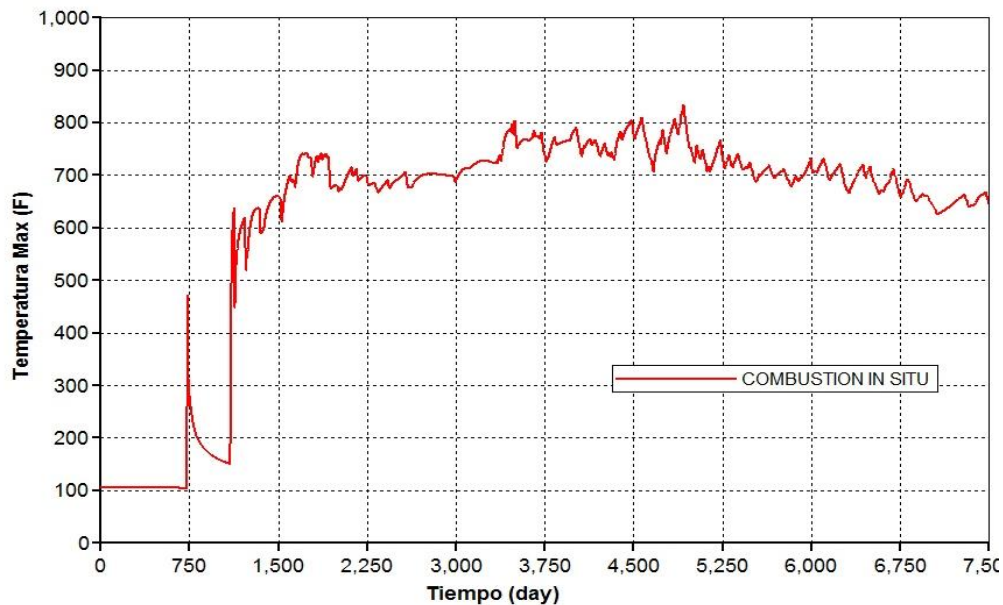
Fuente: Autor

Partiendo de lo anterior se va a comparar como influyen los procesos de inyección de vapor en la reducción de esta saturación remanente y como se podría plantear una estrategia de explotación para la implementación de estos procesos, creando un esquema secuencial que garantice un factor de recobro alto.

### 5.1.6. Distribución de la temperatura

En la figura 44, es posible analizar la temperatura máxima que se tiene en el yacimiento una vez iniciada la ignición, de esta manera estudiar la influencia en las temperaturas máximas logradas, con y sin las inyección de vapor. Como lo muestra la figura 44, se alcanzan temperaturas entre los 700 y 800 °F, lo cual indica que se está teniendo un frente de combustión estable durante el proceso.

**FIGURA 44.** Temperatura máxima durante el proceso de combustión – Caso Base



Fuente: Autor

Teniendo ya un caso base de comparación para el proceso de combustión In Situ, se procede a implementar los procesos de inyección de vapor para observar su efecto sobre la combustión, teniendo en cuenta las mismas variables que se analizaron para el caso base aplicando combustión in situ.

## **5.2. IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN POSTERIOR A LA INYECCIÓN CÍCLICA**

Teniendo ya un escenario de comparación para analizar los efectos sobre el proceso de combustión se procede a la simulación de los escenarios con inyección de vapor y su respectivo análisis de resultados.

Como se había dicho anteriormente, uno de los factores principales que influye en la respuesta del proceso de combustión in situ es la distribución de fluidos, la cual va cambiando a medida que se implementan los procesos de recuperación mejorada, además, la formación de los canales de agua y vapor presentes en el yacimiento, pueden influir de manera directa en la velocidad y comportamiento del proceso de combustión.

Para observar la influencia de estos factores sobre el proceso de combustión, se va tener en cuenta un análisis en el tiempo y en el espacio de la producción de fluidos producidos, gases de combustión, temperaturas alcanzadas, y reducción de la saturación de agua y aceite.

En primea instancia, para adquirir estos datos, se realizaron corridas de simulación, en el modelo de simulación desarrollado, bajo diferentes escenarios, la cual incluía la implementación de varios ciclos de estimulación con vapor (capitulo 4), con los mismos periodos de inyección, remojo y producción.

La tasa de inyección o flujo fue determinado a partir de correlaciones de la literatura, anexo 1, donde se encuentran las correlaciones para el cálculo de la tasa de inyección de aire a partir de las propiedades del aceite y del yacimiento. En la tabla 12, se aprecia las condiciones del yacimiento después de los ciclos de estimulación y a partir de estas condiciones determinar las condiciones operacionales para la implementación del proceso de combustión.

**Tabla 12.** Condiciones operacionales y de yacimiento para la implementación de CIS después de las estimulaciones

	INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR				
Parámetro	1 ciclo	3 ciclos	5 ciclos	7 ciclos	10 ciclos
Factor de Recobro, %	8.2	8.9	9.5	10.2	11.08
Np	116,163	126,080	134,580	144,496	156,962
N remanente (Nr)	1'300,464	1'290,547	1'282,047	1'272,131	1'259,665
Delta Nr	0	9,916	8,500	9,916	12,466
So prom	0.75	0.74	0.735	0.733	0.73
Sw prom	0.25	0.26	0.265	0.267	0.27
Temperatura prom	111	115	120	125	135
Fecha inicio CSS+ICV	(795 días)	(1367 días)	(1780 días)	(2171 días)	(8800 días)
Fecha inicio CSS+CIS	(795 días)	(1367 días)	(1780 días)	(2171 días)	(8800 días)
CONDICIONES OPERACIONALES – COMBUSTIÓN IN SITU					
Tasa de inyección MPCs/día	3.0	2.5	2.0	2.0	1.9
Presión de inyección, PSI	1200	1200	1200	1200	1200

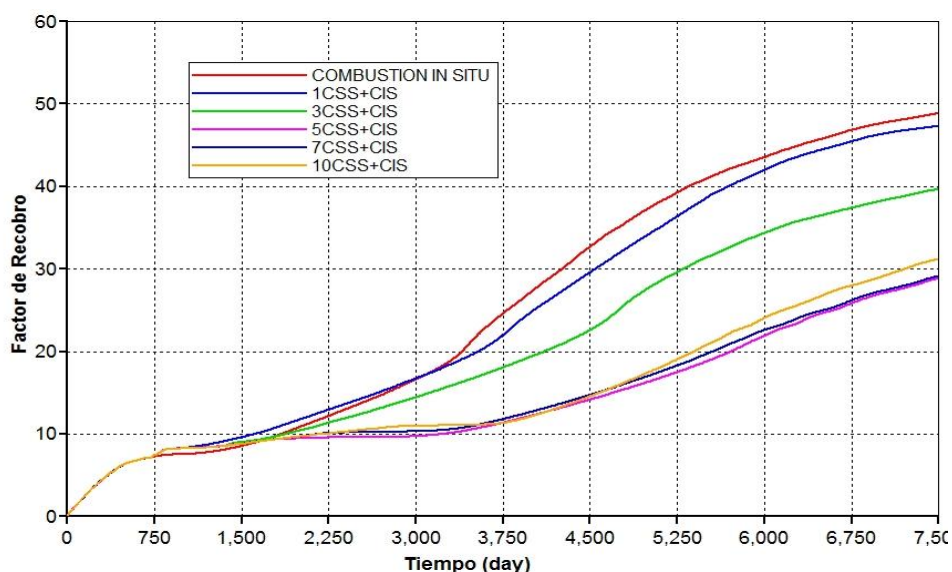
Fuente: Autor

Dado que el objetivo principal es evaluar el efecto de los ciclos de inyección para este caso, los cambios en la saturación de fluidos y temperatura, sobre las variables de respuesta ya mencionadas durante esta investigación, se obtuvieron graficas directamente del simulador y tablas para el análisis de este efecto.

### 5.2.1. Producción de fluidos

**Factor de recobro y Tasa de producción.** En la figura 45, se muestra el efecto de la implementación de los ciclos de estimulación previos al proceso de combustión, dando como resultado una mejor respuesta los escenarios donde se aplican un menor número de ciclos, obteniéndose un factor de recobro cercano a 50 %, para el mejor caso, sin embargo, el proceso de combustión para los demás escenarios se vieron influenciados de manera negativa a medida que aumentaron los ciclos de estimulación.

**FIGURA 45.** Comportamiento del Factor de Recobro al implementar CIS después de las estimulaciones con vapor



Fuente: Autor

También es importante apreciar que para la implementación de un ciclo de estimulación en los cinco pozos, es la que favorece de mayor forma la producción a comparación de las demás, sin embargo el caso base donde sólo se aplica combustión, tiene un mejor comportamiento que los escenarios con inyección cíclica de vapor, con un factor de recobro mayor, tabla 13.

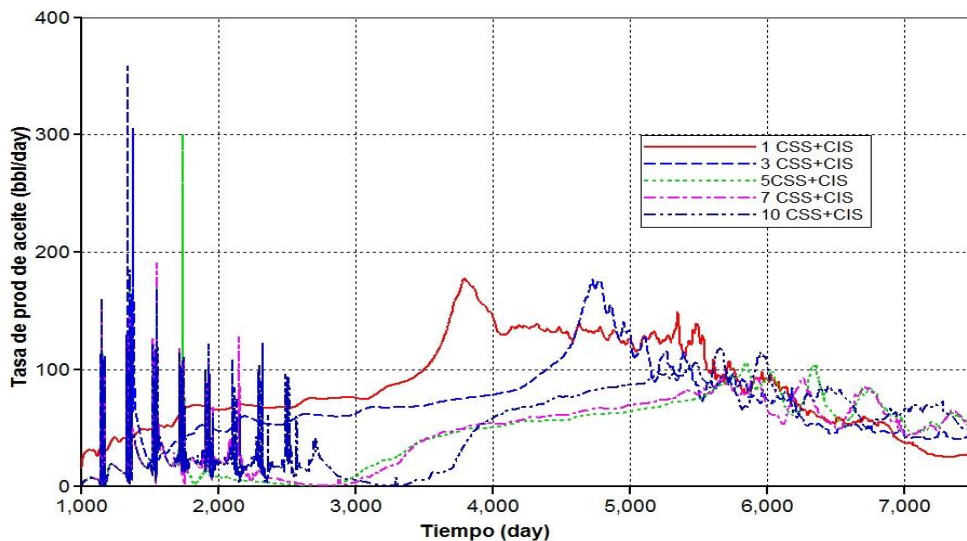
**Tabla 13.** Comportamiento del Factor de Recobro al implementar CIS después de las estimulaciones con vapor

	1 CICLOS	3 CICLOS	5 CICLOS	7 CICLOS	10 CICLOS	CASO BASE
Factor de recobro, %	47.2	39.6	29	30	31	49
Diferencial caso base CIS, %	1.8	9.4	20	19	18	0

Fuente: Autor

Lo que concierne a la tasa de producción se puede apreciar en la figura 46, que se obtienen mayores tasas durante más tiempo en los escenarios con pocos ciclos de estimulación, sin embargo, el proceso de combustión in situ después de sólo la producción primaria logra mejores tasas de producción, convirtiéndose en el escenario más efectivo, por encima de los escenarios con estimulaciones con vapor.

**FIGURA 46.** Tasa de producción de aceite después de implementar CSS y CIS



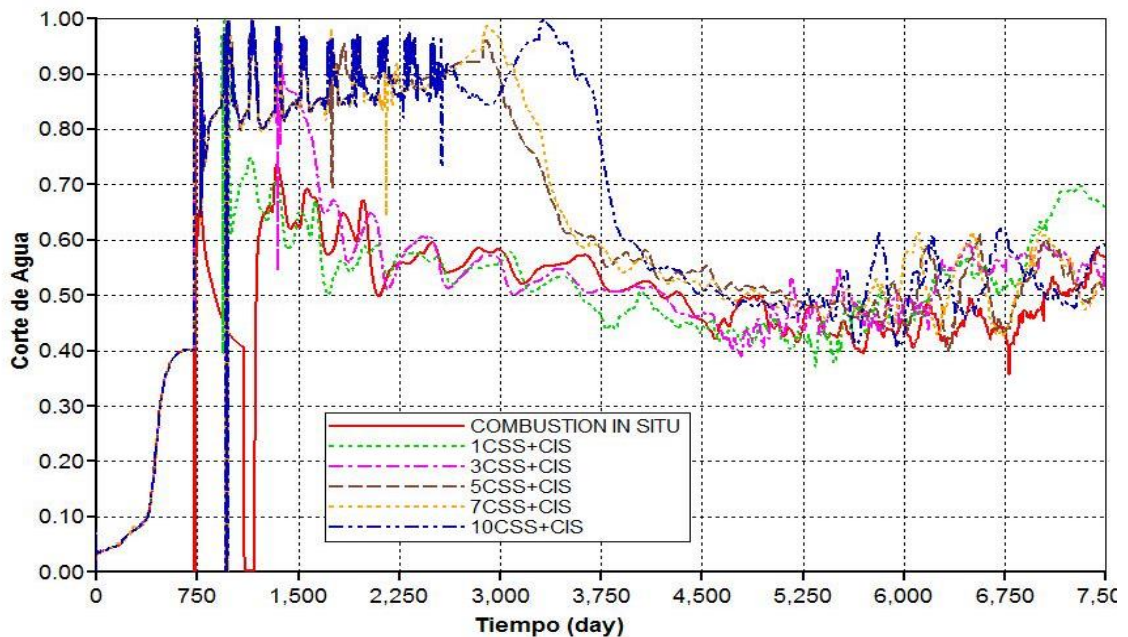
Fuente: Autor

**Corte de agua.** El corte de agua es un parámetro importante teniendo en cuenta que se ha inyectado agua en forma de vapor al yacimiento, por lo tanto esta agua tiene que ser barrida y desplazada también por el frente de combustión, convirtiéndose así en una combustión semi - húmeda o húmeda dependiendo de la cantidad de agua que se halla inyectado, ya que el calor que genera la combustión va evaporar el agua presente en el yacimiento, formándose canales de vapor y una reducción en la cantidad de crudo desplazado, además de temperaturas más bajas.

Como se observa en la figura 47, después de implementar los ciclos de estimulación, y aplicar la combustión in situ, al principio al corte de agua para los

caso donde se inyectó una mayor cantidad de vapor el corte de agua llega a un punto más alto, casi el 100%, esto es debido a que el frente de combustión también desplaza esta agua condensada hacia los pozos productores y posteriormente este corte baja cerca de un 50%, teniendo en cuenta que dentro de las zonas de la combustión está una zona de vapor, que se forma debido al calor de la combustión teniendo en cuenta la saturación de inicial agua del yacimiento.

**FIGURA 47.** Corte de agua para los escenarios con combustión posterior las estimulaciones

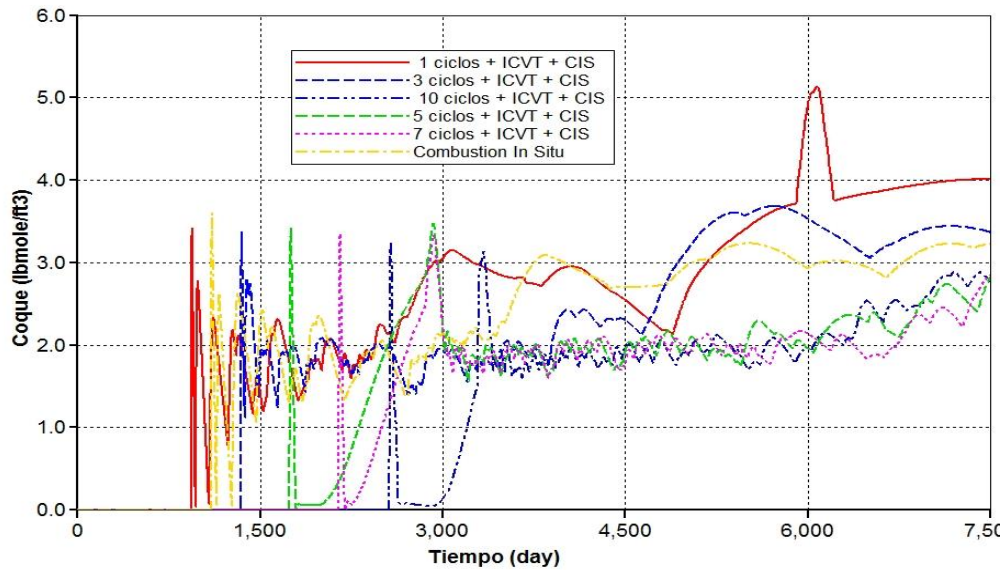


Fuente: Autor

### 5.2.2. Depositación de coque

En la figura 48, se observa el comportamiento de coque depositado y consumido en el modelo de simulación para diferentes escenarios de tasa de inyección y a diferentes ciclos de estimulación previos a la combustión.

**FIGURA 48.** Producción y Consumo de combustible para los escenarios de combustión con estimulaciones previas comparado con el caso base de combustión

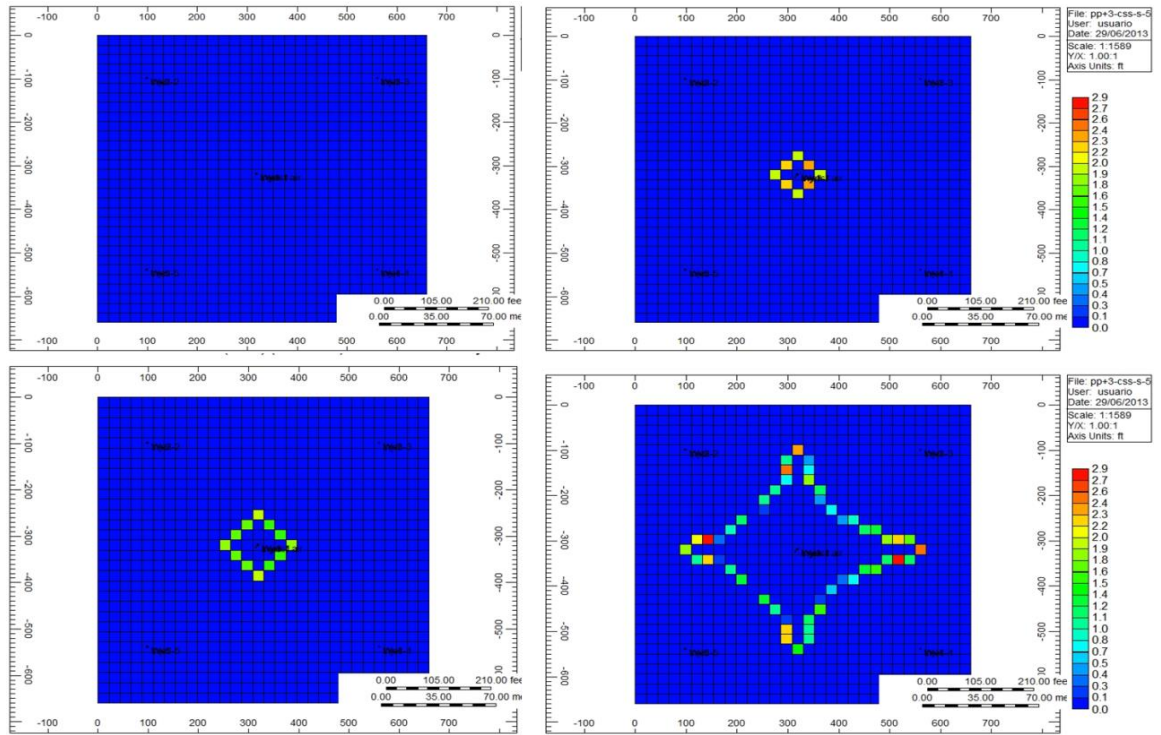


Fuente: Autor

El comportamiento oscilatorio de las curvas se da gracias a que a medida que el frente de combustión va avanzando se va generando y consumiendo el combustible.

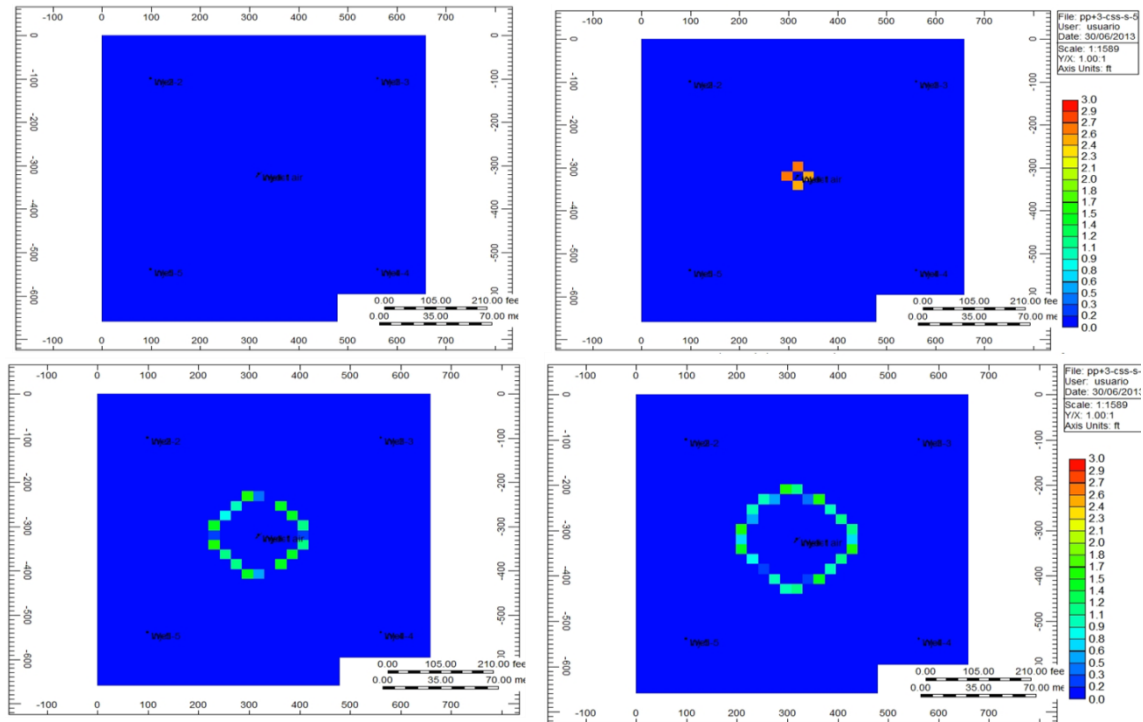
Como se observa en más detalle (figura 49), cuando se encuentra una cantidad mayor de hidrocarburo en el yacimiento se tendrá que producir una mayor cantidad de combustible para extraer este aceite. La curva roja corresponde a la producción de combustible para la implementación de un (1) ciclos de estimulación antes de la combustión, donde alcanza mayores picos de generación mayor que la de combustión sola, esto es debido a que el agua que encuentra ayuda a la transferencia de calor y a que se generen temperaturas más altas, pero a medida que esta cantidad de agua en el yacimiento debido a los ciclos de inyección aumenta, el efecto de estos ciclos va ser perjudicial para el desarrollo y generación de coque, (cabe aclarar que los resultados están limitados al tipo de crudo al que se le implemente el proceso de combustión).

**FIGURA 49.** Avance del frente observando la producción de combustible caso 1CSS+ClS



Fuente: Autor

**FIGURA 50.** Avance del frente observando la producción de combustible caso 10CSS+CIS



Fuente: Autor

Para comparar a mejor detalle se puede ver en las figuras 49 Y 50, donde se aprecia que después de implementada la combustión en el yacimiento a un mismo periodo de tiempo para los casos de un ciclo de estimulación y el de 10 ciclos de estimulación, se observa que se produce una mayor cantidad de combustible cuando hay una menor cantidad de agua y el frente de combustión va ir seguir una mejor distribución.

### 5.2.3. Producción gases de combustión

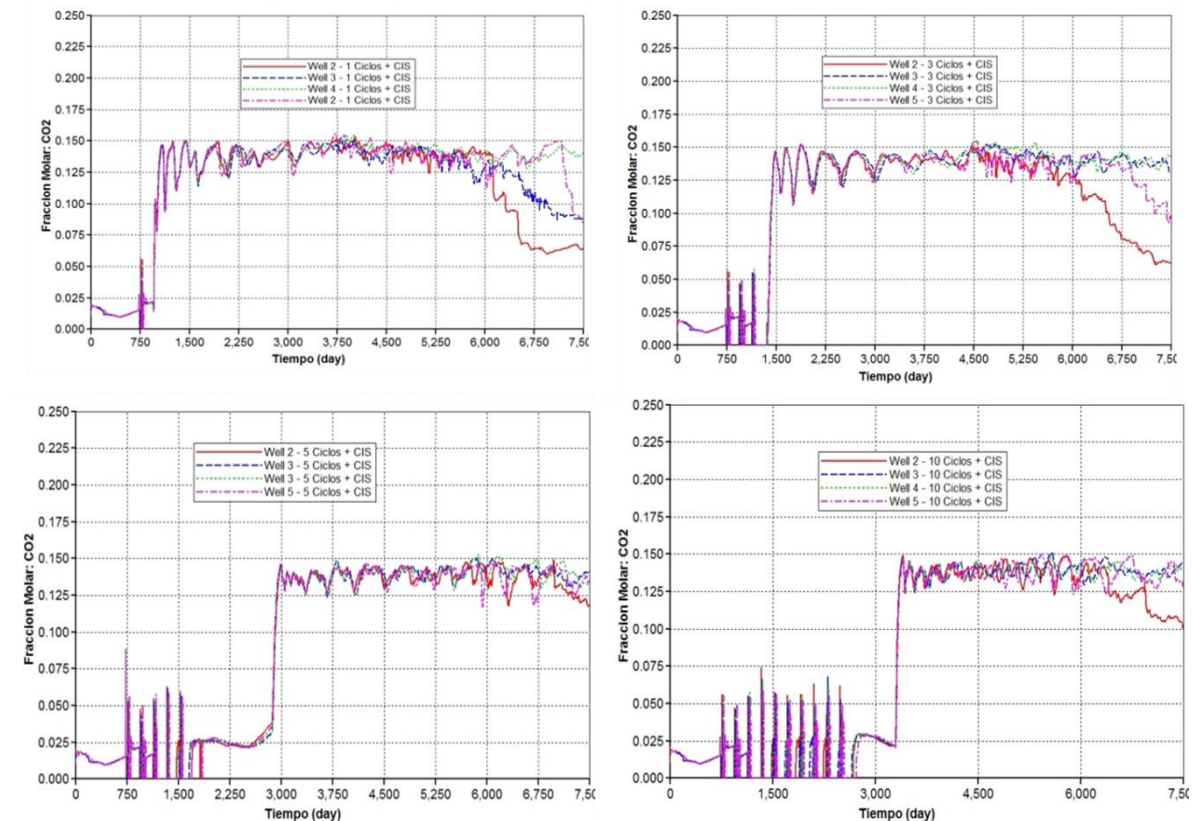
De los parámetros de evaluación a escala de campo más importantes es la producción de  $\text{CO}_2$ , ya que esta variable de salida da a conocer el régimen de temperatura que esta predominando dentro del proceso de combustión. En la figura 51, se muestran el comportamiento de la fracción molar de  $\text{CO}_2$  producido bajo los diferentes escenarios propuestos con estimulaciones con vapor.

Se observa que todos los escenarios en la mayoría de tiempo del proceso predominaron las reacciones de oxidación a altas temperaturas, es decir se generaron fracciones molares alrededor del 0.12-0.15, sin embargo la respuesta al inicio de la inyección de aire es diferente, así como los tiempos de ruptura del frente de combustión.

Estos dos fenómenos se deben la alta saturación de agua cerca al pozo inyector, además de los canales preferenciales de agua y vapor que se formaron después de las estimulaciones con vapor, trayendo así una irrupción temprana del oxígeno y una velocidad del frente totalmente diferente en cada caso.

Como se dijo anteriormente la gran diferencia de los escenarios radica en el tiempo de ruptura y en el tiempo de respuesta del yacimiento, ya que a mayor cantidad de vapor inyectado se va tener una menor cantidad de aceite en las cercanías del pozo inyector y en general en el yacimiento, al inicio de la inyección de aire, por lo tanto la tasa de inyección también va ser reducida, por tal motivo para este caso el tiempo de irrupción de oxígeno en los pozos productores no sólo dependerá de la tasa de inyección sino de la cantidad de vapor previamente inyectado.

**FIGURA 51.** Producción de CO<sub>2</sub> para los casos estudiados con estimulaciones con vapor



Fuente: Autor

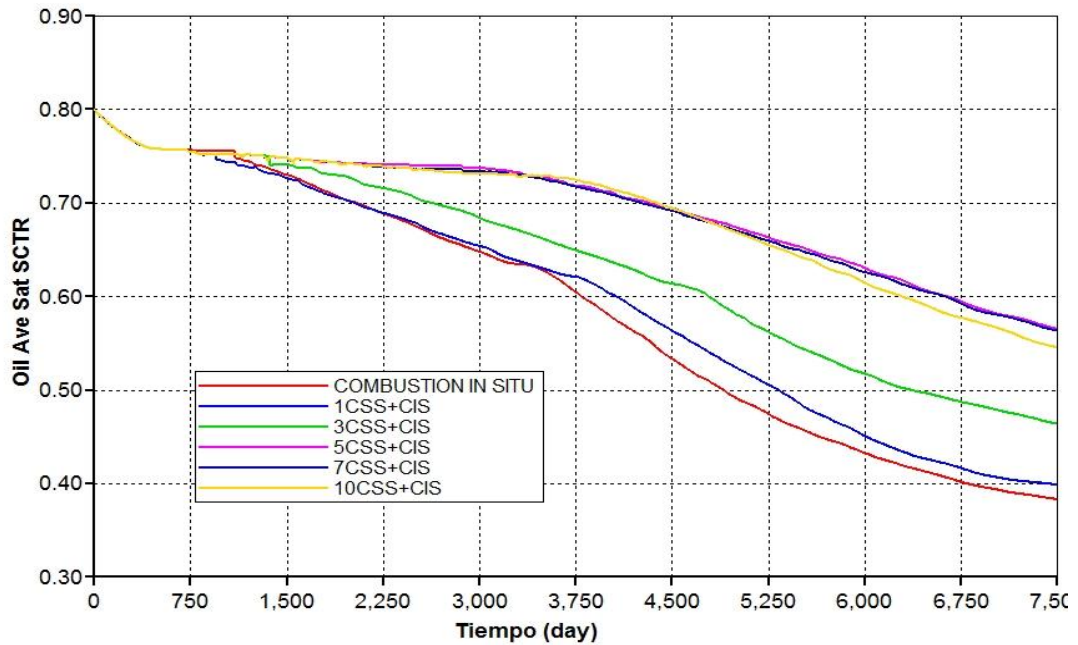
### 5.2.4. Distribución de fluidos

En esta investigación, uno de los objetivos importantes es encontrar una estrategia que ayude a la disminución de la saturación residual en este tipo de yacimientos, teniendo en cuenta procesos térmicos. Así como también el factor de recobro es uno de los parámetros claves para estudiar la eficiencia de los proceso de recuperación, la reducción de la saturación promedio de aceite es un parámetro que puede dar un indicador impórtate.

En la figura 52, se aprecia la reducción de esta saturación promedio a medida que transcurre el proceso de combustión para los escenarios con estimulaciones con vapor, observándose que la reducción más notoria ocurre cuando antes del proceso de combustión no hay estimulaciones previas con vapor, lo que corrobora

los dicho anteriormente cuando se analizó el factor de recobro y la producción de fluido, esto debido a que las estimulaciones dan un efecto negativo dentro de lo que concierne al barrido de fluidos.

**FIGURA 52.** Reducción de la saturación de aceite para los escenarios con estimulación con vapor y combustión in situ



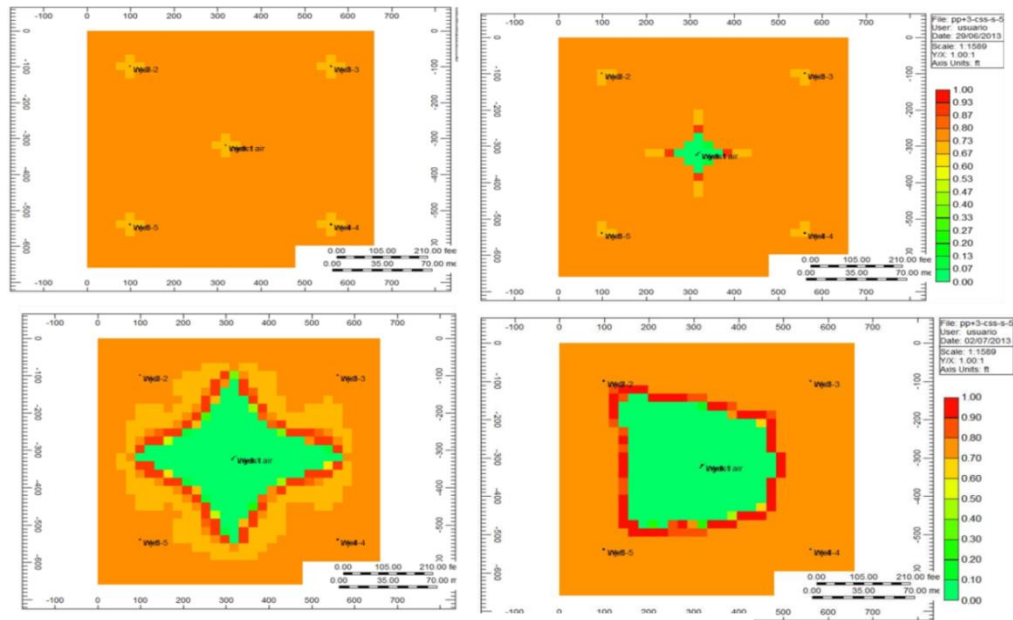
Fuente: Autor

Para un mejor detalle se puede observar en vista areal el avance del frente de combustión y del banco de aceite para la arena de las cuatro presentes en el yacimiento. A medida que el proceso va transcurriendo, (figuras 53, 54, 55, 56), se observa el mejor caso y el peor caso de esta parte de la investigación con estimulaciones con vapor, mostrando la influencia de la saturación de fluidos en el proceso, aumentado el tiempo de irrupción y el avance del frente, además cambiando la dinámica total del proceso.

Cabe destacar dentro de los resultados encontrados, que las estimulaciones con vapor conlleva un aumento en la saturación de agua cerca al pozo inyector y pozos productores, trayendo así que la respuesta del proceso de combustión es

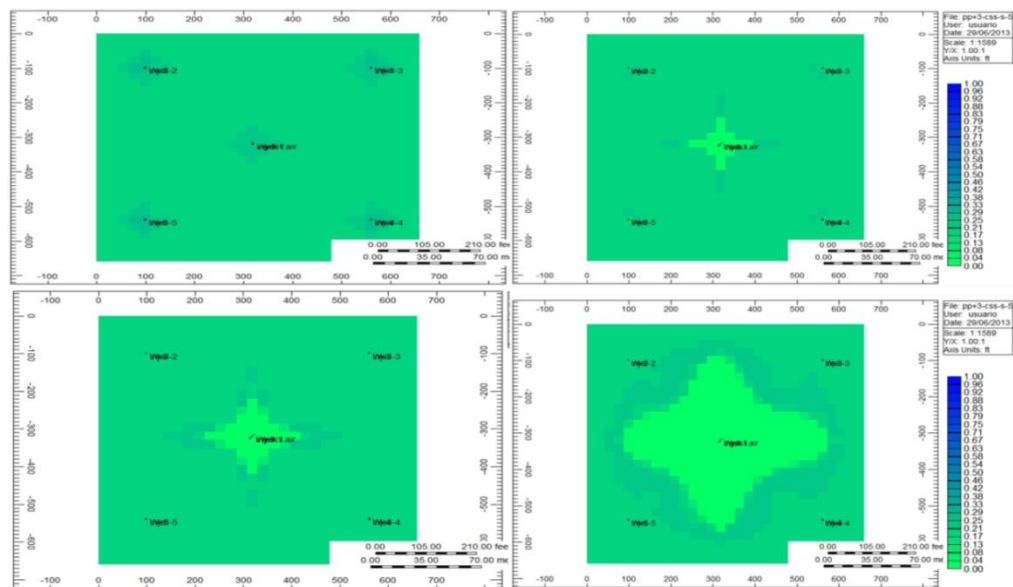
más pobre, teniendo en cuenta la reducción de la saturación de fluidos, llegando a concluir que las estimulaciones con vapor para este yacimiento en especial trae efectos negativos en la producción de aceite y reduce la eficiencia del proceso de combustión.

**FIGURA 53.** Reducción de la saturación de aceite para el mejor caso con 1 ciclo de estimulación



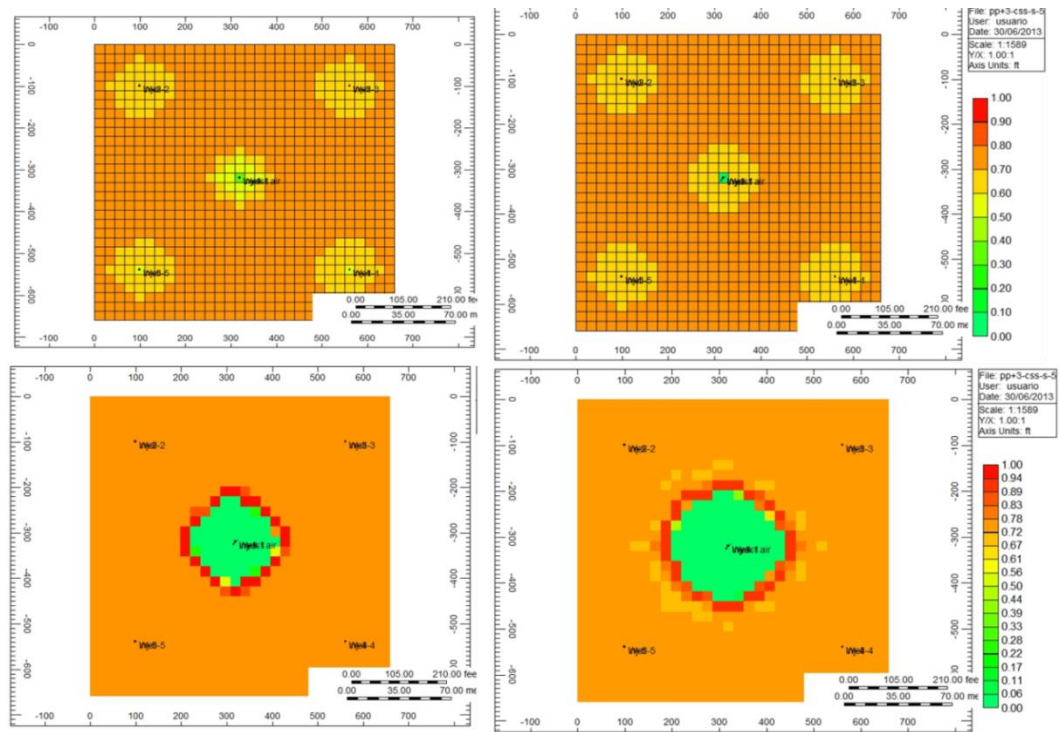
Fuente: Autor

**FIGURA 54.** Reducción de la saturación de agua para el mejor caso con 1 ciclo de estimulación



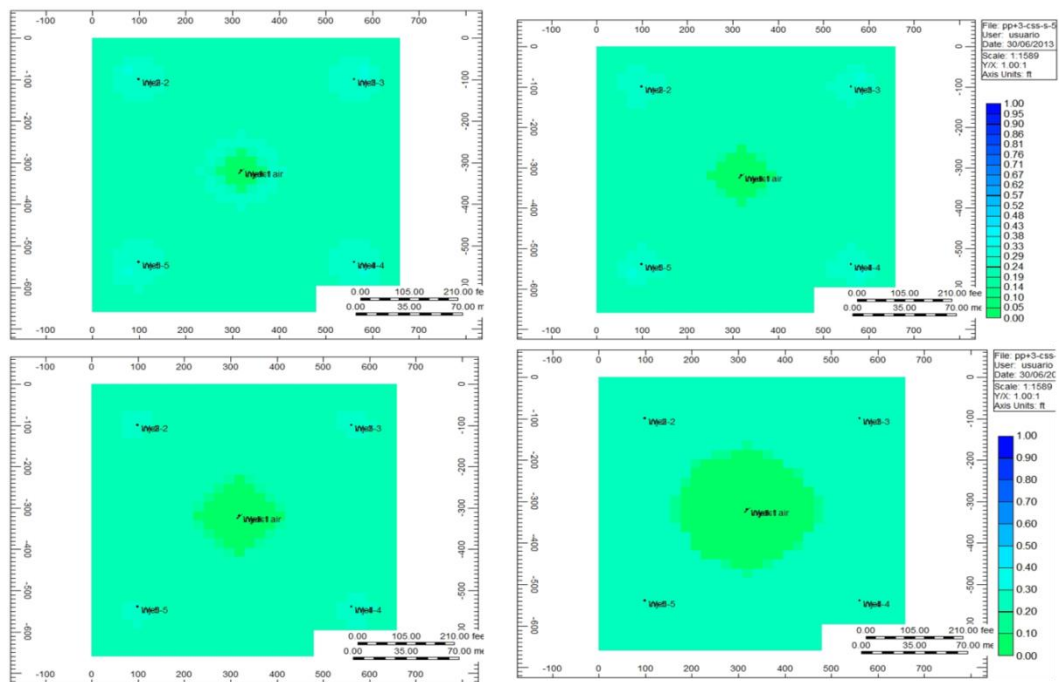
Fuente: Autor

**FIGURA 55.** Reducción de la saturación de aceite para el peor caso con 10 ciclo de estimulación.



Fuente: Autor

**FIGURA 56.** Reducción de la saturación de agua para el peor caso 10 estimaciones

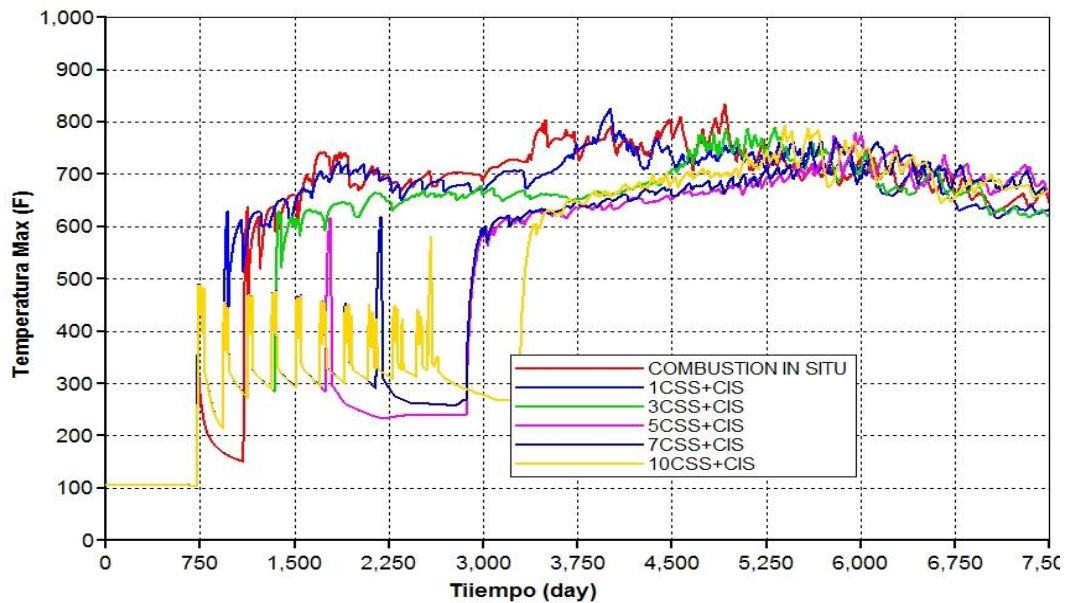


Fuente: Autor

### 5.2.5. Distribución de la temperatura

En cuanto la temperatura máxima, a nivel de escala de campo es posible analizar los picos de temperatura teniendo en cuenta la temperatura más alta. En la figura 57, se observa la influencia que tiene los ciclos de inyección previos a la combustión sobre los picos de temperatura, donde se aprecia que la saturación de agua cerca de el pozo inyector afecta de manera directa la respuesta del yacimiento al proceso de combustión, evidenciándose no solamente en las temperaturas sino en las otras variables ya estudiadas, observándose así, que para pocos (o ningún) ciclos de estimulación se tienen mayores picos de temperatura.

**FIGURA 57.** Temperatura máxima alcanzada para cada caso comparada con el caso base de combustión



Fuente: Autor

La figura 57 describe las temperaturas máximas en cada caso, observándose que el caso base de combustión se obtienen temperaturas más altas y de forma más rápida, teniendo en cuenta que la saturación de agua va ser menor, sin embargo se

observa que en todos los casos se tiene temperaturas en el rango de 600 F hasta 800F.

### 5.2.6. Parámetros de evaluación técnica

A partir de las fracciones molares conocidas de los gases de combustión se determinan los parámetros de evaluación a escala de campo, explicadas en el Anexo 2, para su respectivo análisis. Las cuales se representan en la tabla 14.

**Tabla 14.** Parámetros de combustión para los diferentes escenarios con estimulaciones.

Proceso	Parámetros de combustión						
	TIA MMPcs/ día	CO <sub>2</sub> , fracción	TIEMPO Ruptura O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> fracción	CO fracción	H/C, fracción	RAC MMPCS/Acre -pie
Sólo CIS	3.5	0.142		0.82	0	1.739	9.23
1 CCS+CIS	3	0.142	5,132	0.82	0	1.739	9.23
3 CCS+CIS	2.5	0.139	4,397	0.82	0	1.849	9.23
5 CCS+CIS	2.0	0.142	5,314	0.82	0	1.739	9.23
7 CCS+CIS	2.0	0.150	5,010	0.82	0	1.539	9.23
10 CCS+CIS	1.9	0.152	3,837	0.82	0	1.639	9.23

Fuente: Autor

**Relación aparente Hidrogeno/ Carbono (H/C).** Esta relación es muy empelada para determinar en qué régimen opera el proceso de combustión in situ, sea para pruebas de laboratorio como para procesos a escala de campo. Una menor relación H/C indica que el combustible o coque tiene mayor cantidad de carbonos, por lo tanto el rompimiento de estos enlaces y la producción de este combustible, a partir de la combustión será cada vez mayor logrando así mayores temperaturas. Sin embargo, estos valores deben ser manejados para evitar que se produzca un combustible pre-oxidado, reduciendo así el factor de recobro y produciendo una cantidad innecesaria de combustible.

Como se aprecia en la tabla 14, los valores que se obtienen durante el proceso de combustión cuando no se ha producido la irrupción en los pozos productores está

en los valores de un rango de 1-2, lo cual quiere decir según el anexo 1, donde se nombran los parámetros de evaluación que durante el proceso se desarrollaron reacción de oxidación de rompimiento de enlaces o de alta temperatura.

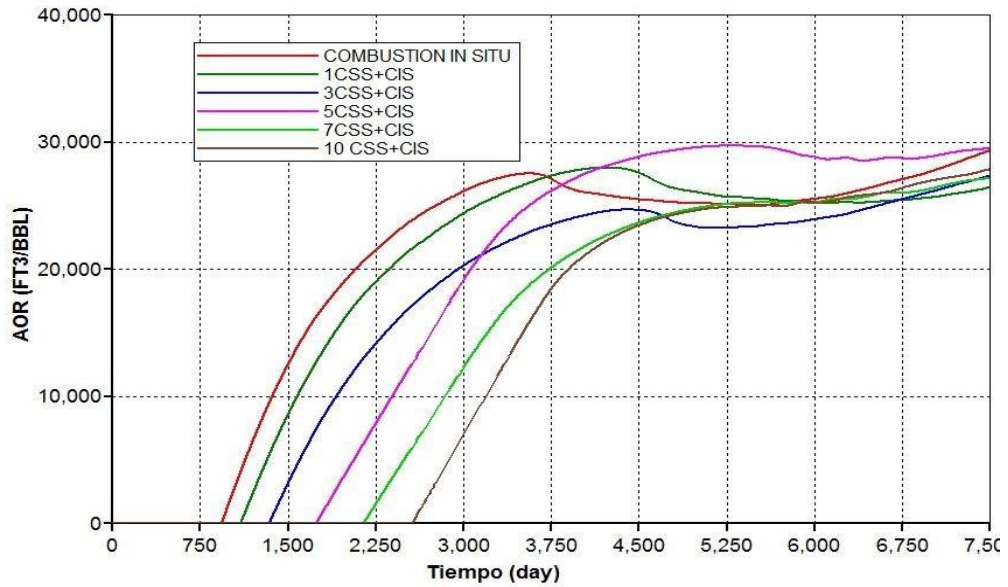
**Relación Aire Combustible RAC (PCS/acre-pie).** Se espera que un buen proceso de combustión tenga bajas relaciones aire/combustible RAC (más producción de óxidos de carbono con menos inyección de aire). Esta relación está directamente asociada con el tipo de crudo que se tenga en el yacimiento y la saturación de hidrocarburo que exista, debido a que si se tiene una mayor cantidad de aceite la cantidad de crudo que tiene que reaccionar y quemarse como combustible va ser mayor, por ende, se va necesitar mayor cantidad de aire para consumir este combustible.

Para este caso en la tabla 14, se muestra que esta relación de aire por combustible tiene a tener un valor con poca diferencia, ya que para cada escenario la saturación era diferente por lo tanto la cantidad combustible también debía ser menor, y la cantidad de aire inyectado fue diferente, por lo tanto la relación se mantiene entre 9 y 10 MMPCS/Acre pies.

**Relación aire-aceite-AOR.** En la figura 58, se puede apreciar el comportamiento de la relación AOR, para los diferentes casos, donde se puede ver que para los escenarios donde se obtuvo un mejor comportamiento de la relación AOR, es cuando se ha inyectado una cierta cantidad de vapor en el yacimiento, ya cuando esta relación disminuye es debido a que la extracción por medio del proceso de combustión in situ está siendo efectiva.

Esta relación es un indicador de cuan efectiva está siendo el proceso de combustión in situ, si la relación AOR es muy alta el proceso de combustión no está siendo totalmente efecto, en general una relación por encima de 50 000 pies<sup>3</sup>/ bbl no es un proceso atractivo técnica ni económicamente.

**FIGURA 58.** Relación AOR, para todos los casos con estimulaciones previas



Fuente: Autor

Teniendo en cuenta todos los parámetros analizados durante esta etapa de la investigación, se realiza un bosquejo de la influencia del vapor inyectado previamente a la combustión, para estudiar tres variables importantes, el factor de recobro incremental, el tiempo de ruptura del oxígeno y la velocidad del frente de combustión. De ese análisis sale la tabla 15, la cual muestra en detalle la influencia de la relación entre el vapor y el aire total inyectado durante cada escenario.

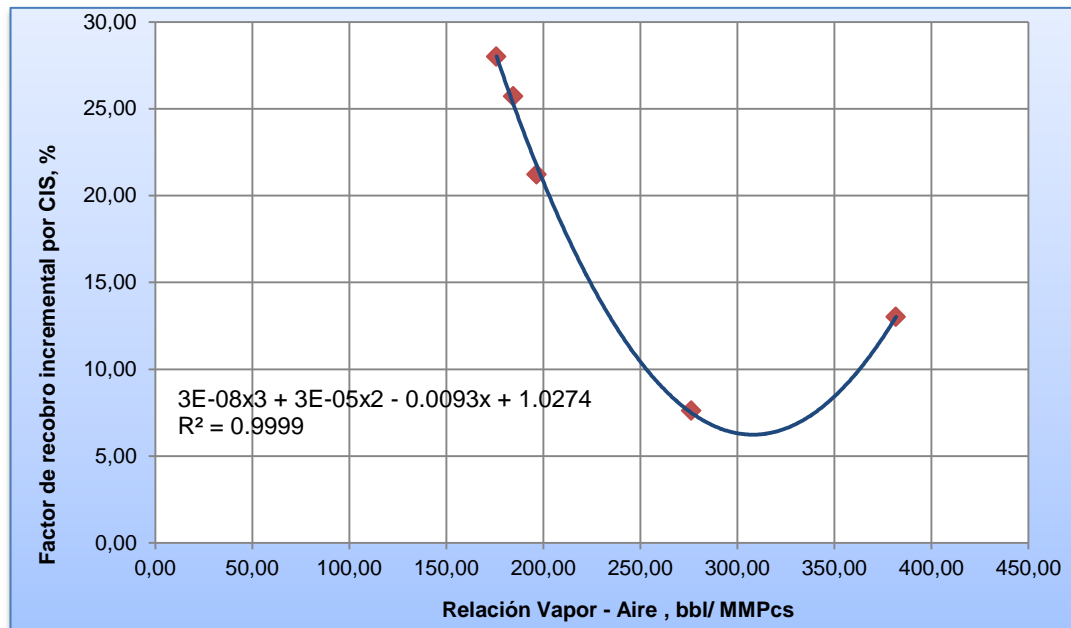
**Tabla 15.** Parámetros de evaluación respecto a la relación vapor- aire.

	PARÁMETROS DE COMBUSTIÓN								
	Tasa de aire	Tiempo irrupción	Velocidad frente CIS	Tiempo CIS	Aire inyectado	Vapor inyectado	Relación Vapor-Aire	Total	FR incremental CIS
Unidades	MMPcs/día	días	pies/día	días	MMPCS	bbl	MMPcs/bbl	%	%
<b>CIS</b>	3.5	1824	0.181	6900	24150	0	0	49	40.00
<b>1 CCS+CIS</b>	3.0	5132	0.064	6566	19698	25000	1.27	47.20	39.00
<b>3 CCS+CIS</b>	2.5	4397	0.075	6160	15400	75000	4.87	39.60	30.70
<b>5 CCS+CIS</b>	2.0	5314	0.062	5758	11516	125000	10.85	29.00	19.50
<b>7 CCS+CIS</b>	2.0	5010	0.066	5354	10708	175000	16.34	30.00	19.80
<b>10 CCS+CIS</b>	1.9	3837	0.086	4937	9380	250000	186.56	31.00	19.20

Fuente: Autor

Partiendo de lo anterior tabla se crean las siguientes gráficas para observar la influencia del vapor sobre el factor de recobro, tiempo de irrupción y velocidad del frente en función de la relación vapor-aire inyectados en cada escenario.

**FIGURA 59.** Factor de recobro incremental por CIS vs la relación Vapor- Aire inyectado



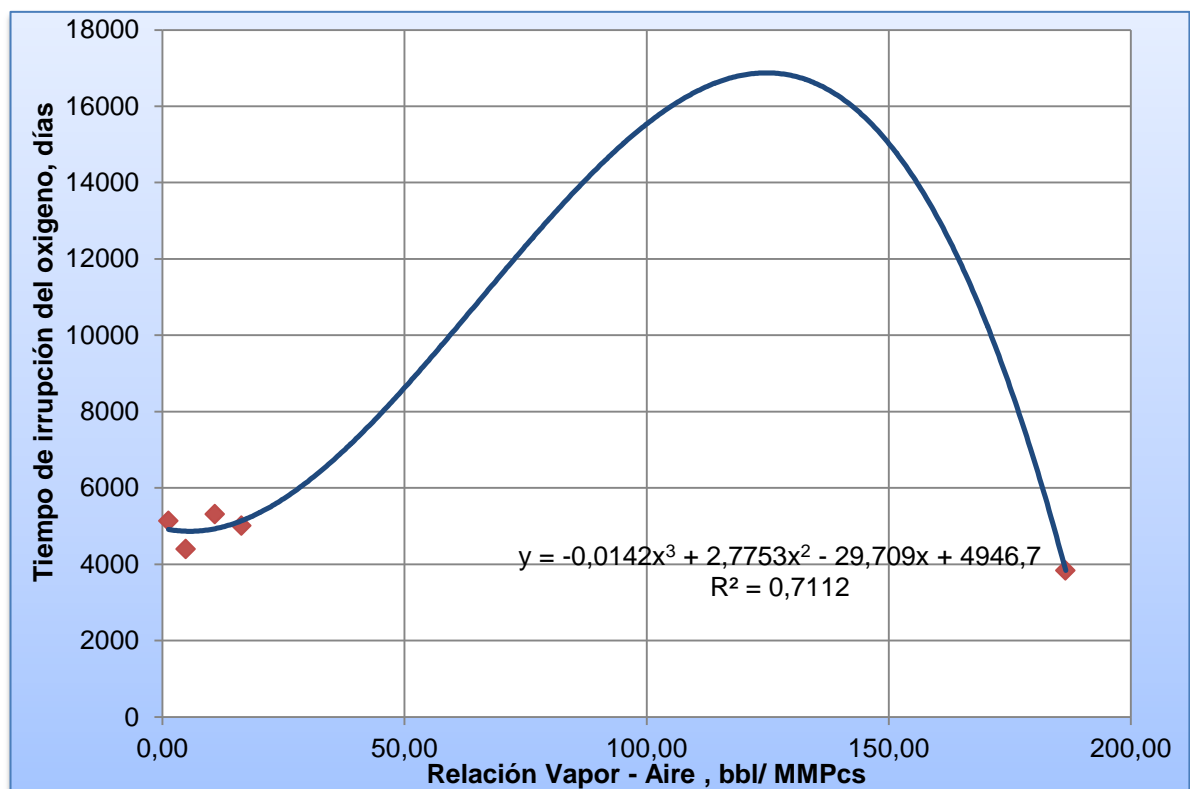
Fuente: Autor

En la Figura 59, se puede apreciar que el efecto en los escenarios cuando se ha inyectado una mayor cantidad de vapor previo por medio de estimulaciones con vapor. Como se observa cuando se inyecta cierta cantidad de vapor la combustión no es totalmente efectiva (3 a 7 estimulaciones) y se va reduciendo este factor de recobro incremental a un punto crítico o mínimo, después de esto el vapor empieza a dar efectos positivos sobre la dinámica del proceso, ayudando así al aumento del factor de recobro. Lo anterior debido a que existe un punto crítico donde el vapor va ayudar al proceso de combustión a ser más efectivo, teniendo en cuenta los canales preferenciales que se forman.

**Tiempo de ruptura del O<sub>2</sub>.** Uno de los parámetros importantes a estudiar es la irrupción del oxígeno en los pozos productores, ya que este parámetro indica si

existen canales preferenciales de oxígeno y si se está canalizando por alguna zona del yacimiento. En la figura 60 se aprecia la influencia directa entre el tiempo de irrupción y la relación vapor - aire en los escenarios desarrollados en esta etapa. Para esta relación vapor- aire no se determinaron valores críticos, ya que estos valores depende directamente de cada yacimiento y de la respuesta de éste, a los procesos térmicos.

**FIGURA 60.** Tiempo de ruptura del Oxígeno en relación con el vapor inyectado previamente en las estimulaciones

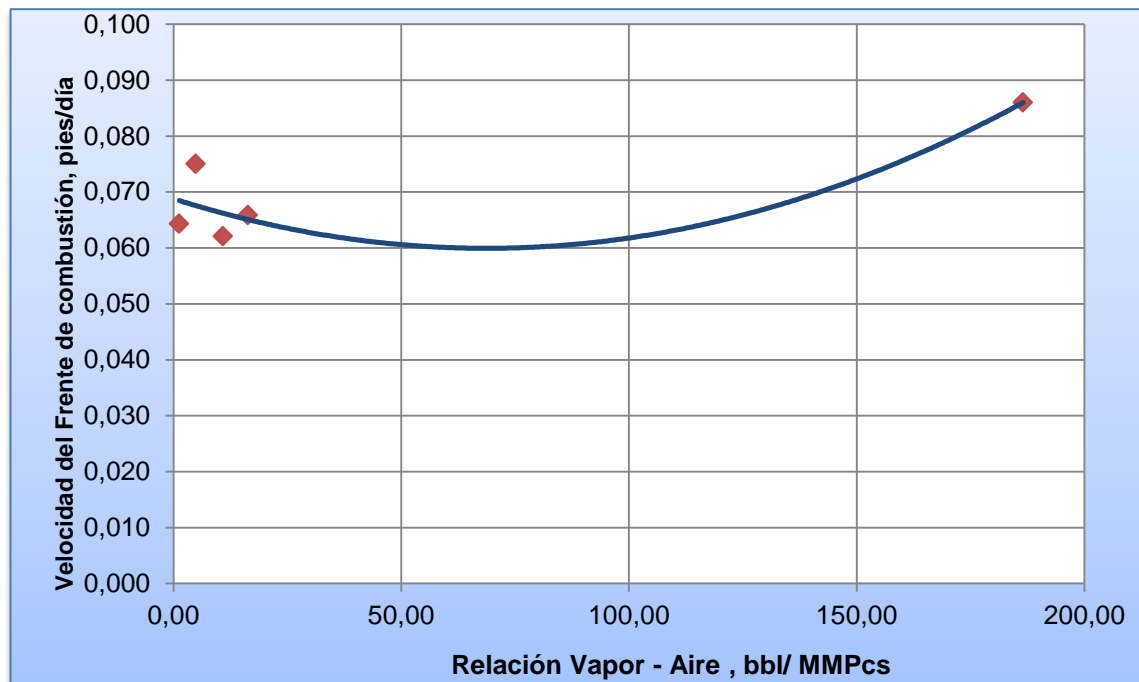


Fuente: Autor

**Velocidad del frente de combustión.** Para determinar la velocidad del frente de combustión, se partió de la posición del frente en cada caso observando los resultados en el espacio y teniendo en cuenta la irrupción de Oxígeno en los pozos productores, figura 61. Como la velocidad del frente de combustión en todos los puntos no es la misma, debido a distribución de fluidos diferente en el espacio,

se calculó la velocidad promedio partiendo de los gases producido y observando la caída de la producción de CO<sub>2</sub>. En la figura 621 se observa como la velocidad del frente aumenta a medida que la cantidad de vapor inyectado en el yacimiento fue mayor, esto es debido a dos factores, canales preferenciales de agua condensada en el yacimiento y el efecto de la tasa de inyección, ya que esta influye en la velocidad del frente.

**FIGURA 61.** Velocidad del frente de combustión con respecto a la relación vapor aire



Fuente: Autor

### 5.3. IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN POSTERIOR A LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Para yacimientos donde el crudo pesado es móviles, como es el caso del aceite de esta investigación, también se plantea la opción de implementar procesos de inyección continua de vapor antes de implementar el proceso de combustión. Para estudiar el efecto de este proceso previo antes del proceso de combustión, se plantearon dos escenarios generales. El primero de éstos es la implementación de

la inyección de aire en el tiempo de ruptura del vapor, y el segundo escenario, cuando la tasa de producción de aceite por medio de la inyección continua de vapor sea menor a los 100 bbl/ día, este límite se consideró teniendo en cuenta que son cuatro pozos los que están produciendo esta cantidad de aceite.

#### 5.4. IMPLEMENTACIÓN COMBUSTIÓN A TIEMPO DE RUPTURA DEL VAPOR

Así como en los escenarios cuando sólo se realizó la implementación de las estimulaciones con vapor, se realiza el mismo análisis de los fluidos producidos y demás variables donde se logre analizar la influencia de estos procesos sobre el proceso de combustión.

Esta parte de la investigación, estudia el proceso de combustión al implementarlo en el tiempo de ruptura del vapor, teniendo en cuenta que después de este tiempo la tasa de producción inicia su declive y el proceso empieza a ser menos eficiente.

**Tabla 16.** Condiciones y parámetros de operación para el proceso de combustión

	INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR				
Parámetro	1 ciclo	3 ciclos	5 ciclos	7 ciclos	10 ciclos
Factor de Recobro- rup, %	25.6	24	22.5	20	17
Np-ruptura, bbl	362, 657	339,990	318,741	283,325	240,827
Nr ruptura, bbl	1`053,970	1`076,637	1`097,886	1`133,302	1`175,800
So prom	0.55	0.58	0.62	0.65	0.66
Sw prom	0.45	0.42	0.38	0.35	0.34
Parámetros operacionales durante la combustión					
Tasa de inyección, MMPCS/día	2.0	2.3	2.3	2.5	2.8
Presión de inyección, PSI	1200	1200	1200	1200	1200

Fuente: Autor

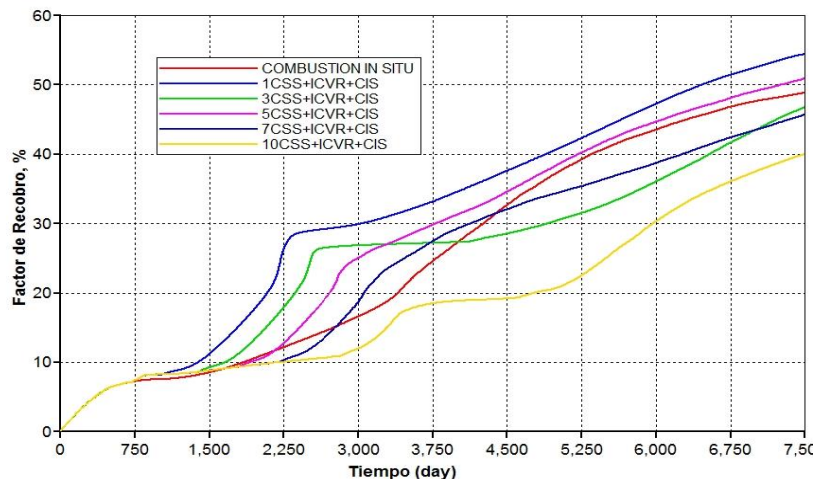
Para la implementación del proceso de combustión en esta fase de la investigación se utilizaron los siguientes parámetros operacionales y calendario de inyección, como lo muestra la tabla 16.

Para la implementación de este proceso, se tienen los parámetros operacionales calculados a partir de las correlaciones explicadas en el anexo 1, como se realizó en la implementación posterior a las estimulaciones.

#### 5.4.1. Producción de fluidos

**Factor de recobro y tasa de producción.** En la figura 62, se puede apreciar el comportamiento del factor de recobro bajo los diferentes escenarios de implementación del proceso de combustión, teniendo en cuenta que se inició la inyección de aire en el tiempo de ruptura para cada escenario. En esta figura 62, podemos observar que la mejor respuesta sigue siendo el escenario donde se tienen menos ciclos de estimulación con vapor, sin embargo, la respuesta del yacimiento a la combustión es más demorada, esto debido a que para los procesos donde la ruptura fue a un tiempo mayor, el yacimiento posee mayor saturación de agua cerca al pozo inyector, por tal motivo la respuesta va ser un poco más tardía.

**FIGURA 62.** Factor de recobro para los escenarios con inyección continua y combustión aplicados a tiempo de ruptura



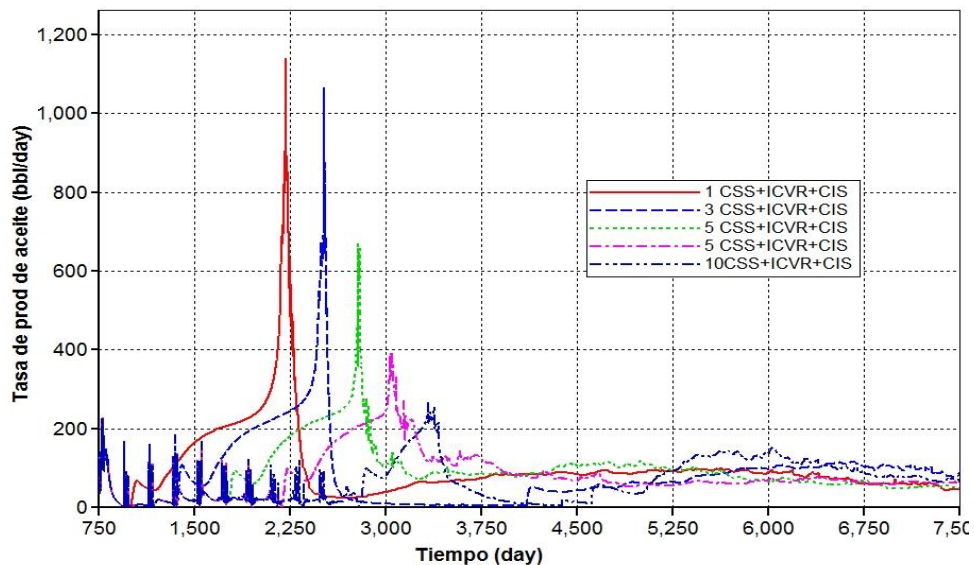
Fuente: Autor

Cabe resaltar que a pesar de que la respuesta se ve en un tiempo más largo, el factor de recobro incremental sigue siendo mayor para los casos con uno y tres

estimulaciones previas, esto debido a que ya se tiene unos canales preferenciales y un calentamiento de la formación que ayude a la depositación de combustible, sin embargo, hay bastantes pérdidas de calor debido al agua condensada existente en el yacimiento debido a los procesos de inyección de vapor.

En la figura 63, se observa el comportamiento de la tasa de producción, donde se ve más claro que el proceso de combustión in situ, hay cierto tiempo de demora para cada caso, sin embargo la eficiencia del proceso se ve afectada por la saturación de agua en el yacimiento.

**FIGURA 63.** Tasa de producción de aceite para los escenarios con inyección continua y combustión en tiempo de ruptura



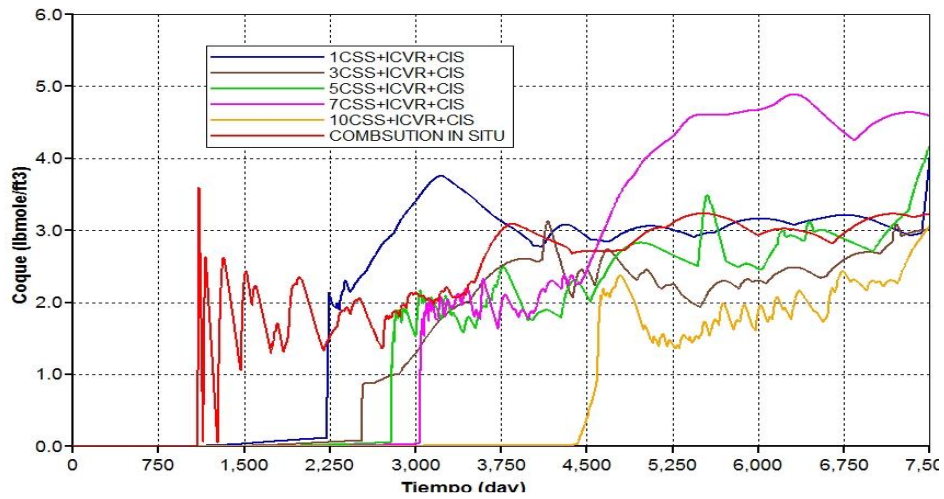
Fuente: Autor

#### 5.4.2. Depositación de coque

Para el caso de la implementación del proceso de combustión en tiempo de ruptura del vapor, la producción de coque también oscila entre 1.6 y 3 lb mole/pies<sup>3</sup>, sin embargo al final de los tiempos de ruptura del aire se observa un aumento de la generación de combustible, debido a que la tasa es constante y la cantidad de crudo contactado va en aumento. En las figuras 64, 65 y 66, se puede apreciar este comportamiento en función del tiempo y en el espacio, dando como

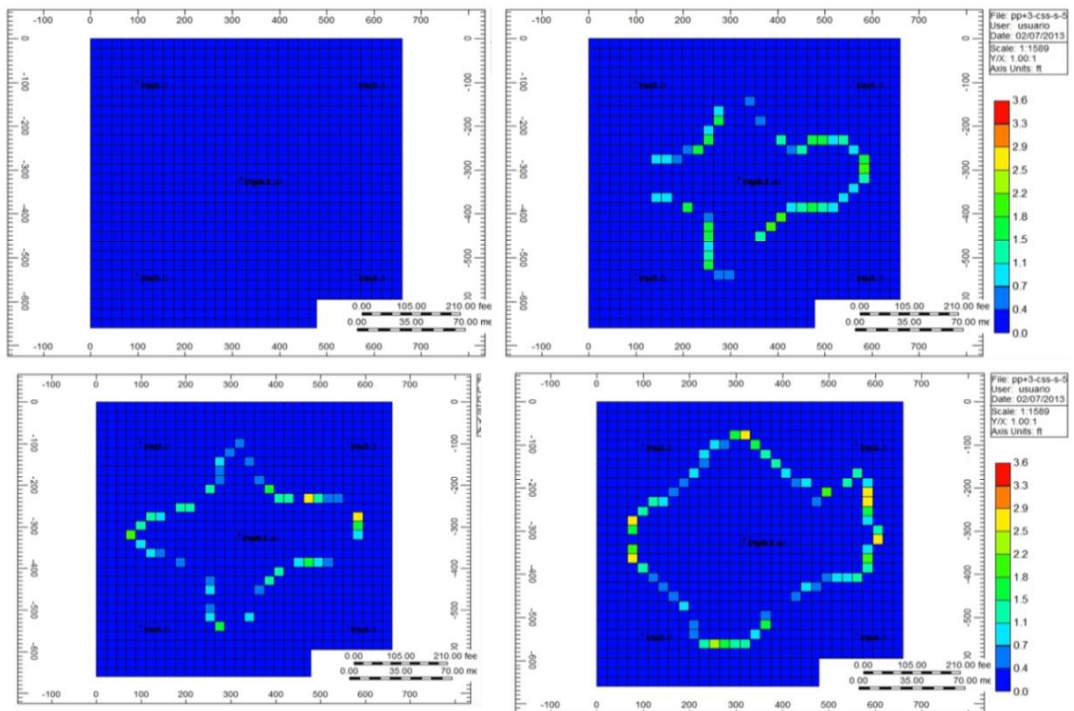
resultado que a medida que hay más vapor cerca al pozo inyector el coque se produce más lejos de éste, y en una mayor cantidad de combustible dependiendo de la saturación de agua en el sector.

**FIGURA 64.** Producción y consumo de combustible.

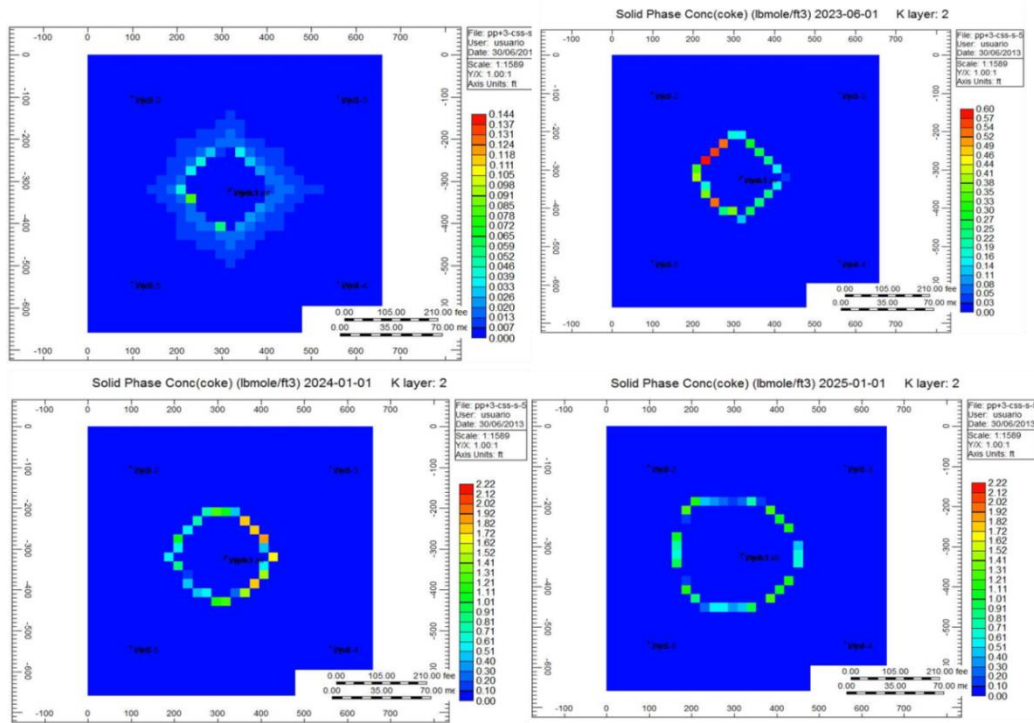


Fuente: Autor

**FIGURA 65.** Producción y consumo de combustible para el caso con un ciclo de inyección e inyección continua a tiempo de ruptura.



**FIGURA 66.** Producción y consumo de combustible para el caso con un 10 ciclos de inyección e inyección continua a tiempo de ruptura.

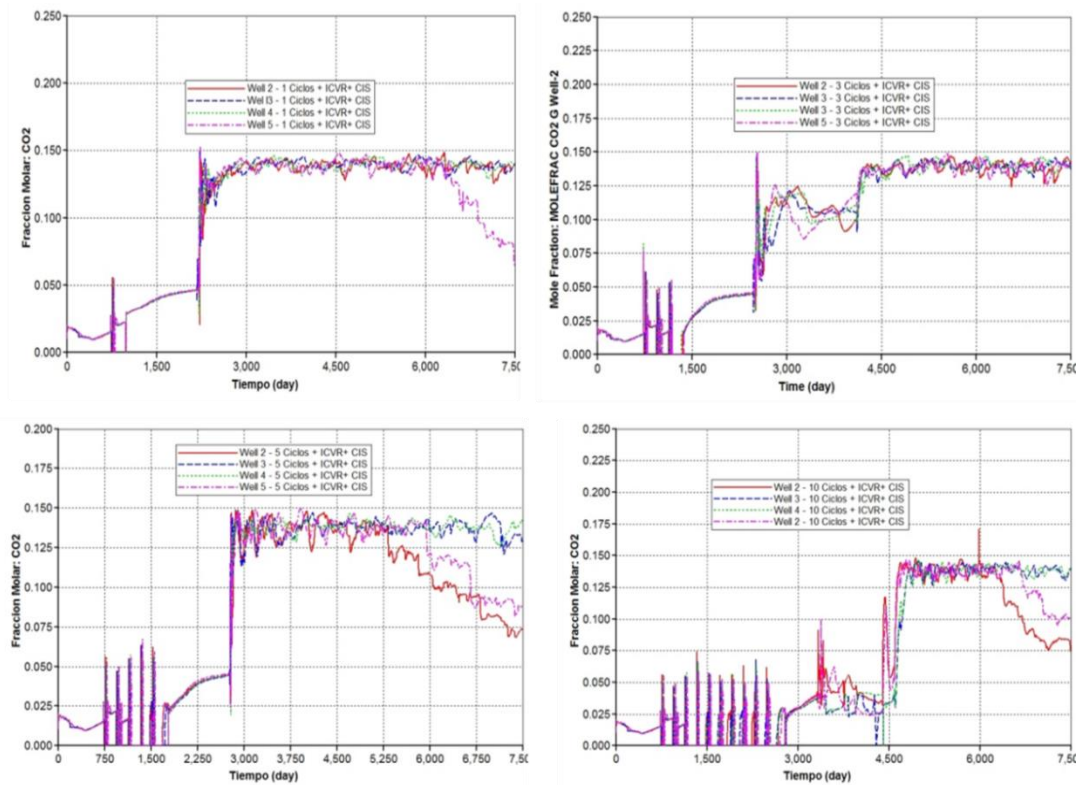


Fuente: Autor

### 5.4.3. Producción gases de combustión

Para este caso se utilizó también el mismo procedimiento de los escenarios anteriores. La lectura de los gases de combustión se inicia desde el inicio del proyecto para observar como es el comportamiento apenas inicia la inyección de aire. En la figura 67, podemos observar que para todos los caso predomino las reacción a altas temperaturas, sin embargo, se puede apreciar que los casos donde se inyectó mayor cantidad de vapor sea en las estimulación y después de la inyección continua hay un tiempo de transición donde predominan las reacción de adición, trayendo como resultado mayor producción de combustible. Lo anterior es debido a la baja saturación de aceite y alta saturación agua, la cual produce no sólo este fenómeno de producción alto contenido de coque sino que también esta saturación de agua hacen que las temperaturas no sean tan altas, reduciendo así la efectividad del proceso durante la primera etapa del proceso.

**FIGURA 67.** Producción de CO2 para los escenarios con inyección de vapor y combustión a tiempo de ruptura del vapor

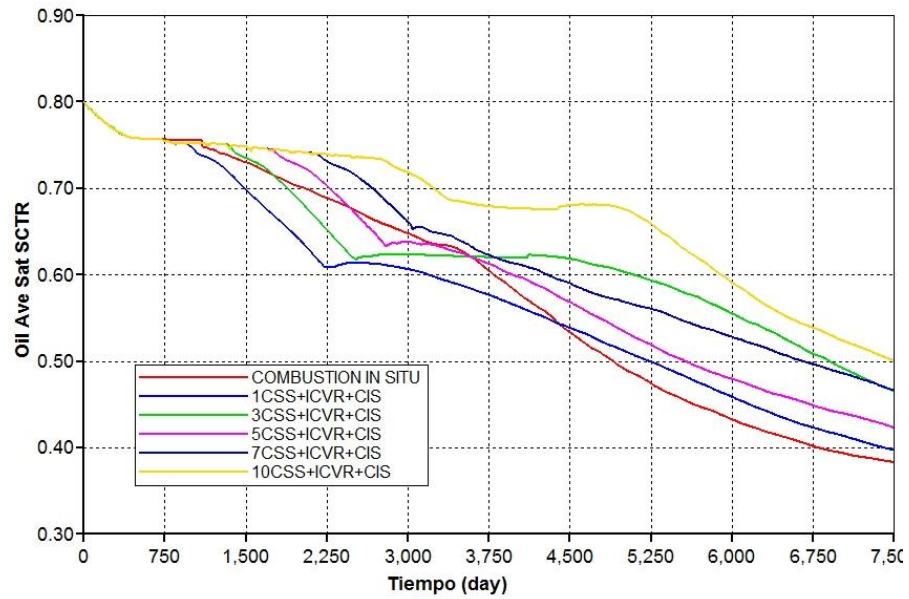


Fuente: Autor

#### 5.4.4. Distribución de fluidos

Para este caso, la distribución de fluidos y reducción de la saturación de aceite es más notoria, teniendo en cuenta que el proceso de inyección continua de vapor da un aporte significativo en la reducción de esta, antes del tiempo de ruptura. Como se aprecia en la figura 68, después de aplicar el proceso de combustión in situ se ve notoriamente la reducción de fluidos, sin embargo se aprecia que en los escenarios donde se inyectó mayor cantidad de vapor, es decir los de menor cantidad de ciclos previos, el decaimiento se aprecia a tiempos más largos, pero con un decaimiento mayor.

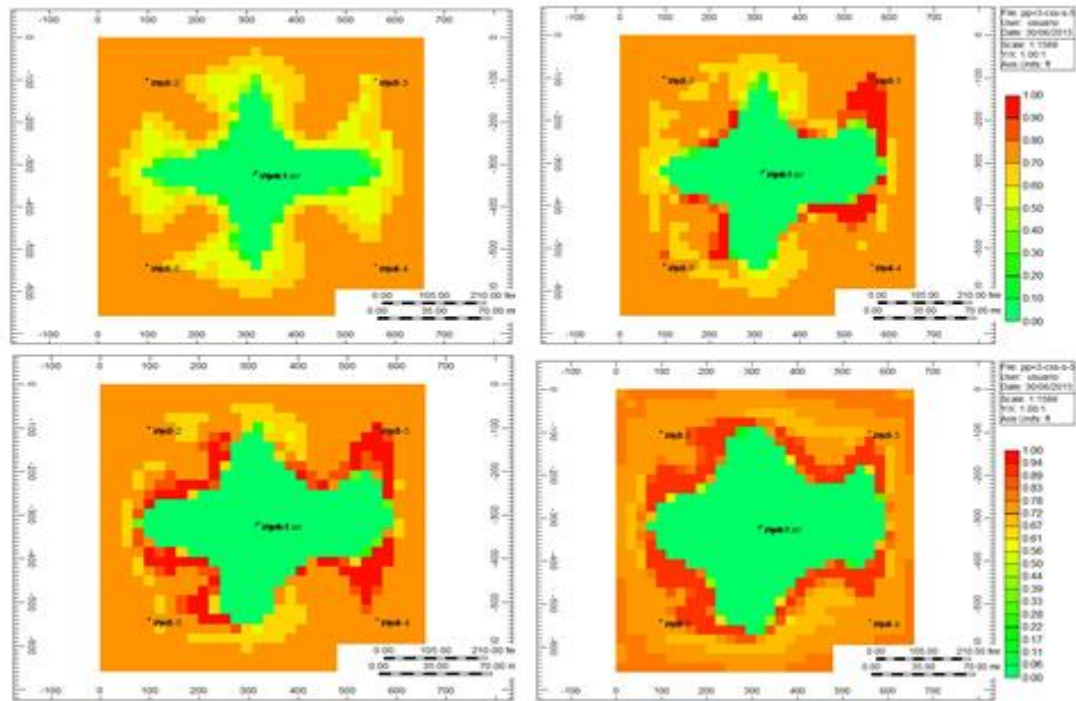
**FIGURA 68.** Reducción de la saturación de aceite



Fuente: Autor

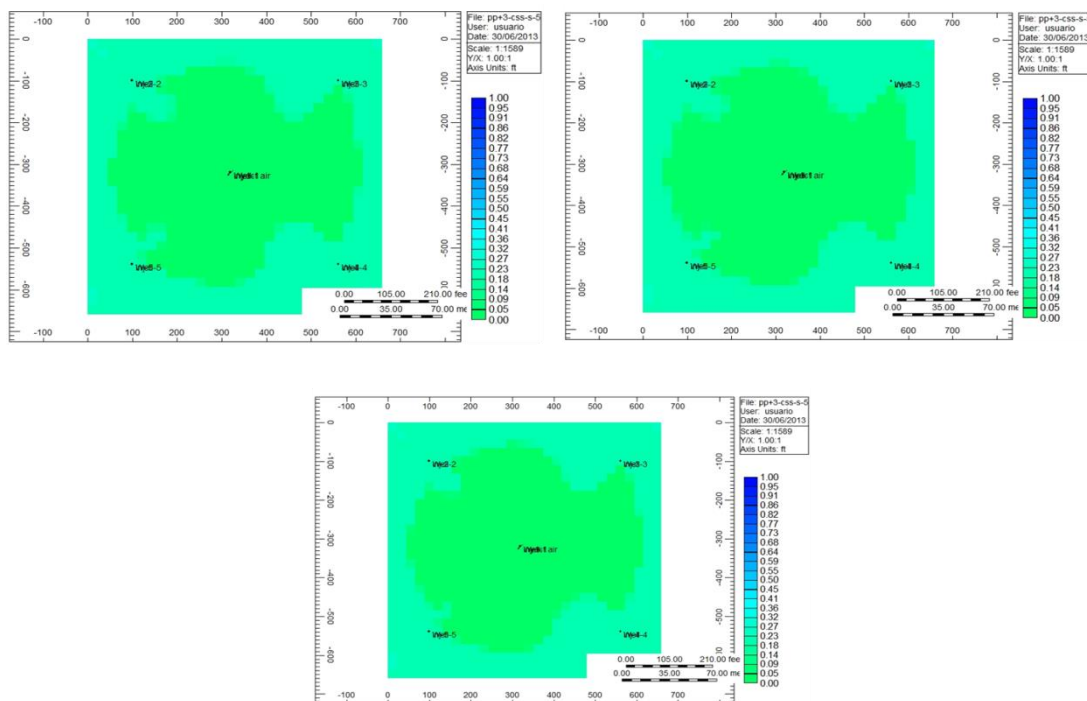
En las figuras 69, 70, 71 y 72, se logra apreciar de mejor manera el efecto de la implementación de la inyección continua previa a la combustión, observándose en el avance del frente de combustión, el banco de aceite que se forma y la reducción de la saturación de aceite para el mejor caso (1CCS+ICVR+CIS) y para el peor caso (10CSS+ICVR+CIS).

**FIGURA 69.** Reducción de la saturación de aceite en el espacio para diferentes tiempos



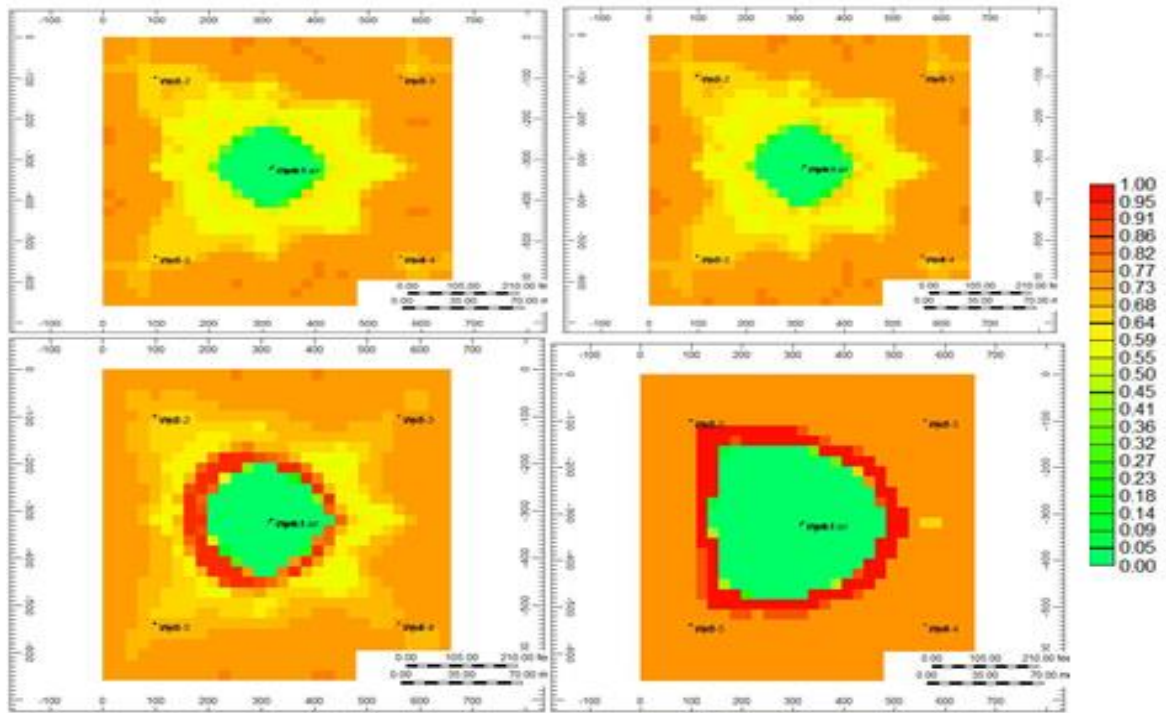
Fuente: Autor

**FIGURA 70.** Cambios en la saturación de agua



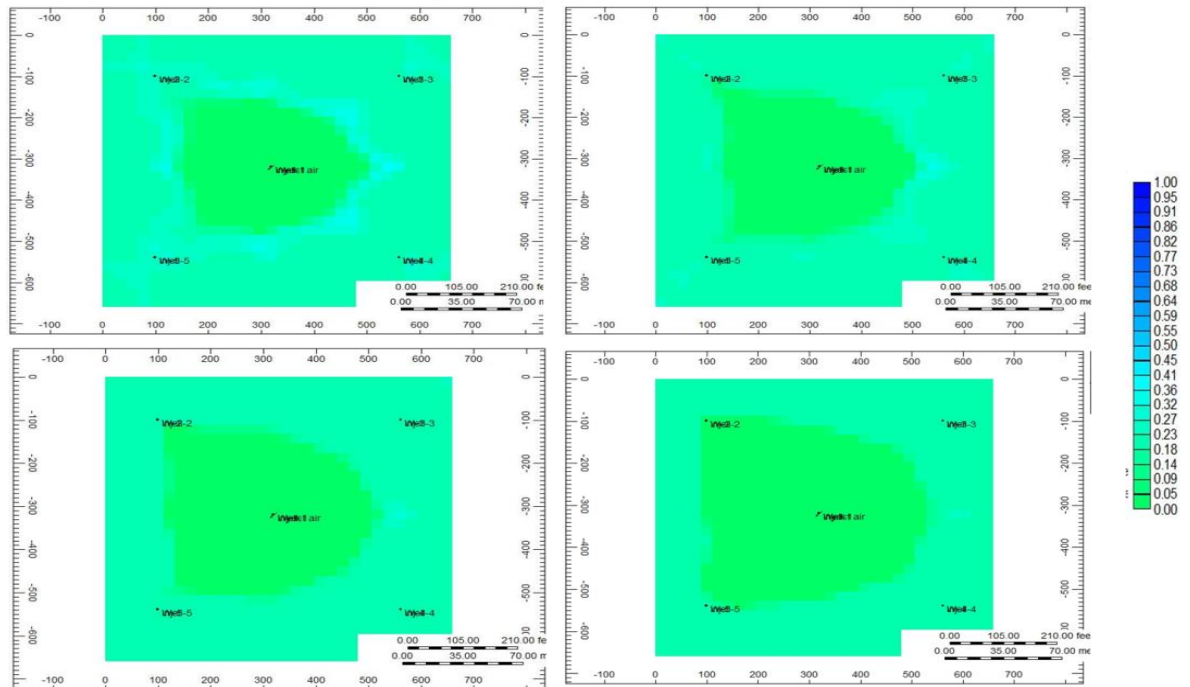
Fuente: Autor

**FIGURA 71.** Reducción de la saturación de aceite en el espacio para diferentes tiempos, para el caso 10CSS+ICVR+CIS



Fuente: Autor

**FIGURA 72.** Cambios en la saturación de agua para el caso 1CCS+ICVR+CIS

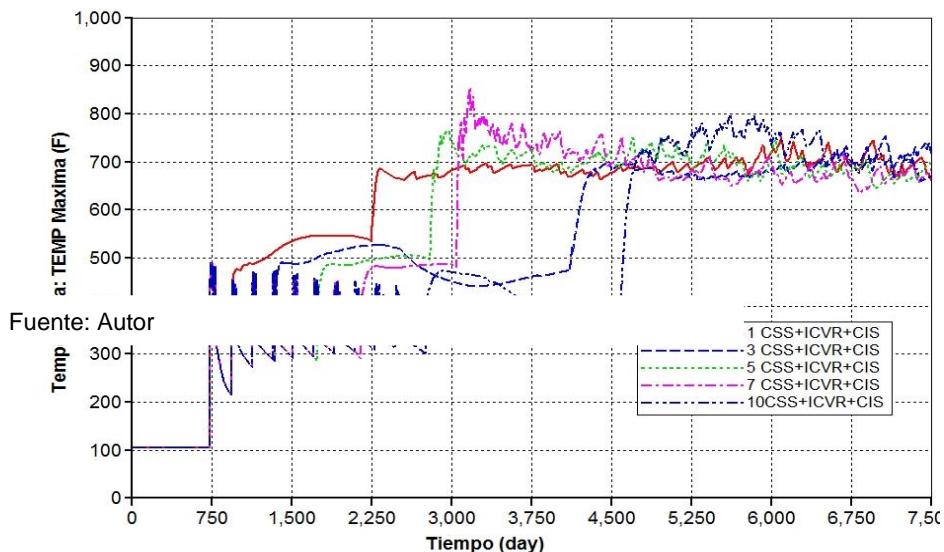


Fuente: Autor

### 5.4.5. Distribución de la temperatura

En la figura 73, se puede observar la influencia que tienen los ciclos y la inyección continua hasta tiempo de ruptura sobre la temperatura máxima alcanzada. Como observamos las temperaturas más altas se alcanza cuando se ha inyectado menor cantidad de vapor en el yacimiento por medio de la inyección continua, teniendo en cuenta que la saturación de aceite es mayor y por ende la saturación de agua cerca al pozo inyector también es menor, por tal motivo se necesita una mayor cantidad de combustible para barrer el yacimiento, por esta razón se va necesitar mayor cantidad de coque y se van a alcanzar mayores temperaturas.

**FIGURA 73.** Temperatura máximas alcanzados durante el proceso de combustión



Fuente: Autor

En resumen se puede decir que para estos escenarios la implementación del proceso de combustión tiene un mejor comportamiento o desarrollo cuando el tiempo de ruptura es mayor, sin embargo se van a lograr temperaturas más bajas, lo cual quiere decir que el agua condensada del vapor inyectado está ayudado a desplazar el crudo remanente en el yacimiento.

#### 5.4.6. Parámetros de evaluación técnica

Al igual que la parte anterior a partir de las mediadas de los gases de combustión establecidas, se calcularon los parámetros de evaluación técnica, como se describen en la tabla 17.

**Relación aparente Hidrógeno Carbono.** Esta relación tal como se indicó en el anexo 2, es muy empleada para determinar cómo opera un proceso de combustión in situ. Una menor relación H/C indica que el combustible tiene mayor cantidad de carbono, por lo tanto el rompimiento de estos enlaces y producción de este a partir de combustión será cada vez mayor logrando una mayor eficiencia de reacción. Teniendo en cuenta esto, en tabla 17 se observa que para todos los procesos predominaron las reacciones de oxidación a altas temperaturas, sin embargo la producción de gases muestra que para unos casos por un mayor tiempo.

**Tabla 17.** Parámetros de evaluación para el proceso de combustión con inyección continua previa

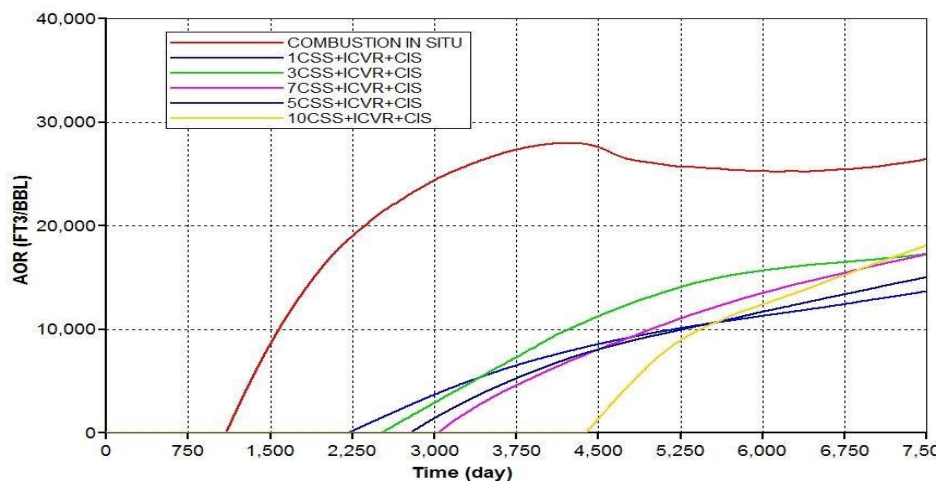
Proceso	PARÁMETROS DE COMBUSTIÓN					
	TIA	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CO	H/C	RAC MMPCS/Acre- pie
CIS	3.5	0.142	0.82	0	1.7390	9.23
1 CSS+ICVR+CIS	2	0.143	0.82	0	1.7015	9.19
3CSS+ICVR+CIS	2.3	0.145	0.82	0	1.7015	9.20
5 CSS+ICVR+CIS	2.3	0.146	0.82	0	1.7015	9.19
7CSS+ICVR+CIS	2	0.143	0.82	0	1.7015	9.21
10 CSS+ICVR+CIS	2	0.143	0.82	0	1.7015	9.19

Fuente: Autor

**Relación Aire Combustible RAC (PCS/Acre-pie).** Como se había dicho anteriormente, se espera que un buen proceso de combustión tenga bajas relaciones aire/combustible RAC. En la tabla 17 se presenta dicha relación en función de las tasa de inyección y de los escenarios realizados, la cual tiene el mismo comportamiento que la relación H/C, manteniéndose así la relación de aire combustible entre los valores de 9 y 10 PCS/acre-pie, la cual es un valor aceptable dentro de lo encontrado en la revisión bibliográfica de la investigación.

**Relación AOR.** Como se aprecia en la figura 74, el comportamiento de la relación AOR, es normal dependiendo del caso, como se aprecia las relación, no son tan alta debido y podría decirse que tiene un comportamiento bueno dependiendo del caso. Debido a que los casos con mayor cantidad de vapor inyectado suben bastante rápido lo cual indica que poco a poco el proceso va ser menos eficiente.

**FIGURA 74. Comportamiento de la Relación AOR para todos los escenarios**



Fuente: Autor

En resumen basándose en los resultados anteriores, se podría decir que la implementación del proceso de inyección continua favorece en ciertos casos el comportamiento del proceso de combustión, sin embargo se debe tener en cuenta que una excesiva relación entre el vapor inyectado y aire inyectado no sería buena para el proceso de combustión, reduciendo así la eficiencia del proceso.

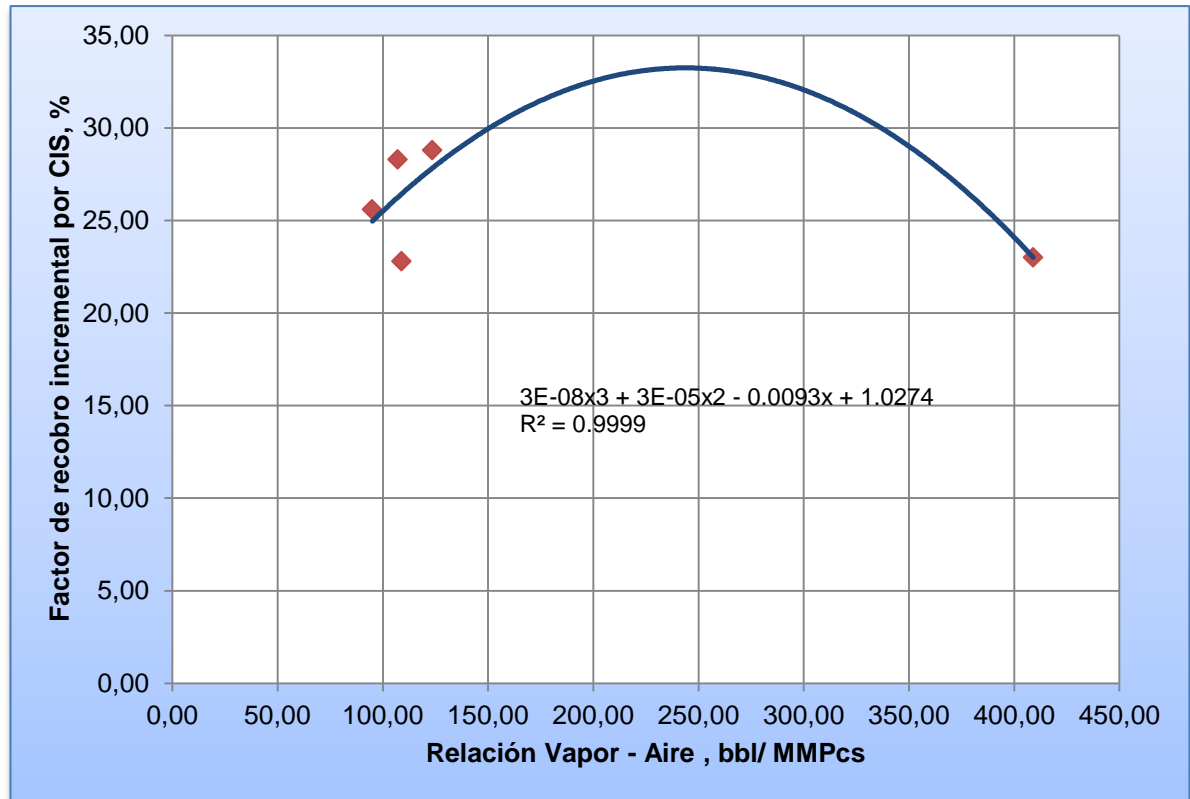
**Tabla 18.** Parámetros de evaluación respecto a la relación vapor- aire.

PARÁMETROS DE COMBUSTIÓN										
	Tasa de aire	Tiempo irrupción	Velocidad frente CIS	Tiempo CIS	Tiempo inyección de vapor	Aire inyectado	Vapor inyectado	Relación Vapor-Aire	Total	FR incremental CIS
Unidades	MMPcs/día	días	pies/día	días	Días	MMPCS	Bbl	MMPcs/bbl	%	%
CIS	3.5	1824	0.181	6900	6900	24150	0	0	49	40.00
1 CCS+CIS	2.0	4138	0.080	5285	1281	10570	1306000	123.56	54.40	28.80
3 CCS+CIS	2.3	5071	0.065	4985	1175	11465	1250000	109.02	46.80	22.80
5 CCS+CIS	2.3	2220	0.149	4720	1038	10856	1163000	107.13	50.80	28.30
7 CCS+CIS	2.5	725	0.455	4468	886	11170	1061000	94.99	45.60	25.60
10 CCS+CIS	2.8	1899	0.174	3117	1820	8727	3570000	409.05	40.00	23.00

Fuente: Autor

Partiendo de lo anterior tabla se crean las siguientes gráficas para observar la influencia del vapor inyectado previo a los procesos de inyección de aire, para este caso de la inyección continua de vapor hasta tiempo de ruptura, partiendo de la relación vapor aire total inyectado.

**FIGURA 75.** Factor de recobro incremental por CIS vs la relación Vapor- Aire inyectado

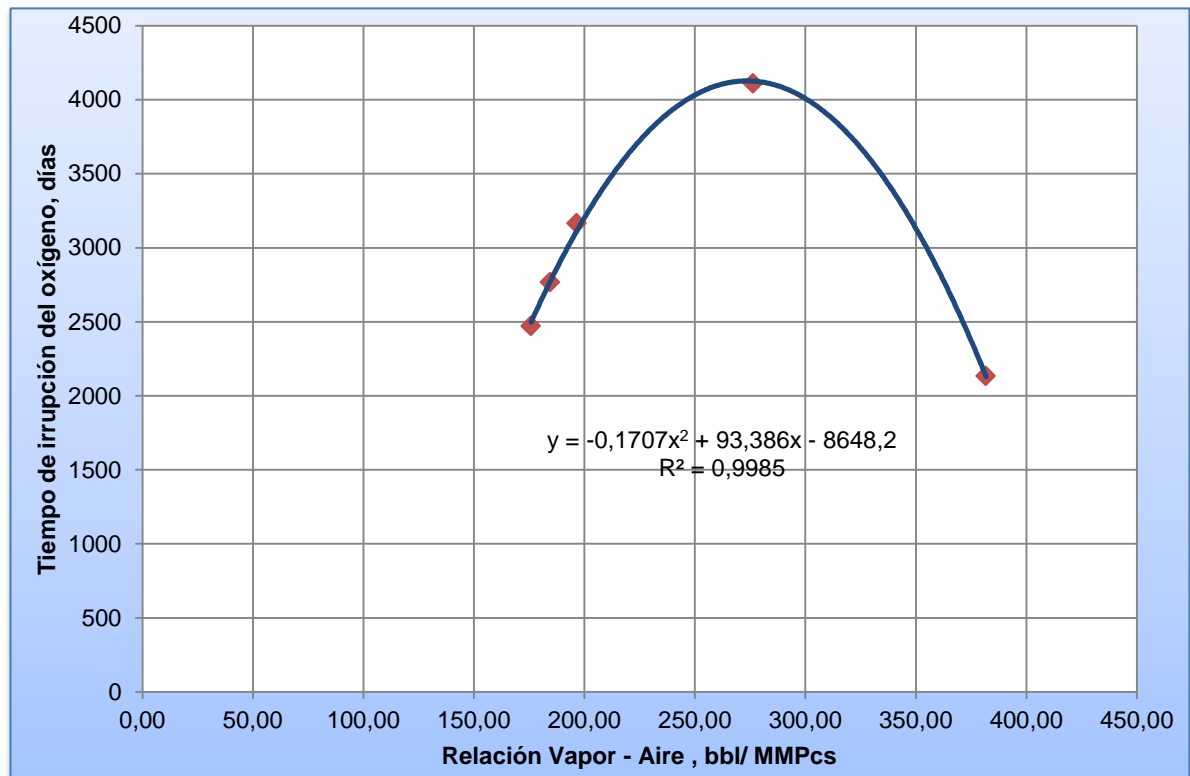


Fuente: Autor

**Factor de recobro incremental.** En la Figura 75, se puede apreciar que el efecto en los escenarios cuando se ha inyectado una mayor cantidad de vapor previa por medio de inyección continua. Como se observa a cuando se inyecta cierta cantidad de vapor la combustión el proceso va teniendo una mejor respuesta debido al calentamiento de las arenas, sin embargo, después de cierto punto se va reduciendo este factor de recobro incremental, después de esto el vapor empieza a dar efectos negativos sobre la dinámica del proceso, ayudando así al aumento del factor de recobro.

**Tiempo de ruptura del O<sub>2</sub>.** Como se dijo anteriormente este parámetro indica si existen canales preferenciales de oxígeno y si se está canalizando por alguna zona del yacimiento. En la figura 76 se aprecia la influencia directa entre el tiempo de irrupción y la relación vapor- aire en los escenarios desarrollados en esta etapa. Observándose que existe un punto máximo donde a esa cantidad de vapor inyectado previa a la inyección de aire se va producir un tiempo de irrupción más largo.

**FIGURA 76.** Tiempo de irrupción vs la relación vapor aire total inyectado.

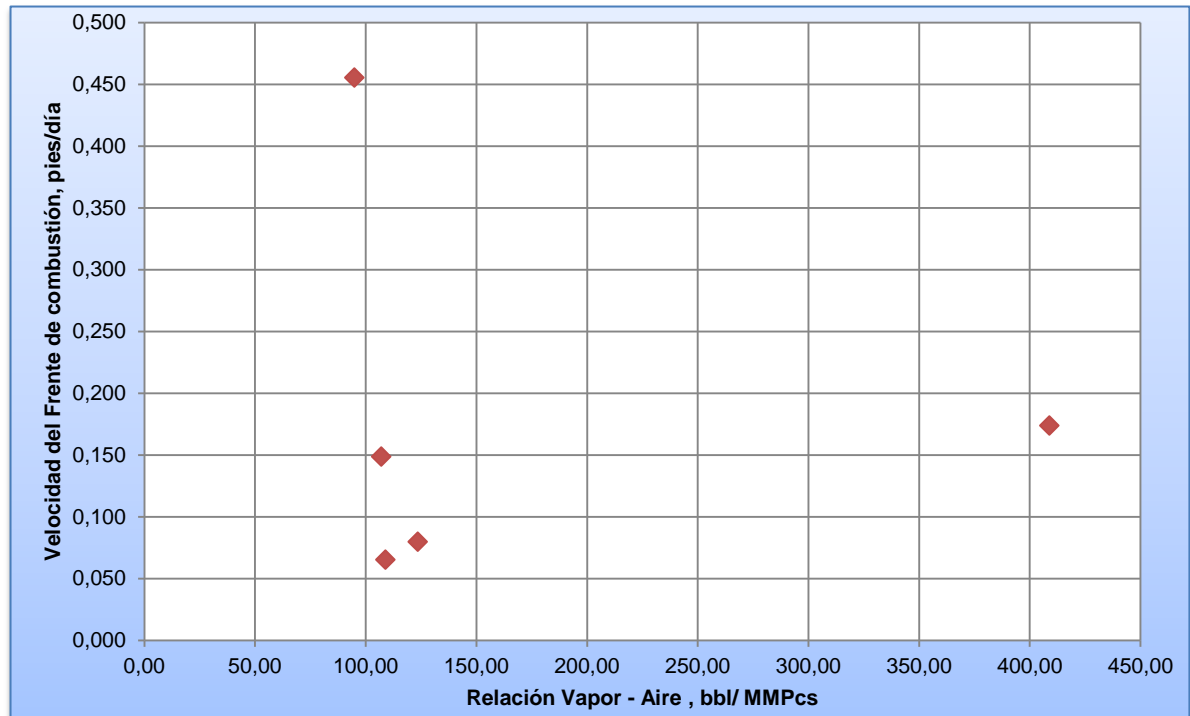


Fuente: Autor

**Velocidad del frente de combustión.** Para determinar el frente de combustión, se partió de la posición del frente en cada caso observando los resultados el espacio y teniendo en cuenta la irrupción de Oxígeno en los pozos productores. Como la velocidad del frente de combustión en todos los puntos no es la misma, debido a distribución de fluidos diferente en el espacio, se calculó la velocidad

promedio partiendo de los gases producido y observando la caída de la producción de CO<sub>2</sub>. Como se observa para este caso no se tiene una tendencia marcada.

**FIGURA 77.** Velocidad del frente de combustión vs la relación vapor-aire



Fuente: Autor

## 5.5. IMPLEMENTACIÓN A LIMITE ECONÓMICO INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Al implementar procesos de inyección continua de vapor y después ruptura del vapor, viene el decaimiento de la tasa de producción, y la eficiencia del proceso se reduce, por tal motivo se llega a un límite técnico y económico de la técnica. Para este caso se tomó como límite técnico y económico la implementación de este proceso hasta cuando la tasa de producción de los cuatro pozos este por debajo de los 100 bbl/día.

**Tabla 19.** Condiciones operacionales para el proceso de combustión posterior a inyección continua

	INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR				
Parámetro	1 ciclo	3 ciclos	5 ciclos	7 ciclos	10 ciclos
Factor de Recobro-LE, %	33.1	32	31	26.4	25
Np-LE	468,904	453,321	439,154	373,990	354,157
Nr LE	947,723	963,306	977,473	1`042,637	1,062,470
So prom	0.55	0.58	0.62	0.65	0.66
Sw prom	0.45	0.42	0.38	0.35	0.34
Temperatura prom	250-300	250-280	240-280	230-280	180-240
Fecha inicio CSS+CISLE	2555	2920	3285	4015	4015
Parámetros operaciones- COMBUSTIÓN IN SITU					
Tasa de inyección-MMPcs/día	2.0	2.3	2.3	2.5	2.8
Presión de inyección- PSI	1200	1200	1200	1200	1200

Fuente: Autor

En este caso también se tuvo que reducir la tasa de inyección basándonos en las correlaciones y por el aceite remanente que queda en el yacimiento, como en los casos anteriores explicados.

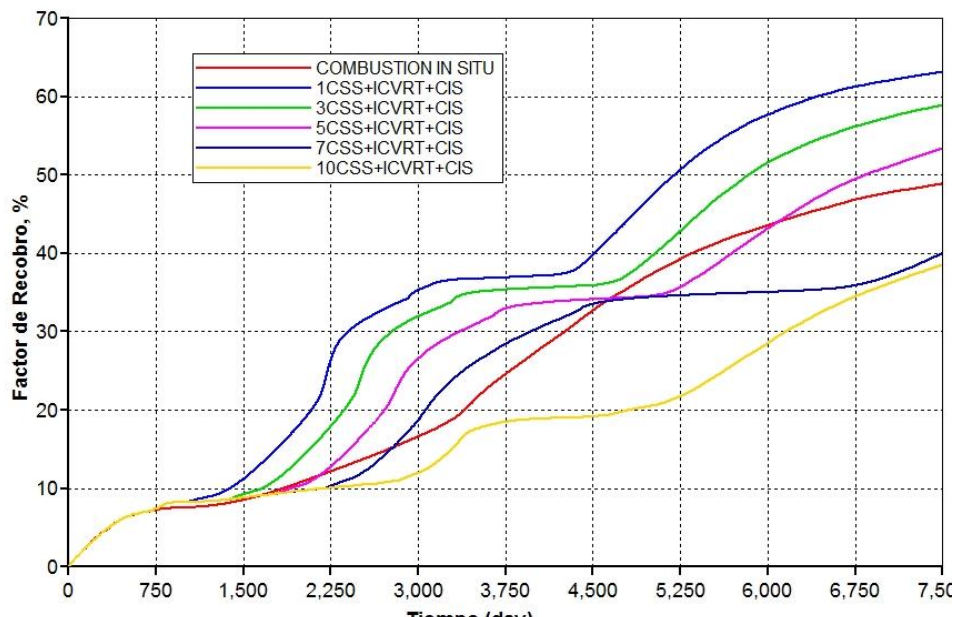
### 5.5.1. Producción de fluidos

**Factor de recobro y tasa de producción.** Para el caso de la implementación del proceso de combustión después de una tasa mínima de producción por medio de inyección continua de vapor, se comparan los resultados obtenidos, observando el efecto en la producción de fluidos y en el factor de recobro final a un mismo tiempo.

En la figura 78, muestra los resultados para los casos de simulación donde se implementa el proceso de combustión sólo y los casos con inyección continua, con las condiciones operacionales que se explicaron en la tabla 19.

Como se puede apreciar los mejores resultados se obtienen cuando se tiene una combustión in situ posterior a la inyección continua precedida de, uno, tres y cinco ciclos de estimulación, teniendo factores de recobro superiores al 60 % para el caso de un ciclo de estimulación con un mayor tiempo de inyección continua de vapor. También cabe resaltar que para todos los casos se observa una respuesta del yacimiento bastante tardía; lo anterior es debido también a la alta saturación de agua cerca al pozo inyector, por tal razón se espera que las reacciones a baja temperatura gobiernen esta etapa del proceso, teniendo en cuenta las pérdidas de energía y el calor absorbido por los canales de agua y vapor agua presentes después de aplicar la inyección continua de vapor.

**FIGURA 78.** Comportamiento del factor de recobro

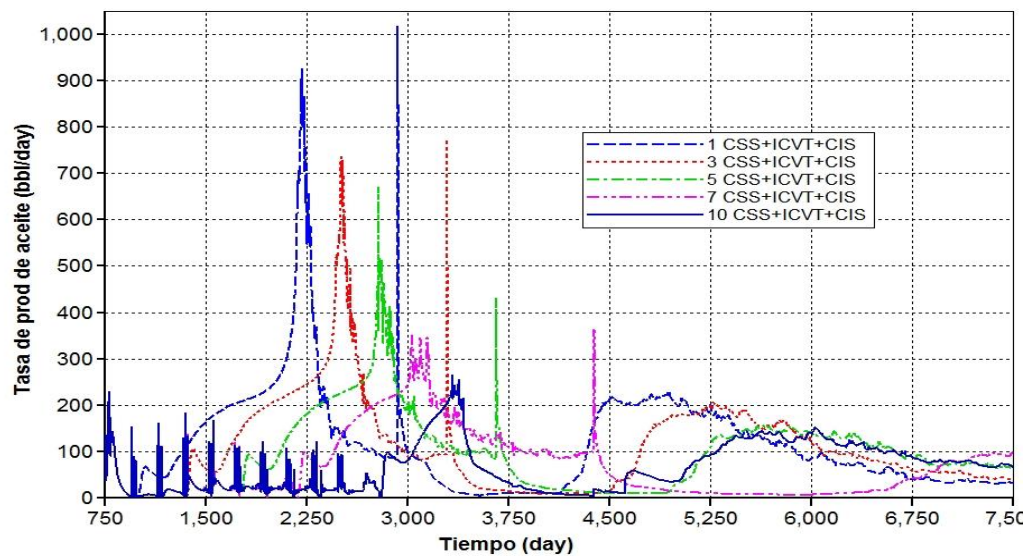


Fuente: Autor

De igual manera como se puede apreciar el estudio de la tasa de producción (figura 79) y se evidenció en la figura anterior, después de implementado estos dos procesos de inyección continua e inyección de aire, se ven dos picos altos en la producción de aceite (tiempo de irrupción en inyección continua y proceso de combustión), además de esto, la tasa de producción se mantiene entre los 200 y 100 barriles por un tiempo más prolongado en los escenarios con menor cantidad

de ciclos, lo cual corrobora lo dicho en la influencia en el factor de recobro, sin embargo, se observa un decaimiento de la producción al inicio de la inyección de aire, esto debido a que el aire no ha contactado de manera efectiva el crudo en el yacimiento, debido a la saturación de agua alta en las cercanías al pozo inyector.

**FIGURA 79.** . Tasa de producción de aceite para los diferentes escenarios con bajo todos los procesos térmicos

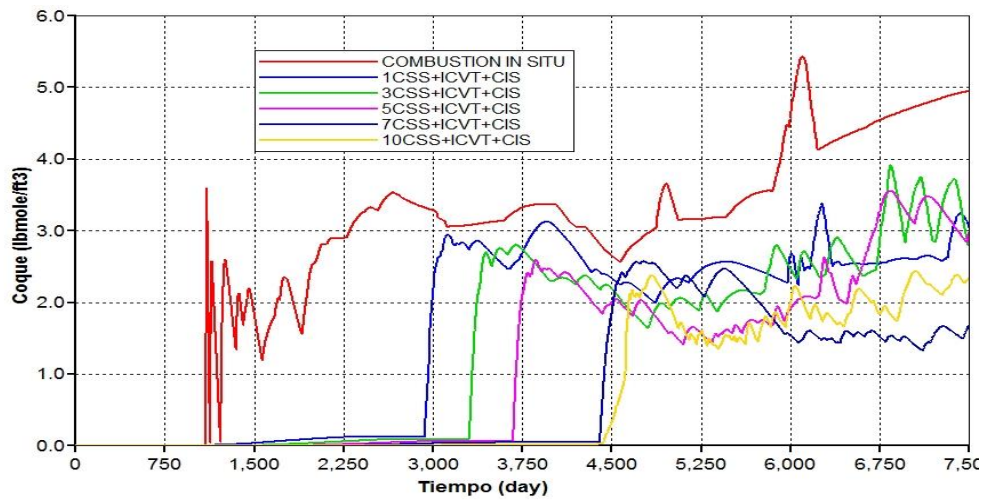


Fuente: Autor

### 5.5.2. Depositación de coque

En la figura 80, se observa la cantidad de coque depositado en el inicio del proceso de inyección de aire. Como se puede apreciar el comportamiento es normal para la producción de coque, donde se puede apreciar que al inicio de la inyección de aire existe una producción de combustible mayor, debido a la saturación de agua alta cerca al pozo inyector como se había dicho anteriormente en las otras variables estudiadas, en todos los escenarios cuando el frente de combustión está llegando ya a los pozos productores esta cantidad de combustible producida se va haciendo cada vez más grande debido a que el volumen a quemar es mayor por lo tanto se va producir una mayor cantidad en promedio.

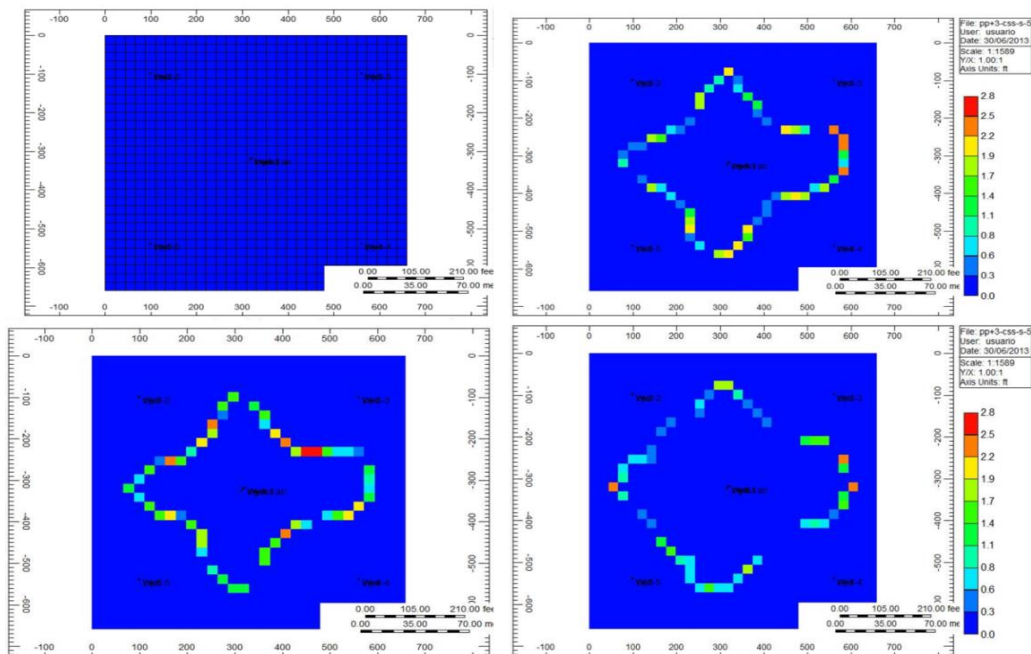
**FIGURA 80.** Producción y consumo de combustible en función del tiempo para todos los casos con inyección continua y combustión



Fuente: Autor

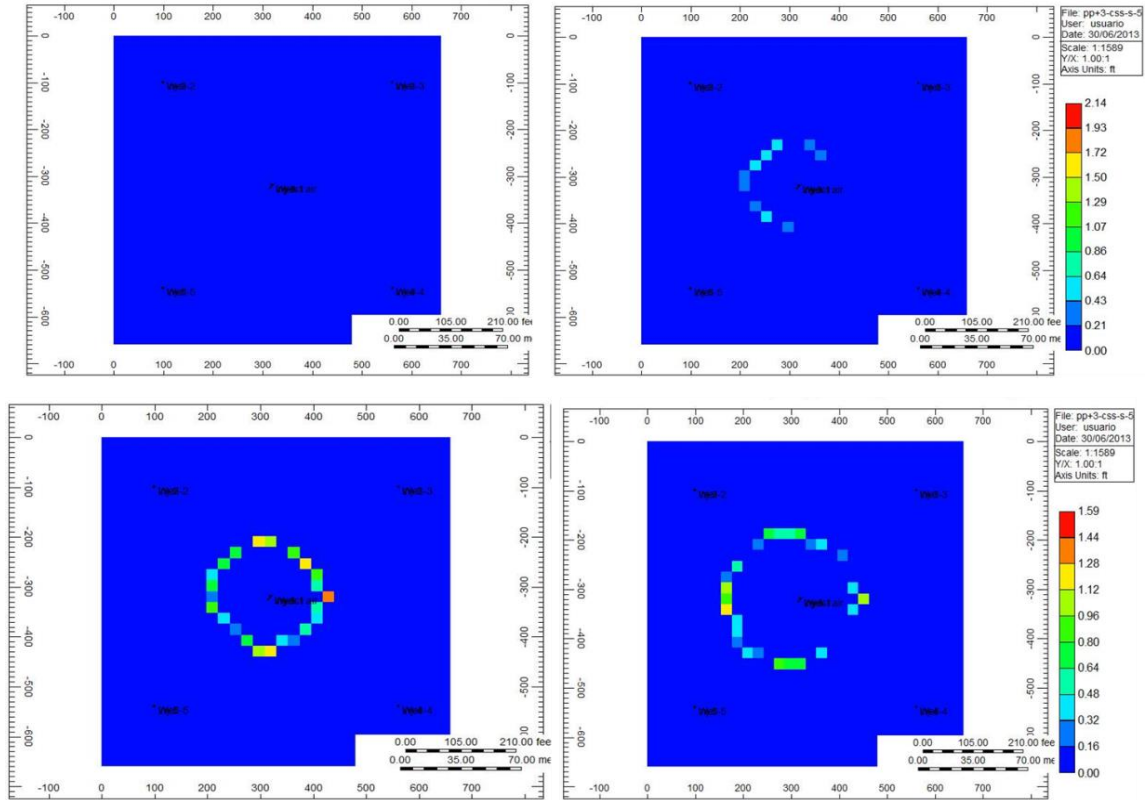
Para observar de mejor manera la influencia de la saturación de fluidos sobre el proceso, se muestra las figuras 81 y 82, donde se aprecia que el frente de combustión o en las zonas donde se produce el combustible para dos casos diferentes, cambia dependiendo de la cantidad de vapor inyectado en el yacimiento.

**FIGURA 81.** Producción de coque en el espacio para el mejor caso



Fuente: Autor

**FIGURA 82.** Producción de coque en el espacio para el peor caso



Fuente: Autor

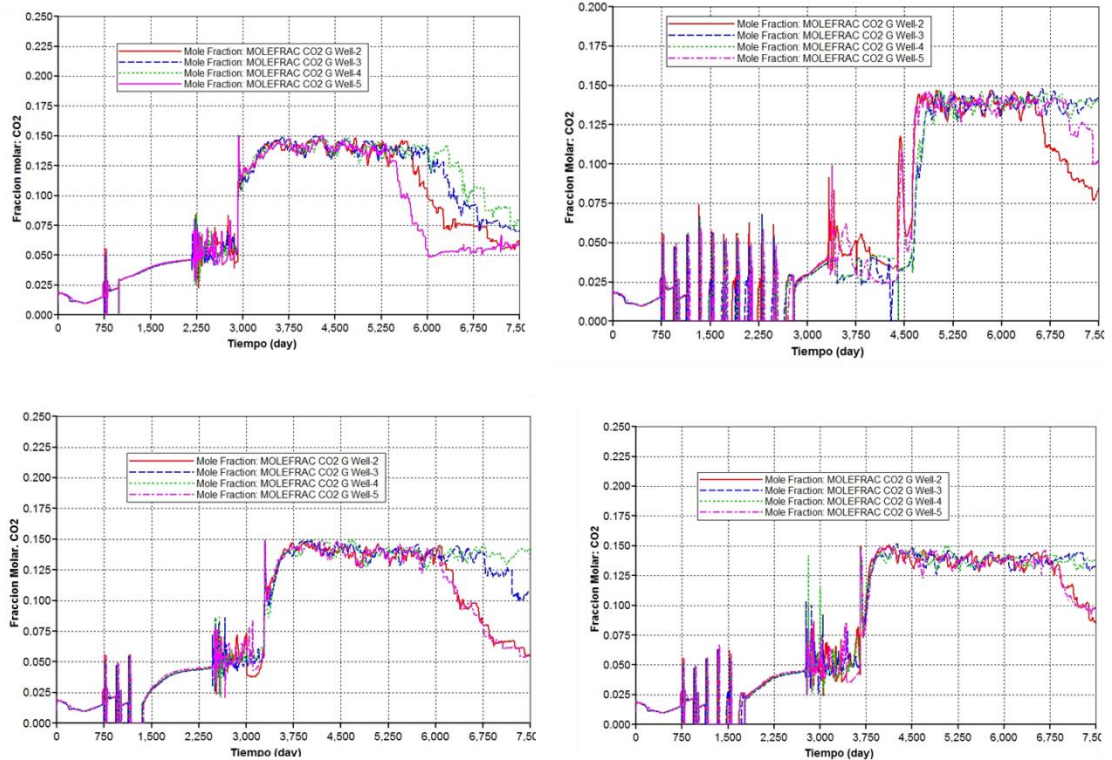
### 5.5.3. Producción gases de combustión

Para este caso se utilizó también el mismo procedimiento de los escenarios anteriores. La lectura de los gases de combustión se inicia desde el inicio del proyecto para observar como es el comportamiento apenas inicia la inyección de aire.

En la figura 83, podemos observar que para todos los caso predomino las reacción a altas temperaturas, sin embargo, como se apreció también en los casos anteriores, al inicio de la inyección de aire existe un tiempo de transición donde predominan las reacciones a baja temperatura, debido a la alta saturación de agua cerca al pozo inyector. Cabe destacar que para estos escenarios este tiempo de transición va ser mayor debido a que la cantidad de vapor inyectado es mayor que

en los casos donde se inició a tiempo de ruptura, alargando este tiempo y produciendo una mayor cantidad de combustible.

**FIGURA 83.** Producción de CO<sub>2</sub> para todos los casos

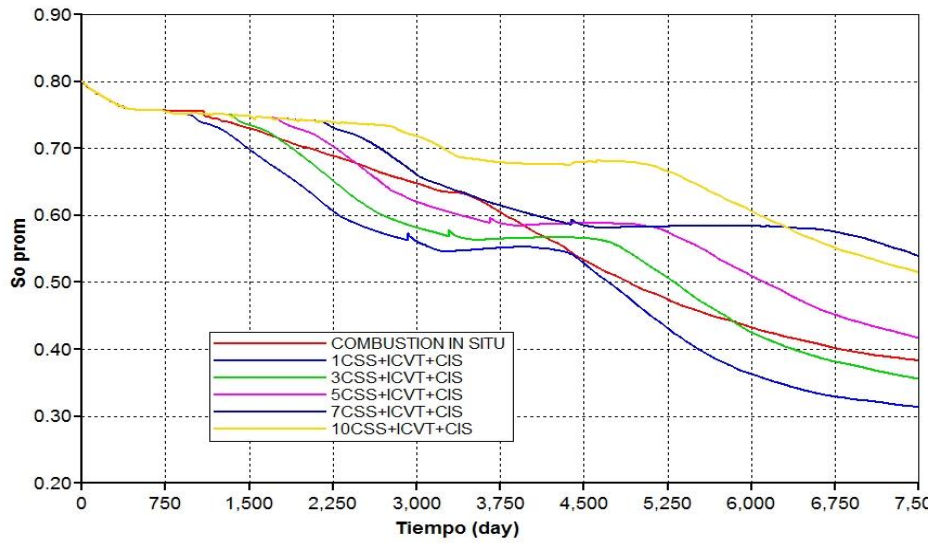


Fuente: Autor

#### 5.5.4. Distribución de fluidos

En la figura 84 se aprecia la reducción de la saturación de aceite después de implementados los tres procesos térmicos. Como se puede observar la reducción para estos casos es más significativa, ya que la saturación de aceite promedio del modelo esta reducida para el mejor caso en casi hasta el 0.3. Lo cual explica que el proceso de combustión tiene un comportamiento más rápido después de aplicar cierta cantidad de vapor en el yacimiento, debido al calentamiento de la formación, rapidez en formar combustible y velocidad del frente de combustión.

**FIGURA 84.** Reducción de la saturación de aceite



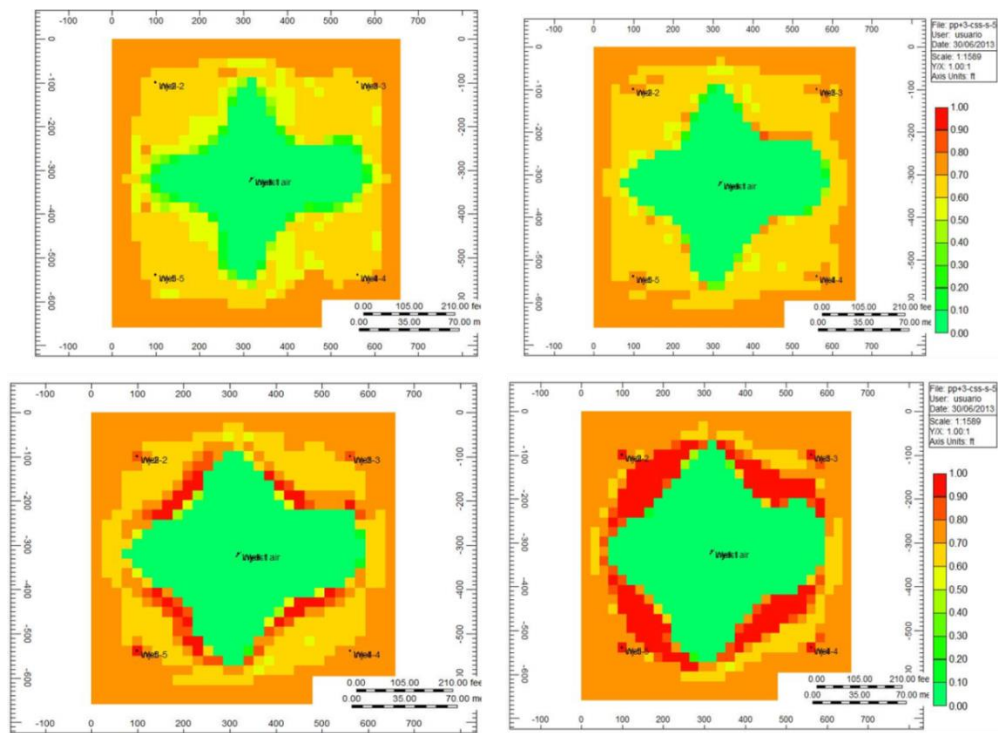
Fuente: Autor

Como se puede apreciar el proceso con mayor eficiencia de recuperación es el escenario donde se tiene un sólo ciclo de estimulación, la inyección continua de vapor y la posterior implementación del proceso de inyección de aire cuando la tasa de producción era muy baja por medio de la inyección continua.

Cabe destacar que para los caso cuando se tiene bastante saturación de agua es decir cuando el yacimiento tuvo mayores ciclos de inyección el efecto para los proceso de inyección continua de vapor, la respuesta a la inyección de aire fue pobre en comparación a los otros escenarios y al proceso de combustión in situ sólo.

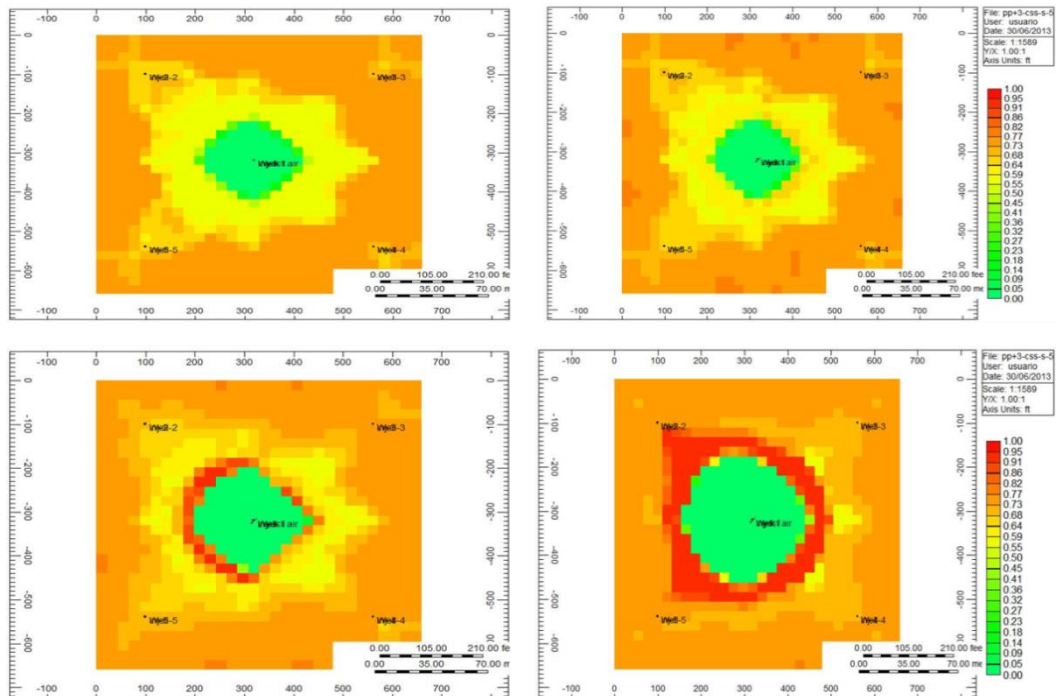
Para tener en mejor detalle el barrido del aceite y el agua presentes en el yacimiento se puede observar las figuras 85 y 86, donde se aprecian los resultados de dos corridas de simulación, para el mejor caso y el peor caso, (1CSS+ICVT+CIS Y 10CSS+ICV+CIS). En estas figuras se describe de manera fácil como el frente de combustión avanza con velocidades diferentes debido a los canales de agua que se forma, por tal motivo en los casos donde más vapor se inyectó va ir más rápido el frente de combustión de igual forma se va tener un respuesta diferente con una reducción más rápida de la saturación de aceite.

**FIGURA 85.** Cambios en la saturación de aceite a diferentes tiempos del proceso de combustión para el caso 1CSS+ICVT+CIS



Fuente: Autor

**FIGURA 86.** Cambios en la saturación de aceite a diferentes tiempos del proceso de combustión para el caso 10CSS+ICVT+CIS

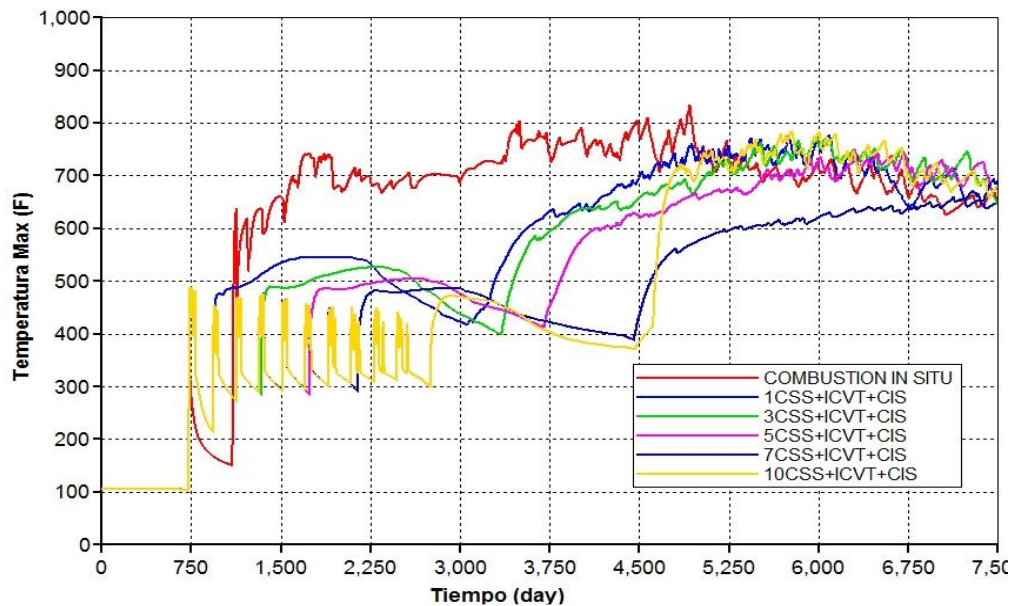


Fuente: Autor

### 5.5.5. Distribución de la temperatura

Como se puede apreciar en la figura 87, el proceso de combustión mostró mayores temperaturas al implementarse después de menos ciclos de inyección, es decir cuando se encuentra una mayor cantidad de vapor condensado en el yacimiento por la inyección continua. Por lo tanto, cabe concluir que el efecto es significativo por el agua que se encuentra en el yacimiento ya que está ayudando a la transferencia de calor y posiblemente se encuentre una menor cantidad de combustible pero las temperaturas son mejores. También se puede apreciar que las temperaturas llegan a su pico más rápido cuando se ha inyectado una menor cantidad de vapor en el yacimiento, atribuido al mismo efecto de la saturación de agua sobre el proceso de combustión.

**FIGURA 87.** Temperatura máxima por el proceso de combustión



Fuente: Autor

### 5.5.6. Parámetros de evaluación técnica

Al igual que los demás casos, se calcularon los parámetros de combustión a partir de los gases producidos y de producción de fluidos, teniendo en cuenta el anexo 2, como lo muestra la tabla 20.

**Tabla 20.** Parámetros de combustión

Proceso	parámetros de combustión					
	TIA	CO2	N2	CO	H/C	RAC MMSCF/AF
CIS	3.5	0.152	0.82	0	1.7390	9.23
1 CSS+ICVT+CIS	2.5	0.145	0.82	0	2.01614087	9.48
3 CSS+ICVT+CIS	2.6	0.145	0.82	0	2.01614087	9.48
5 CSS+ICVT+CIS	2.7	0.143	0.82	0	2.1002827	9.56
7 CSS+ICVT+CIS	2.8	0.145	0.82	0	2.01614087	9.48
10 CSS+ICVT+CIS	3	0.143	0.82	0	2.1002827	9.56

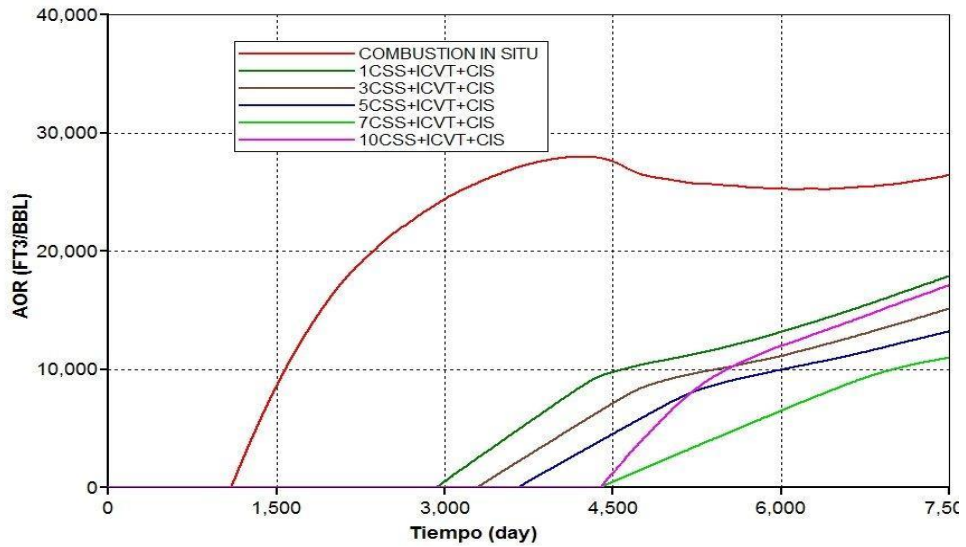
Fuente: Autor

**Relación aparente Hidrogénó/Carbono (H/C).** Esta relación tal como se indicó en el anexo 2, es muy empleada para determinar cómo opera un proceso de combustión in situ. En la tabla 20, se observa que este parámetro los valores estuvieron por el límite de 2, debido a que se produjeron por un gran periodo de tiempo las reacción a baja temperatura, consecuencia de las altas saturaciones de agua cerca al pozo inyector al inicio del proceso.

**Relación Aire Combustible RAC (PCS/lb).** Se espera que un buen proceso de combustión tenga bajas relaciones aire/combustible RAC (mas producción de óxidos de carbono con menos inyección de aire). Como se observa los valores de esta relación están un poco más elevados debido a que se produjo una mayor cantidad de coque al principio del proceso y al final, lo cual hizo que esta relación se elevara.

**Relación aire aceite AOR.** En la figura 88, se observa el comportamiento de la relación AOR, evidenciándose que todas tienen un comportamiento normal menos la corrida con una cantidad de 10 y 7 ciclos ya que éstas ya tiene demasiados ciclos de vapor y canales de agua por lo tanto el proceso va ir demasiado rápido.

**FIGURA 88.** Comportamiento de la relación AOR



Fuente: Autor

En resumen el proceso de combustión in situ, tiene un buen comportamiento cuando se implementa después de la ruptura, pero el aumento en el aceite incrementa se va ver más notorio cuando se tenga más caliente la formación. Sin embargo la respuesta del yacimiento va ser demorado, trayendo así reacciones a baja temperatura, con una producción de gases de combustión en una fracción menor al 15 por ciento, trayendo así posiblemente una producción de CO debido a que no se está produciendo una combustión completa.

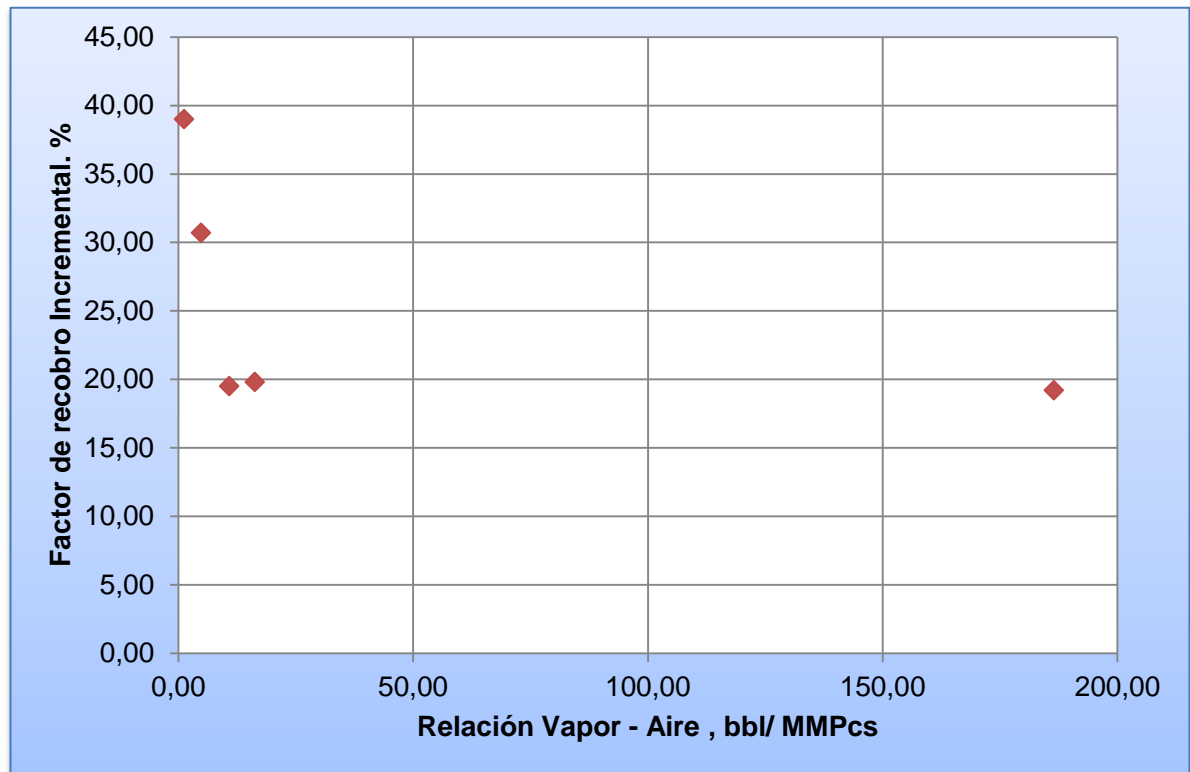
**Tabla 21.** Parámetros de evaluación respecto a la relación vapor- aire.

	PARÁMETROS DE COMBUSTIÓN								
	Tasa de aire	Tiempo irrupción	Velocidad frente CIS	Tiempo CIS	Aire inyectado	Vapor inyectado	Relación Vapor-Aire	Total	FR incremental CIS
Unidades	MMPcs/día	días	pies/día	días	MMPCS	Bbl	MMPcs/bbl	%	%
CIS	3.5	1824	0.181	6900	24150	0	0	49	40.00
1 CCS+ICVT+CIS	3.0	5132	0.064	6566	19698	25000	1.27	47.20	39.00
3 CCS+ ICVT+CIS	2.5	4397	0.075	6160	15400	75000	4.87	39.60	30.70
5 CCS+ ICVT+CIS	2.0	5314	0.062	5758	11516	125000	10.85	29.00	19.50
7 CCS+ ICVT+CIS	2.0	5010	0.066	5354	10708	175000	16.34	30.00	19.80
10 CCS+ ICVT+CIS	1.9	3837	0.086	4937	9380	250000	186.56	31.00	19.20

Fuente: Autor

Partiendo de la anterior tabla se crean las siguientes gráficas para observar la influencia de del vapor inyectado previamente, estudiándose variables como el factor de recobro incremental, tiempo de irrupción del oxígeno, y velocidad del frente de combustión.

**FIGURA 89.** Factor de recobro incrementar por CIS vs la relación Vapor- Aire inyectado

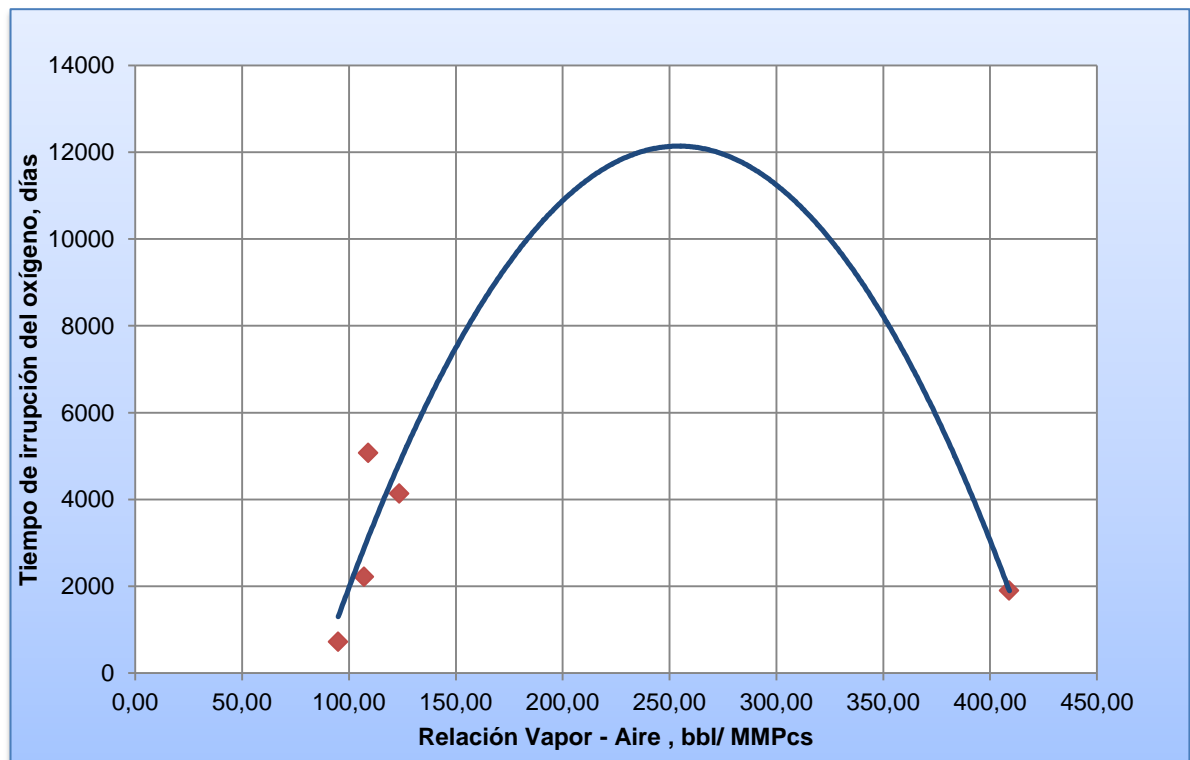


Fuente: Autor

**Factor de recobro incremental.** En la Figura 89, se puede apreciar que el efecto en los escenarios cuando se ha inyectado una mayor cantidad de vapor previa por medio de estimulaciones con vapor. Como se observa, cuando se inyecta cierta cantidad de vapor la combustión no es totalmente efectiva y se va reduciendo este factor de recobro incremental, después de esto el vapor empieza a dar efectos negativos sobre la dinámica del proceso de combustión, reduciéndose así el factor de recobro incremental por combustión *in situ*. (Para este caso no se encontró una regresión cercana que diera como  $R^2 =$  mayor a 0.8)

**Tiempo de ruptura del O<sub>2</sub>.** Uno de los parámetros importantes a estudiar es la irrupción del oxígeno en los pozos productores, ya que este parámetro indica si existen canales preferenciales de oxígeno y si se está canalizando por alguna zona del yacimiento. En la figura 90, se aprecia la influencia directa entre el tiempo de irrupción y la relación vapor- aire en los escenarios desarrollados en esta etapa.

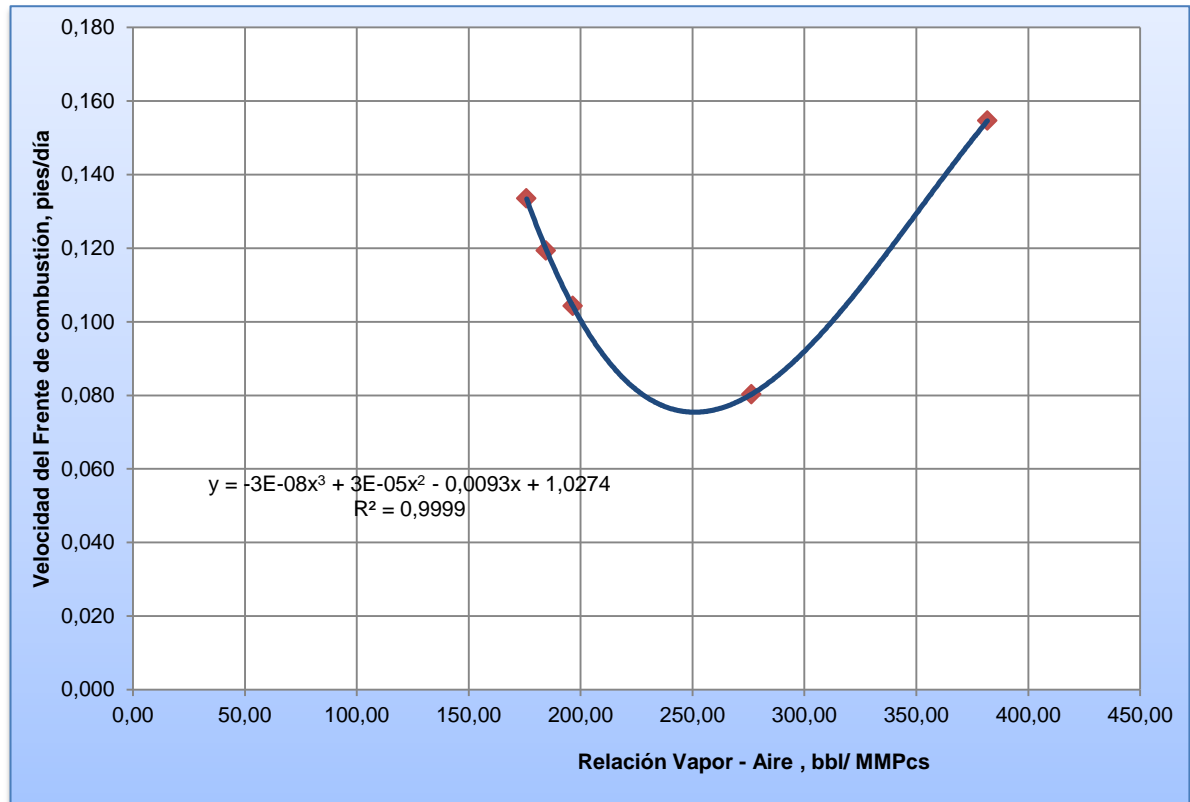
**FIGURA 90.** Tiempo irrupción del oxígeno vs la relación vapor aire inyectado



Fuente: Autor

**Velocidad del frente de combustión.** Para determinar el frente de combustión, se partió de la posición del frente en cada caso observando los resultados en el espacio y teniendo en cuenta la irrupción de Oxígeno en los pozos productores. Como la velocidad del frente de combustión en todos los puntos no es la misma, debido a distribución de fluidos diferente en el espacio, se calculó la velocidad promedio partiendo de los gases producido y observando la caída de la producción de CO<sub>2</sub>.

**FIGURA 91.** Velocidad del frente de combustión vs relación vapor aire



En general después de implementar un procesos de inyección continua de vapor previo a procesos de combustión, da buenos resultados (tabla 22), dependiendo de la cantidad de vapor que se inyecte anterior a este proceso, debido a los canales preferenciales que pueden ser perjudiciales o beneficiosos dependiendo el escenario en que se esté implementando el proceso. También cabe destacar que la inyección continua ayuda a mantener temperaturas altas y ayudar al barrido del proceso de combustión. Sin embargo se tiene que tener cuidado en el momento de la implementación, ya que se tiene que tener un control de la tasa de inyección para que el tiempo donde ocurran las reacciones a baja temperatura sea corto.

**Tabla 22.** Resultados finales para la implementación de procesos de combustión in situ posterior procesos de inyección de vapor

	INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR				
Parámetro	1 ciclo	3 ciclos	5 ciclos	7 ciclos	10 ciclos
Factor de Recobro-rup, %	25.6	24	22.5	20	17
Factor de Recobro-LE, %	33.1	32	31	26.4	25
Np-ruptura, bbl	362, 657	339,990	318,741	283,325	240,827
Np-LE, bbl	468,904	453,321	439,154	373,990	354,157
Nr rup, bbl	1`053,970	1`076,637	1`097,886	1`133,302	1`175,800
Nr LE, bbl	947,723	963,306	977,473	1`042,637	1,062,470
So prom	0.55	0.58	0.62	0.65	0.66
Sw prom	0.45	0.42	0.38	0.35	0.34

Fuente: Autor

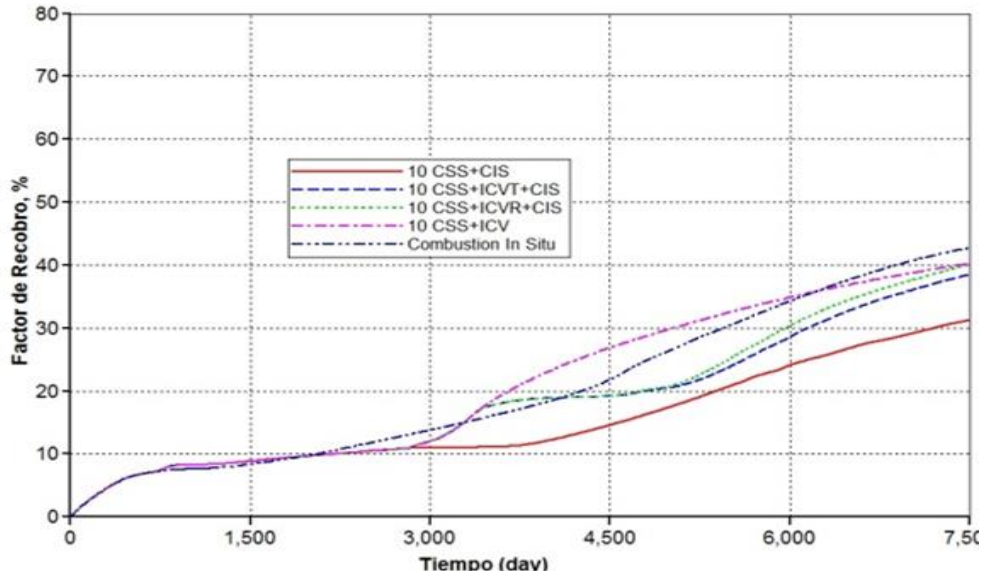
## 5.6. ESTRATEGIA TÉCNICA PARA EL AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO POR MÉTODOS TÉRMICO

Después de realizar las corridas de simulación y analizar los resultados donde se observó y estudiaron los efecto de los procesos de inyección de vapor sobre el proceso de combustión in situ, es posible determinar una estrategia de explotación para el aumento del factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado, como los que se encuentran en el Magdalena Medio y donde se han aplicado proceso de recuperación con pozos verticales y horizontales, pero debido a las altas pérdidas de energía que ocurren es necesario pensar posiblemente en la implementación del proceso de combustión in situ.

Teniendo en cuenta todo el análisis de resultados, se busca desarrollar una estrategia o esquema secuencial, que garantice el incremento del factor de recobro y por ende la disminución de la saturación remanente de aceite, en este tipo de yacimientos. Por tal motivo se graficaron todos los escenarios que se realizaron teniendo en cuenta el factor de recuperación (figura 92, 93, 94,95 y 96),

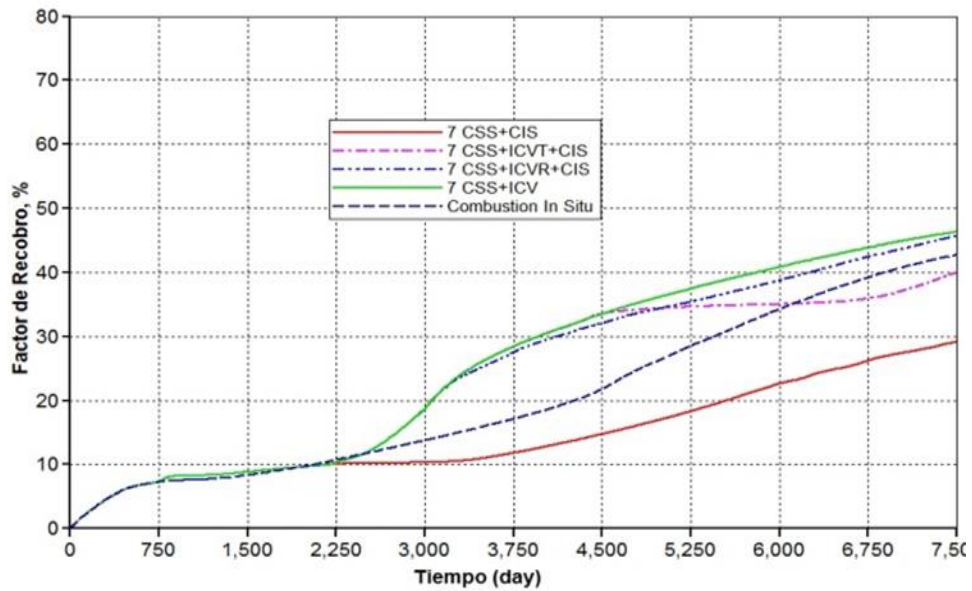
de esta forma comparar cuál de estos esquemas secuenciales es mejor para realizar un estudio económico que nos lleve a un aumento en la producción de estos campos.

**FIGURA 92.** Factor de recobro para los escenarios con 10 estimulaciones previas comparado con el caso base



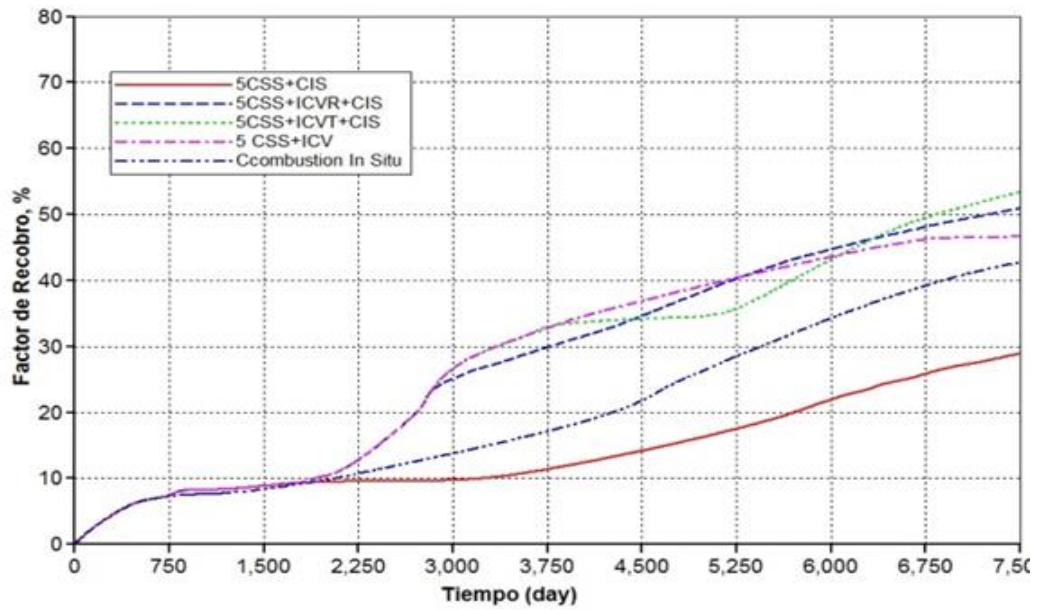
Fuente: Autor

**FIGURA 93.** Factor de recobro para los escenarios con 7 estimulaciones previas comparado con el caso base



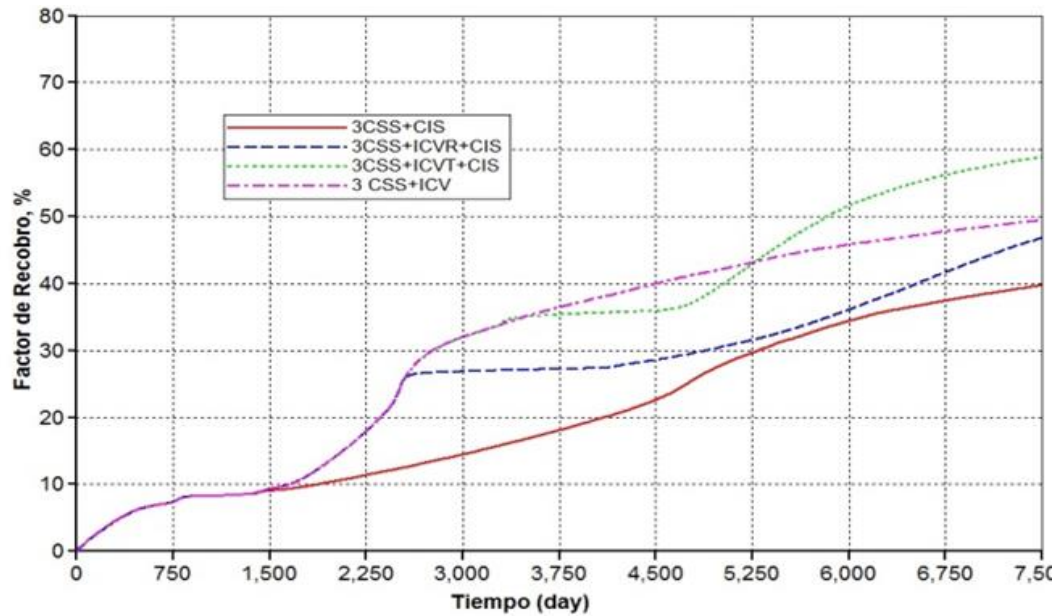
Fuente: Autor

**FIGURA 94.** Factor de recobro para los escenarios con 5 estimulaciones previas comparado con el caso base



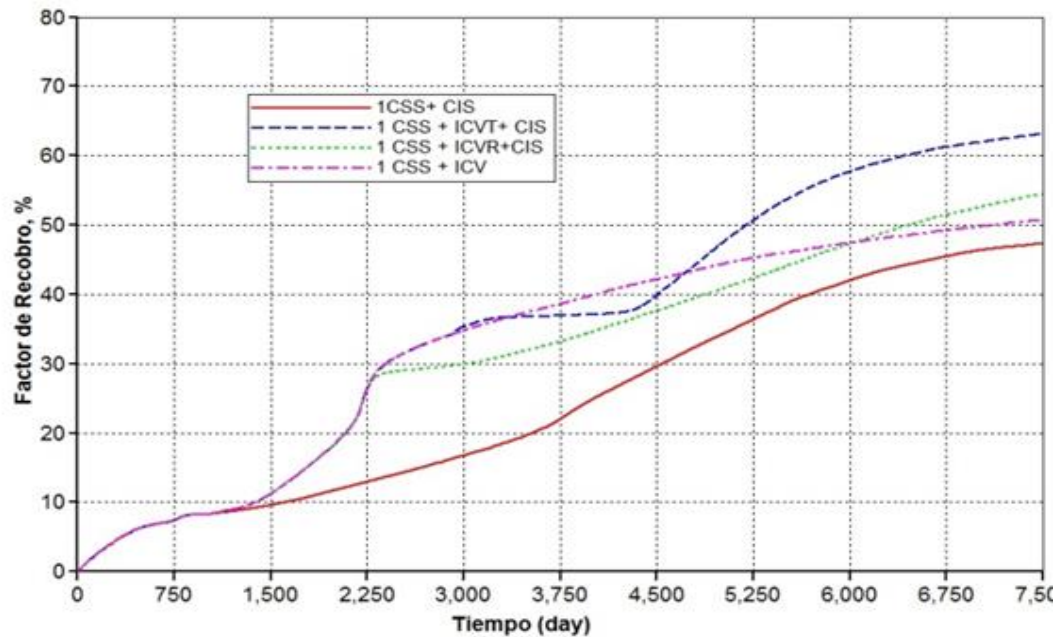
Fuente: Autor

**FIGURA 95.** Factor de recobro para los escenarios con 3 estimulaciones previas comparado con el caso base



Fuente: Autor

**FIGURA 96.** Factor de recobro para los escenarios con 1 estimulaciones previas comparado con el caso base



Fuente: Autor

Observando las figuras anteriores, se puede apreciar el mejor escenario técnico para el aumento del factor de recobro es el escenario 1CSS+ICT+CIS, en la figura 96, dando como resultado una implementación de todos los procesos de recuperación de manera secuencial. En la tabla 23, se explica de manera detallada una estrategia de implementación de procesos de recuperación térmica para el aumento del factor de recobro y garantizar la disminución de la saturación remanente este tipo de yacimientos. Cabe destacar que cuando se habla de un proceso de combustión in situ es necesario realizar siempre para cada yacimiento pruebas de laboratorio que me den conocimiento de la dinámica del proceso.

Como conclusión se puede implementar para este tipo de yacimiento en particular el siguiente esquema secuencial para el aumento y aceleración del factor de recobro.

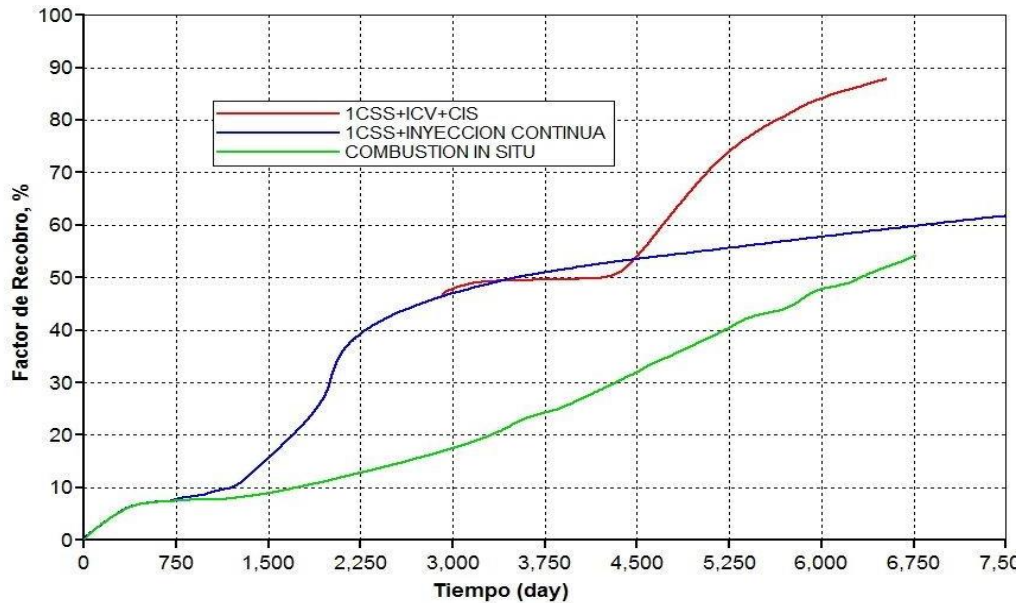
**Tabla 23.** Estrategia final para el aumento del factor de recobro en este tipo de yacimientos

Proceso	Tiempo	Tasa de inyección de fluido	Otras Observaciones
<b>Inyección cíclica de vapor</b>	1 ciclos de inyección máximo 3	Realizar análisis de sensibilidad de la tasa de inyección dependiendo de la viscosidad del crudo	Para cada tipo de aceite y yacimiento puede cambiar el número de ciclos óptimos. Ya que esta afecta la inyección continua y la combustión
<b>Inyección continua de vapor</b>	Hasta limite económico, sin embargo es importante observar si la cantidad de vapor cerca al pozo inyector después de terminado el proceso.	Realizar análisis de sensibilidad y si es posible dependiendo del patrón de inyección realizar administración de calor	Es importante realizar un análisis del espaciamiento entre pozos, ya que para los dos procesos de combustión y vapor se tiene que tener un patrón óptimo para que los dos procesos sean eficientes.
<b>Combustión in situ</b>	Irrupción de los pozos.	Realizar pruebas de tubo de combustión o realizar pruebas en modelos físicos y simulación numérica	

Fuente: Autor

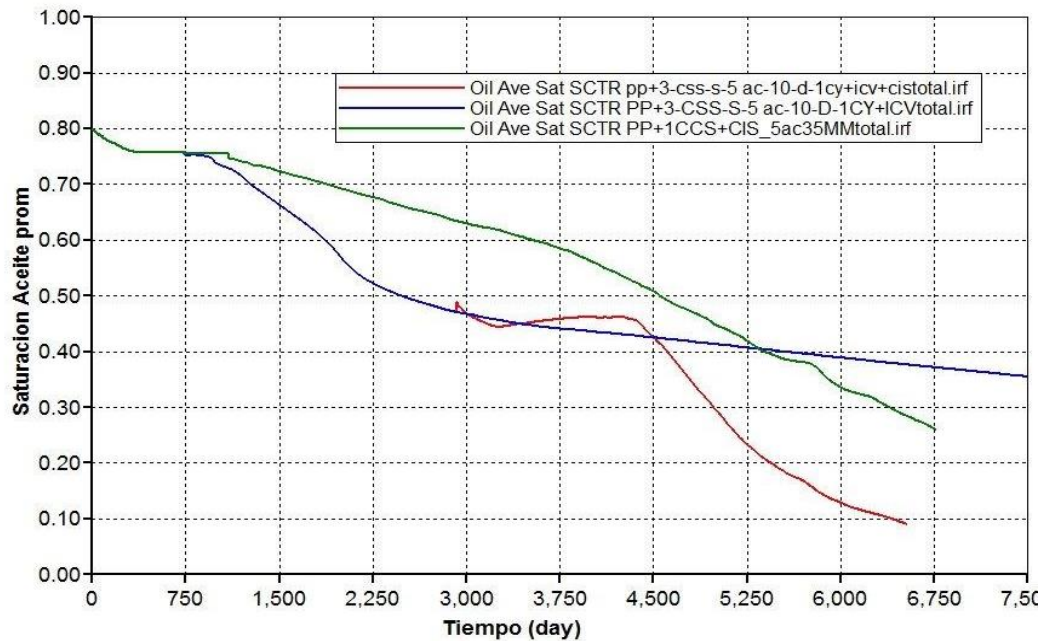
A partir de esta tabla se implementó este esquema secuencial sólo al área barrida por los procesos, es decir sólo al área de 5 acres, observándose la efectividad total de todos los proceso en la figura 84.

**FIGURA 97.** Factor de recobro para los mejores casos encontrados comparados con el caso base combustión



Fuente: Autor

**FIGURA 98.** Reducción de la saturación de aceite del área barrida para los mejores casos.



Fuente: Autor

Es importante aclarar que estos resultados son específicos para este tipo de yacimiento y para este tipo de crudo, ya que los procesos de inyección de vapor y combustión in situ, depende su comportamiento del tipo de crudo y de la estructura del yacimiento.

## CONCLUSIONES

Las saturación y distribución de fluidos antes de implementar un proceso de combustión juega un papel importante en la respuesta del yacimiento al proceso de combustión, debido a que este parámetro define el diseño de la tasa de inyección, los tiempos de respuesta en las reacciones de oxidación y en la producción de fluidos del yacimiento al implementar un proceso de combustión.

El proceso de combustión tiene un desempeño bastante bueno cuando se aplica cierta cantidad de energía por inyección continua de vapor en el yacimiento antes de su implementación; sin embargo, esta energía tiene que ser preliminarmente estudiada, debido a los cambios en la distribución de fluidos y temperaturas en el yacimiento, ya que esto influye de manera directa en el tiempo de irrupción del aire, y en la generación de combustible para el sostenimiento de las reacción a altas temperaturas.

En cuanto la disminución en la saturación remanente de aceite, el mejor esquema de explotación para estos tipos de yacimiento y de teniendo en cuenta este tipo de crudo, se sugiere un esquema secuencial con los tres procesos térmicos después de un tiempo estimado cuando implementar cada proceso.

Las reacciones a bajas temperaturas se pudieron observar en los escenarios cuando la saturación de agua era mayor cerca al pozo inyector, debido a que no se tiene un equilibrio entre los reactivos cerca a este pozo, por tal motivo se van a presentar estas reacciones cuando se implementan los procesos de inyección continua de vapor antes de un proceso de combustión.

Un efecto significativo, producto de la menor eficiencia de combustión a tasas bajas, fue la generación de un banco de vapor de agua que contribuyó con la depositación de coque delante del frente. Esta excesiva depositación de coque

condujo a la obtención de menores factores de recobro comparados con los obtenidos en tasas más altas.

Los mejores factores de recobro y mejor comportamiento del proceso de la combustión se presentaron cuando existía una mejor distribución de fluidos cerca al pozo inyector y una mayor temperatura comparada con la inicial en el yacimiento, donde se demostró que a menor número de ciclos de estimulación, mejor es el comportamiento y respuesta del proceso de combustión y también del proceso de inyección continua.

En los escenarios donde se implementa el proceso de inyección continua de vapor y mayor número de ciclos, se aprecia que existen canales preferencial de vapor por donde el frente de combustión va tener una mayor velocidad; por tal motivo la eficiencia del proceso va ser disminuido y la irrupción del frente en los pozos va ser muy temprana. Por lo tanto, se puede concluir que para el aumento del factor de recobro y reducción de la saturación remanente de este yacimiento, por éste esquema secuencial, es importante saber cuántos ciclos se van a realizar y cuánto tiempo durara la inyección continua de vapor previa a la inyección de aire.

## RECOMENDACIONES

Llevar a cabo análisis detallados de la influencia de la tasa de inyección de aire sobre variables de respuesta tales como producción de fluidos y eficiencias de barrido volumétrico. En esta investigación se debe involucrar mecanismos tales como variaciones de permeabilidades relativas con la temperatura, fenómenos capilares, fenómenos de absorción del CO<sub>2</sub>, generación de *foamy oil*, entre otros.

Desarrollar una investigación que permita comparar la influencia de este mismo efecto para otros crudos con otras condiciones, es decir la teniendo en cuenta la geología estructural del yacimiento, o teniendo en cuenta la presencia de acuíferos en el yacimiento.

Implementar un laboratorio asociando al modelamiento de procesos de combustión in-situ, ya que son diversas las pruebas, parámetros y propiedades para tal fin. De esta manera será posible llevar a cabo estudios más profundos y decisivos, los cuales contribuirán significativamente con el desarrollo de la técnica en el país.

Desarrollar un estudio que involucre la administración de la tasa de inyección de aire en función de los parámetros de yacimiento, como espesor y espaciamento de pozos, acoplándolo con el avance del frente de combustión y tipo de crudo.

Realizar una investigación que involucre las heterogeneidades del yacimiento, para tener una mejor idea de los canales preferenciales del frente de vapor como el frente de combustión teniendo en cuenta el esquema secuencial que mejor resultados tenga.

Realizar una investigación donde se estudie la influencia del espaciamento entre pozos al implementar este tiempo de estudios, analizando los parámetros

operacionales y de yacimiento, implementando los procesos de inyección de vapor y de combustión In Situ.

## BIBLIOGRAFÍA

ALEXANDER J, MARTIN W.L., DEW J, Factors affecting fuel availability and composition during in situ combustion. Continental Oil Company, SPE 296, 1962.

AMBALAE A, MAHINPEY N, FREITAG N, Thermogravimetric studies on pyrolysis and combustion behavior of a heavy oil and its asphaltenes, Energy & fuels, 2006.

ARBELAEZ de Moncaleano .Ruby. "El proceso de la Investigacion", Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2005

BOBERG C Thomas. "Thermal Methods for oil Recovery", Exxon Monograph.

BURGER, J. SORIEAU, P. "Thermal Methods of oil Recovery". Paris, Editions Technip 1985.

CHICUTA, AM. TREVISA O,V (2009) "experimental study cis of brazilian heavy oil". UNICAMP-SPE 122036 .2009

COUCH E,J. "Effects of porosity and permeability in in situ combustion fuel consumption". SPE 2873. Houston Texas. October 1970.

Current Status of commercial in situ combustion projects worldwide 2007. JCPT

FAROUQ, Ali. Inyección Cíclica Vapor Campo Palagua. Evaluación realizada junio 15 de 1997.

GATES, C; RAMEY Jr, H. "A Method For Engineering InSitu Combustion Oil Recovery Projects" J. Pet. Tech. (Febrero 1980) 285-294. SPE 7149

GORDON J, BENNING M, FERNBACHER J. "Oxigen In situ Combustion for oil recovery: Combustion Tube test. SPE 1139. Julio de 1984.

GREAVES M, YOUNG T.J, EL USTA S, RATHBONE R.R, REN S.R, XIA T.X, Air injection into the light and medium heavy oil reservoirs: combustion tube studies on west of Shetlands Clair oil and light Australian oil, University of Bath, July 2000.

GUERRA J.J, GROSSO J.L, Modelling segregated in situ combustion processes through a vertical displacement model applied to a colombian field. CT&F, Diciembre 2005.

GUTIERREZ D, MOORE G, UNSERBACH M, METHA R. "The challenge of predicting field performance of air injection projects based on laboratory and numerical modeling. JCPT Abril del 2009. Volumen 48, No4.

MOORE G, BELGRAVE J, UNSERBACH M, BENNION W, "A comprehensive Approach in situ combustion modeling. Department of chemical & petroleum engineering. University of Calgary. Calgary Alberta Canada. SPE 20250. Advance technology series. Vol 1.

MOORE G, BELGRAVE J, UNSERBACH M, METHA R. "New ideas for and old process". Department of chemical & petroleum engineering. University of Calgary. Calgary Alberta Canada. 1994

MOORE G, UNSERBACH M, METHA R. "Numerical Simulation of in situ combustion experiments operated under low temperature conditions". University of Calgary. Canadian international petroleum conference. Calgary Alberta Canada. 2007

MOORE R,G. LAURSHEN M,G. URSENBACH M,G. METHA S,A. BELGRAVE J,D. "a Canadian perspective on in situ combustion" University of Calgary. JCPT (1999).

NELSON, T. W.; MCNEIL, J.S. "How to Engineer a Combustion In Situ Project", Oil and Gas Journal. (Junio 5, 1961) N°. 23, 58-65.

OLUFEMI C. "Analysis of coke combustion during in situ oil recovery". University of Oklahoma. 1978. Doctorado

ONYEKONWU M, PANDE K. "Experimental and simulation studies of laboratory in situ combustion recovery". SPE 150920. Abril de 1986.

PALMA J. M. "Procedimiento para el ajuste de variables involucradas en proceso de combustión in situ". Tesis Maestria. Universidad Industrial de Santander. 2011.

RAZZAGHI, S. KHARRAT, R. "Feasibility study of auto ignition in situ combustion process". Journal of the Japan Petroleum Institute.51-287.2008

RODRIGUEZ J, R."Experimental and analitical study to model temperature profiles and stoichiometry in oxigen enriched in situ combustion". Universidad de Texas, Mayo 2004.

SARATHI S. Partha. "In situ combustion Handbook", BDM Petroleum Technologies. Oklahoma. January 1999

SHEN, C. Limitations and potentials of in situ combustion process for heavy oil reservoirs, paper 2002-217.

SHOWALTER, W. "Combustion Drive Test". SPE March 1963.

URSENBACH M,G. "An overview of laboratory in situ combustion Behavior of Athabasca oil sands". University of calgary. 1998.

URSENBACH, M. An overview of laboratory in situ combustion behaviour of Athabasca oil sands, Tesis doctoral, Calgary, 1992.

VERSON M, Geological considerations for the economic evaluation of turkish oil shale deposits and their combustion - pyrolysis behavior(review). Internacional oil shale conference, Amman, 2006.

YATTE, F. C. "Estudio Analítico Para Determinar La Influencia De La Tasa De Inyección De Aire Sobre Los Perfiles De Temperatura Y Los Gases De

Combustión Mediante La Simulación Numérica De Una Prueba De Tubo” . Tesis  
Maestría. Universidad Industrial de Santander. 2011

## **ANEXO A**

### **PARÁMETROS OPERACIONALES DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN Y CORRELACIONES RESPECTIVAS**

Existen diversas variables que afectan el rendimiento de un proceso de combustión in-situ. Los más importantes parámetros son el depósito de combustible, requerimiento de aire, flujo de aire, tasa de inyección de aire. A continuación se presentan en detalle dichos parámetros y los métodos correlativos conocidos para el cálculo de los mismos.

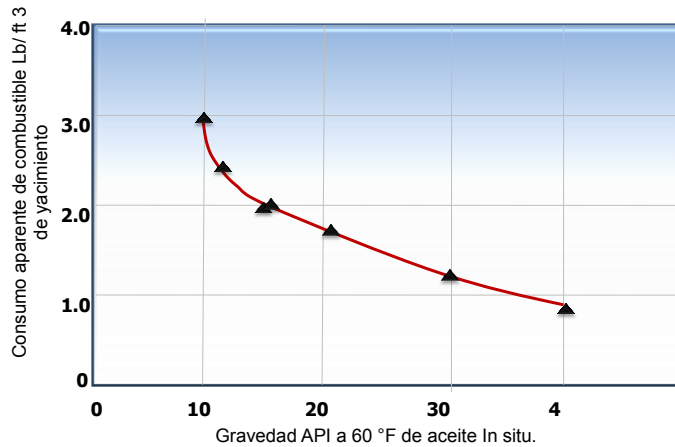
#### **CONTENIDO DE COMBUSTIBLE**

Es la cantidad de coque que está depositado en la roca que está disponible para combustión y que es el resultado de procesos de destilación y cracking térmico. Alrededor del 6-15% del petróleo in-situ se quema, este determinara el gran parte si el proceso debería llevarse a cabo; pues si este valor es muy bajo, no se generara suficiente calor en el yacimiento para soportar la combustión, y si es muy alto, el procesos puede ser económicamente no viable, debido a los altos requerimientos de aire, altos costos de compresión y baja producción de crudo, este parámetro se mide en libras de combustible por pie cubico de roca o yacimiento (lb/pies<sup>3</sup>).

#### **Efecto de la gravedad del petróleo sobre el contenido de combustible**

La cantidad de combustible depositado es afectado por las propiedades del crudo en muchos modos. En general, esta incrementa con la disminución de la gravedad API, disminución en la relación H/C, incremento en el carbón Conradson (el cual indica la tendencia a la coquización del crudo), e incremento en la viscosidad del crudo.

Figura A1. Efecto de la gravedad del aceite sobre el contenido de combustible.



**Fuente:** In-situ combustion handbook - principles and Practices

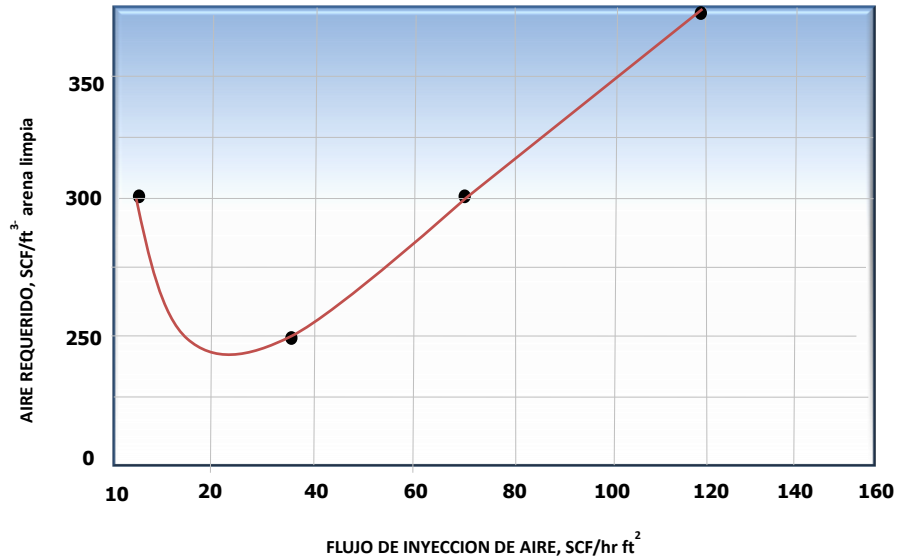
El efecto de la gravedad del petróleo sobre el combustible depositado o consumido ha sido estudiado ampliamente por muchos investigadores. Showalter uso arena no consolidada y varios tipos de crudo con gravedad entre los 11° y 40° API. Los resultados indican una tendencia definitiva a la disminución en el contenido de combustible con el incremento en la gravedad API. Un crudo de 11°API produce un depósito de combustible cercano a las 3 lb/pies<sup>3</sup>, si bien un crudo de 30° API a 40° API, proporciona un depósito de combustible de 1 lb/pies<sup>3</sup> o menos, según las condiciones del experimento.

### Efecto del flujo de aire

Martin et al, estudiaron los requerimientos de aire como una función del flujo de aire, obteniendo los resultados mostrados en la figura A2.

Cuando el flujo de aire varía desde 10 hasta 120 PCS/pies<sup>2</sup>-hr, los requerimientos de aire caen hasta un mínimo de 240 PCS/pies<sup>3</sup>, a un flujo de aire de casi 20 PCS/pies<sup>2</sup>-hr. Un incremento adicional en el flujo de aire, eleva los requerimientos de aire, debido como es evidente, a una reducida eficiencia de utilización de oxígeno.

**Figura A2.** Efecto del flujo de aire sobre los requerimientos de aire.



**Fuente:** INTERSTATE OIL COMPACT COMMISSION. Improvement Oil Recovery. Oklahoma City, Oklahoma. Marzo 1983. Pp285

### Requerimiento de Aire

El volumen de aire requerido para quemar una unidad de volumen del yacimiento basado en análisis estequiométrico del gas producido en un tubo de combustión se muestra en la Figura A3. Los requerimientos de aire determinan la capacidad de compresión necesaria, y es uno de los parámetros más importantes debido a su efecto en la economía del proyecto.

Para la mayoría de los proyectos de combustión, un valor de 180 PCS aire/ Lb combustible es usado cuando no se dispone de datos de laboratorio. Chu también desarrollo la siguiente correlación para este parámetro:

$$A = 4.72 + 0.03656h + 9.996S_o + 0.000691k$$

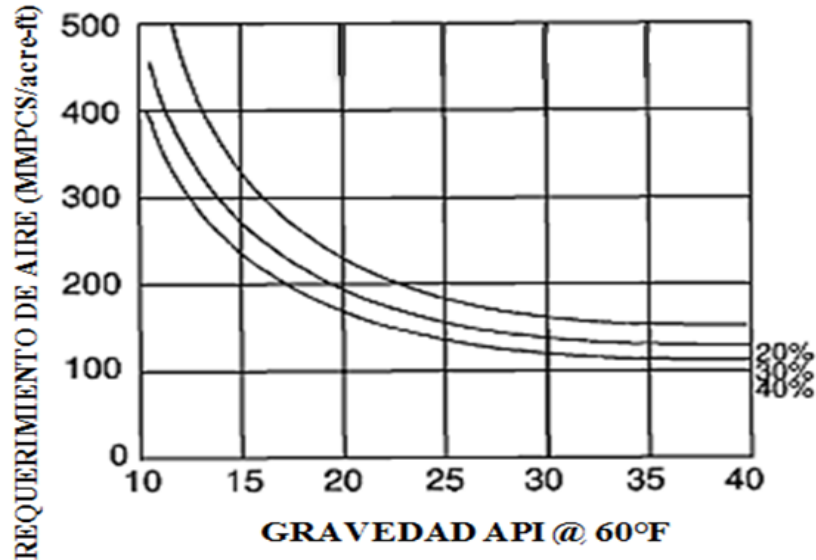
A=Requerimiento de aire (MMPCS/acre-pies)

h=Espesor de yacimiento (pies)

k=Permeabilidad (md)

So=Saturación de aceite (fracción)

**Figura A3.** Relación entre la Gravedad API del crudo y el Requerimiento de Aire asumiendo 100% de eficiencia de combustión

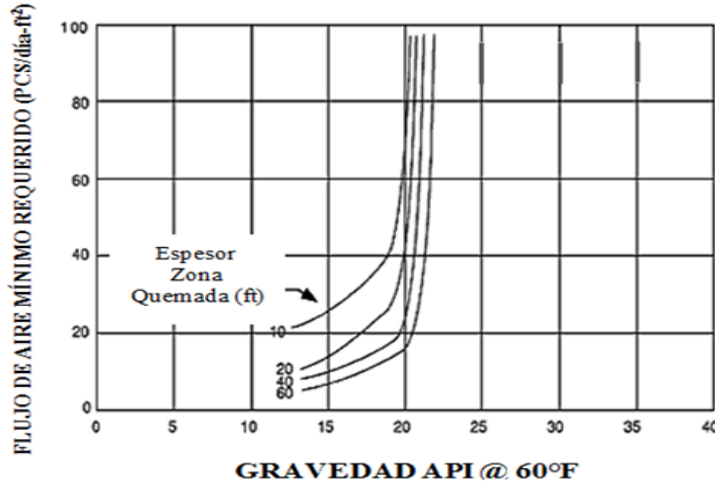


**Fuente:** PARTHA S. SARATHI. In-Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. 1999.

### Flujo de Aire

El frente de combustión puede moverse solo tan rápido como se supe aire para consumir la cantidad de combustible depositado, desde que todo el combustible sea quemado. El mínimo flujo de aire es una función de la deposición de combustible y de las pérdidas de calor. En la Figura A4 se presenta una relación entre este parámetro y la gravedad específica del crudo para una porosidad del yacimiento de 30%, y una eficiencia de combustión del 100%.

**Figura A4.** Relación entre la Gravedad API del crudo y el Flujo de Aire mínimo requerido



**Fuente:** PARTHA S. SARATHI. In-Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. 1999.

### Presión de Inyección

Un gasto importante en un proceso de combustión es el costo de comprimir el aire. El tamaño del compresor depende no solo de la tasa de inyección de aire requerida, sino también de la presión de descarga requerida. La presión de inyección de aire depende principalmente de la permeabilidad de la formación al aire, de la tasa de inyección seleccionada, la distancia entre pozos, y la profundidad de la formación.

Nelson y McNeil (1961), basados en muchas pruebas en campo, sugirieron la siguiente fórmula para calcular la presión de inyección necesaria:

$$P_{iw}^2 = P_w^2 + \frac{i_a \times \mu_a \times (T + 460)}{0.703k_a \times h} \left[ \ln \left( \frac{a^2}{r_w \times V_b \times t} \right) - 1.238 \right]$$

$P_{iw}$ =Presión de inyección en fondo de pozo inyector (psia)

$P_w$ =Presión de producción en fondo de pozo productor (psia)

$i_a$ =Caudal máximo de inyección de aire (PCS/día)

$\mu_a$ =Viscosidad del aire (Cp)

T=Temperatura del yacimiento (°F)

$k_a$ =Permeabilidad efectiva al aire (md)

$h$ =Espesor neto productor (pies)

$a$ =Distancia de pozos (pies)

$r_w$ =Radio de producción del pozo

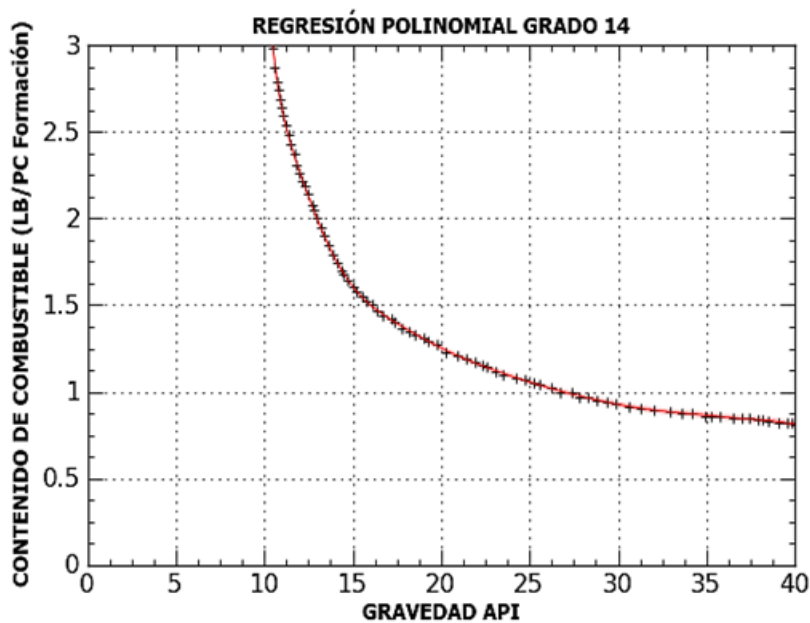
$V_b$ =Velocidad de la zona de combustión (pies/día)

$t$ =Tiempo para alcanzar el máximo caudal de aire (días)

### Correlación de Alexander & Martin para la determinación del Depósito de Combustible a partir de la Gravedad API

La regresión que más se ajusta a los datos de la gráfica correlativa de Alexander & Martin (representada en la figura A5 mediante puntos negros) es la regresión de tipo polinomial (representada en la figura A5 con una línea roja), tal y como se muestra en la figura A5.

**Figura A5.** Esquema comparativo de la Regresión Polinomial Grado 14 y la gráfica Correlativa de Alexander & Martin



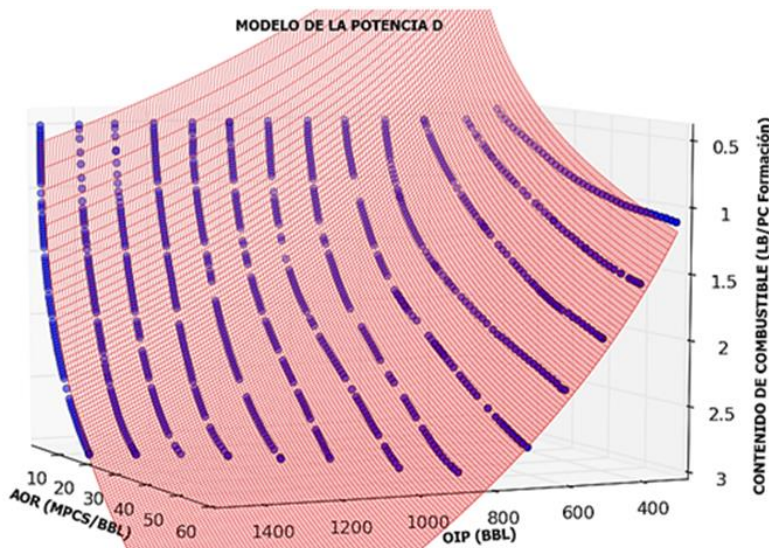
Fuente: Curve Expert Professional 1.5.0.

Al igual que en la correlación propuesta por Showalter, la correlación de Alexander & Martin sólo aplica para gravedades mayores o iguales a 10,5° API.

### Correlación de Sarathi para la determinación del Depósito de Combustible a partir del OIP y la Relación Aire-Aceite (AOR)

La regresión que más se ajusta a los datos de la gráfica correlativa que presenta Sarathi (representada en la figura A6 mediante puntos azules) es la regresión de tipo modelo de la potencia D (representada en la figura A6 con una malla tridimensional roja), tal y como se muestra en la siguiente figura, con su respectiva ecuación:

**Figura A5.** Esquema comparativo de la Regresión Modelo de la Potencia D y la gráfica Correlativa de Sarathi



**Fuente:** Curve Expert Professional 1.5.0.

$$M = a + (AOR^b * OIP^c)$$

Regresión Modelo de la Potencia D para la gráfica de Sarathi.

M=Contenido de Combustible (LB/PC de Formación)

AOR=Relación aire-aceite (MPCS/BBL)

OIP=Aceite en sitio (BBL)

a=-5,59

b=1,26E-01

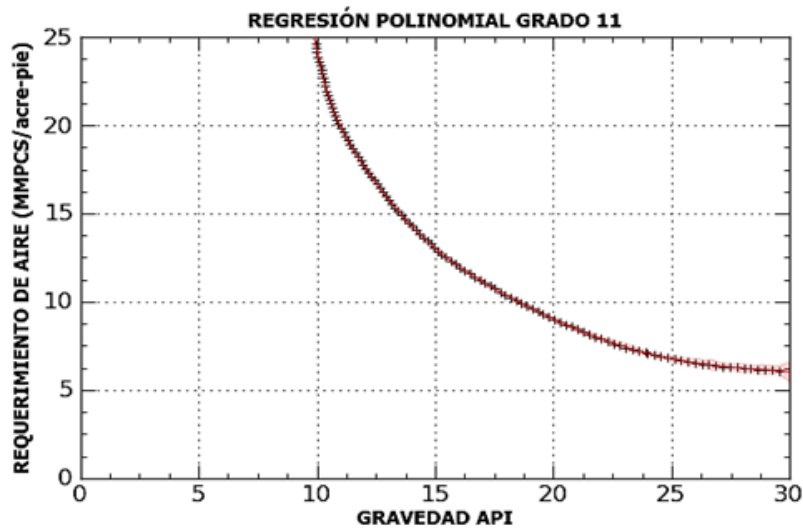
c=2,45E-01

### **Correlación de Showalter para la determinación del Requerimiento de Aire a partir de la Gravedad API**

La regresión que más se ajusta a los datos de la gráfica correlativa de Showalter (representada en la figura A6 mediante puntos negros) es la regresión del tipo polinomial grado 11 (representada en la figura A6 con una línea roja), tal y como se muestra en la figura A6.

De la manera similar a las gráficas correlativas anteriores, esta correlación propuesta por Showalter para la determinación del Requerimiento de aire sólo aplica para gravedades mayores o iguales a 10° API. Esta regresión se encuentra expresada en la ecuación posterior a la ecuación.

**Figura A6.** Esquema comparativo de la Regresión Polinomial Grado 11 y la gráfica Correlativa de Showalter



$$M = a + (b * x) + (c * x^2) + (d * x^3) + \dots + (l * x^{11})$$

M=Contenido de Combustible (LB/PC de Formación)

x=Gravedad API (°)

a=3,87

b=-2,28E+04

c=6,04E+03

d=-9,48E+02

e=9,81E+01

f=-7,02

g=3,55E-01

h=-1,27E-02

i=3,13E-04

j=-5,11E-06

k=4,96E-08

l=-2,17E-10

## ANEXO B

### PARÁMETROS DE EVALUACIÓN DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU A PARTIR DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

Después de realizada una prueba de combustión o estar implementando un proceso de combustión a escala de campo, el proceso de combustión se puede monitorear a partir de los fluidos producidos, ya que estos dan información sobre el régimen de reacciones que ocurren durante el proceso de combustión y los fenómenos que ocurren durante este.

#### PARÁMETROS DE LA FASE GAS

Gases como el dióxido de carbono, monóxido de carbono y el oxígeno producidos en pruebas de laboratorio y aplicaciones de campo, son analizados para el monitoreo y evaluación del proceso de combustión. Los parámetros tales como la eficiencia de captura de nitrógeno (balance de nitrógeno inerte dentro y fuera del sistema) es importante para detectar la migración de aire por otros caminos que no sean los del proceso. Los parámetros que envuelven la producción de óxidos de carbono ( $\text{CO}_2$  y  $\text{CO}$ ) como la relación aparente de hidrogeno-carbono (AAHCR), la relación de los óxidos de carbono y el nitrógeno producidos, además de la fracción de oxígeno que produce óxidos de carbono, son importantes para estimar el régimen de temperatura que esta predominando en el proceso de combustión (alta o baja temperatura).

Estos parámetros se crearon originalmente fuera de la literatura de la combustión in situ, donde se utilizaron para evaluar la eficiencia y control a altas temperaturas de máquinas de productos industriales.<sup>20</sup> El estudio de los gases está dividido en dos grandes grupos; en los gases hidrocarburos y los no hidrocarburos, de esta forma poder hacer un estudio por separado y más detallado de los compuestos

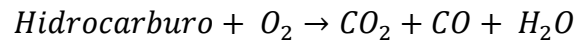
---

<sup>20</sup>URSERNBACH MATTHEW G. An overview of laboratory in situ combustion behaviour of Athabasca oil sands. The University of Calgary. 1992. P 78

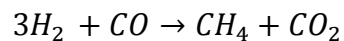
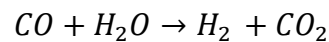
que se producen en fase gas durante el proceso de combustión. Esto aplica para pruebas de tubo de combustión como en pruebas piloto o aplicaciones comerciales de combustión in situ.

### **Gases hidrocarburos**

El aceite utilizado como combustible al ser quemado produce monóxido y dióxido de carbono, como lo describe la siguiente reacción:



El monóxido de carbono producido puede reaccionar fuertemente con el hidrogeno en fase gaseosa para producir metano y dióxido de carbono, como es mostrado en las siguientes ecuaciones estequiométricas:



La cantidad de metano producido depende de la temperatura y la relación de los reactantes presentes a un determinado tiempo, por esta razón, el incremento en la producción de metano no es evidencia del cracking del aceite, ni reacciones de rompimiento o de altas temperaturas.

En pruebas de tubo de combustión la producción de gases hidrocarburos es pobre, debido a que la prueba se hace con una muestra de aceite muerto del yacimiento, en cambio, en pilotos de campo o proyectos comerciales, la cantidad de estos gases es mayor; sin embargo, en procesos de combustión es una cantidad muy baja y se considera no comercial. Además de esto, el poder calorífico del gas tiende a aumentar al inicio del proceso pero durante el transcurso del proyecto decrece hasta llegar a valores menores a 100 BTU / PCS.

## **Gases no hidrocarburos**

Los gases de combustión son analizados para el monitoreo y evaluación del progreso y eficiencia del frente de combustión. El porcentaje molar de oxígeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono, nitrógeno e hidrogeno en el gas producido son medidos en cromatografía, con los cuales se utilizan para calcular los parámetros de desempeño del proceso de combustión.

### **Producción de CO<sub>2</sub>**

Uno de los parámetros más importantes para el monitoreo y evaluación de procesos de combustión es el porcentaje molar de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en los gases producidos, ya que por medio de este se puede determinar de manera directa, el régimen de temperatura y el tipo de oxidación que está ocurriendo con el aceite.

Una hipótesis que se origina cuando los niveles de dióxidos de carbono son más bajos que los que son indicados por la estequiometría de la combustión a altas temperaturas, es que el CO<sub>2</sub> podría estar siendo disuelto en el aceite in situ. Generalmente, durante la combustión in situ algo del CO<sub>2</sub> producido es absorbido por el aceite y por el agua del yacimiento. Sin embargo, este es un factor que particularmente ocurre en yacimientos de crudo pesado, en el cual la fase gas tiene una mejor movilidad que la fase líquida, el cual esto puede significar la digitación del gas en los pozos productores<sup>21</sup>.

Observaciones del porcentaje molar del CO<sub>2</sub> que compone el gas de chimenea producido en pruebas de tubo de combustión, se encuentran valores entre unas 13 y 15 en porcentaje molar para altas temperaturas. En campo pueden encontrarse valores menores a este rango (alrededor de 9 a 10 por ciento), esto es debido a que ocurre una mayor absorción del CO<sub>2</sub> en el aceite nativo del yacimiento.

---

<sup>21</sup>URSERNBACH MATTHEW G. An overview of laboratory in situ combustion behaviour of Athabasca oil sands. The University of Calgary. 1992. P. 78

En operaciones de campo los niveles de CO<sub>2</sub> bajos para combustión seca son una señal del pobre quemado dentro del yacimiento, por esta razón, el tiempo de residencia del aire en pruebas de tubo de combustión es generalmente de distancia corta, para minimizar la difusión o absorción del CO<sub>2</sub> dentro del aceite<sup>22</sup>.

En resumen, en el momento de hacer la evaluación y monitoreo del proyecto de combustión se tiene que tener en cuenta el porcentaje molar del CO<sub>2</sub>, con el cual, se puede inferir el régimen de temperatura en que esta predominando el proceso, esto se realiza teniendo en cuenta los siguientes rangos:

- Combustión de compuestos pre-oxidados, 15-18%
- Régimen de altas temperaturas, 12-15 %
- Régimen de bajas temperaturas. 9-11 %

Además, a partir de la composición molar de CO<sub>2</sub> y de los demás gases de chimenea producidos se pueden calcular los demás parámetros de desempeño o evaluación de proceso.

Estos parámetros indican que régimen de reacciones de oxidación están predominando en el proceso de combustión (reacciones de rompimiento o de adición), que tipo de combustible se está quemando y con qué eficiencia está reaccionando el oxígeno utilizado.

### **Relación aparente hidrogeno-carbono (AAHCR)**

La AAHCR (llamada así por sus siglas en inglés Aparent Atomic Hydrogen to Carbón Ratio) es teóricamente la relación de átomos de hidrogeno por átomos de carbono en el hidrocarburo que son quemados. La AAHCR es prácticamente el oxígeno que reacciona y el que no produce los óxidos de carbono, dividido por la cantidad de óxidos de carbono, de ahí la designación como aparente.

---

<sup>22</sup> FULFORD, Richard S., "Produced Fluid Changes During a Fireflood". SPE 9005. May. 1980. P 280

Los altos valores para operaciones en campo indican que una cantidad significativa de oxígeno es consumido por las reacciones a bajas temperaturas de oxidación (adición de oxígeno).

$$AAHCR = \frac{4 \left( a - b - \frac{d}{2} - f \right)}{(b + d)}$$

Reemplazando:

$$\frac{H}{C} = \frac{\left( \frac{[N_2]}{R} - [CO_2] - \frac{[CO]}{2} - [O_2] \right)}{([CO_2] + [CO])}$$

Los rangos de la relación aparente hidrogeno- carbono, para reacciones de altas temperaturas está entre 0.5 y 2. Cálculos mayores a este rango de valores para esta relación indicarían que las reacciones de baja temperatura están predominando y hay que darles importancia. En etapas tempranas de proyectos de campo se calculan valores altos de esta relación hidrogeno-carbono, debido a la solubilidad de los gases de combustión en el aceite, particularmente del CO<sub>2</sub>.

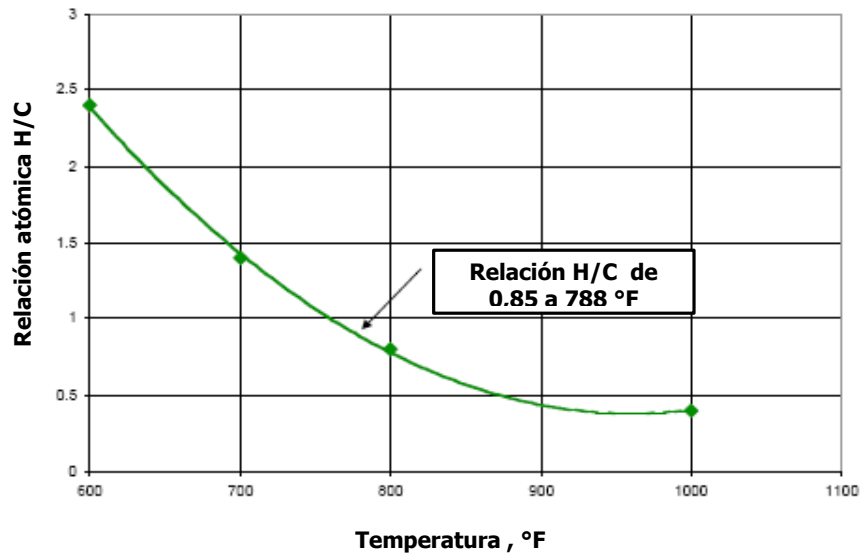
Una de los factores que afecta más la AAHCR es la temperatura de combustión en el frente de avance, ya que tiene una relación directa con la cantidad de carbonos en el combustible quemado o también se tiene altas temperaturas cuando se está quemando un bitumen pre-oxidado<sup>23</sup>.

Si se tiene una mayor temperatura de combustión esto nos indica quiere decir que hay una relación AAHCR baja, lo cual implica que hay una mayor cantidad de átomos de carbono en el combustible.

---

<sup>23</sup>URSERNBACH MATTHEW G. An overview of laboratory in situ combustion behavior of Athabasca oil sands. The University of Calgary. 1992

**Figura B1.** Efecto de la temperatura sobre la relación aparente H/C



**Fuente:** E.S. JUAN, A. SANCHEZ, A. DEL MONTE R Laboratory Screening for Air Injection-Based IOR two Water flooded Light Oil Reservoirs.

Como también se puede observar se tiene mayores temperaturas cuando se quema un combustible con más átomos de carbono que de hidrogeno, lo cual dice que se está quemando un bitumen pre-oxidado.

### **Oxigeno utilizado (OU)**

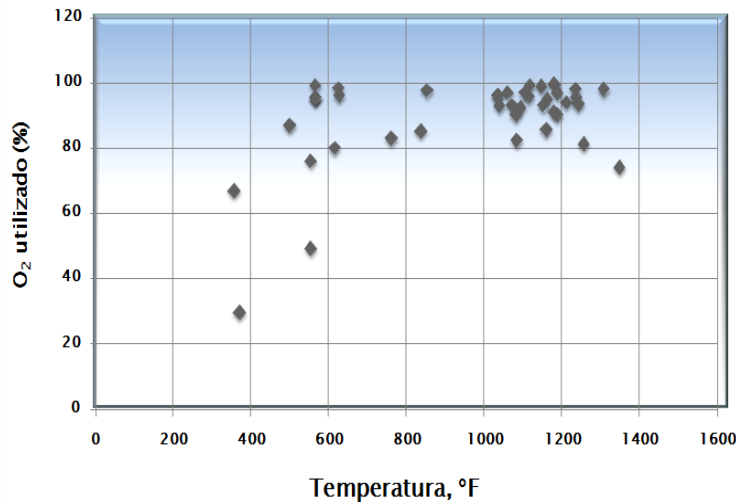
El oxígeno utilizado (OU por sus siglas en inglés) es un cálculo del porcentaje de oxígeno inyectado que reacciona o actúa en el proceso. Esta se define como:

$$OU = \frac{\left[ \frac{N_2}{R} - O_2 \right] * 100}{\frac{N_2}{R}}$$

A pesar de que esta variable se calcula y muestra que el oxígeno es consumido, este no es un buen parámetro para identificar si se están produciendo las reacciones de oxidación de alta o baja temperatura, ya que también se encuentran altos valores de oxígeno utilizado, como lo muestra un estudio de varias corridas

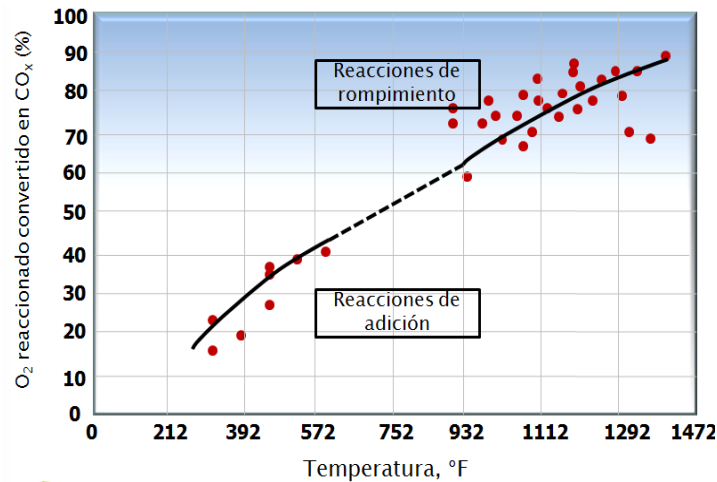
de tubo de combustión realizado por Matthew Ursenbach, figura B2 (entre un 95 y 100%) para temperaturas bajas, lo cual quiere decir que el oxígeno que no se está produciendo está formando compuestos oxigenados en el yacimiento o se está quedando dentro de la formación sin reaccionar con el crudo<sup>24</sup>.

**Figura B2.** Influencia desoxígeno utilizado en las temperaturas de operación



Fuente: URSERNBACH MATTHEW G. 1992

**Figura B3.** Sensibilidad desoxígeno utilizado que reacciono que genera óxidos de carbono a temperaturas de operación



Fuente: URSERNBACH MATTHEW G. 1992

<sup>24</sup>GATES, C.F., and RAMEY, H, J. Jr. "Field Results of South Belridge Thermal Recovery Experiment". Trans, AIME (1958). Vol. 213, 236

## Relación oxígeno/combustible

Es el mínimo volumen de oxígeno requerido para quemar una unidad de masa de combustible, lo que es equivalente a la relación atómica H/C.

$$\frac{\text{Oxígeno}}{\text{combustible}} = \frac{(a) * (\text{moles } O_2)}{\text{moles de combustible}}$$

$$\text{Masa molecular del combustible} = (12.011x + 1.008y)$$

Dónde:

12.0011= masa atómica del carbono y 1.008= masa atómica del hidrogeno.

Asumiendo que el oxígeno consumido en volumen estándar y el combustible en lb por unidad de volumen de formación tenemos<sup>25</sup>:

$$\frac{O_2}{F} = \frac{379 a}{(12.0011 + 1.008y)} \text{ PCS/lb}$$

Condiciones estándar (S) = 14.696 psi y 60 °F

$$= \frac{379 * \frac{N_2}{R}}{12.011([CO_2] + [CO]) + 4.032 * \left[ \frac{N_2}{R} - [CO_2] - [O_2] \right]} \text{ pies } (ST)^3 / \text{lb}$$

<sup>25</sup>BYL, M. L., MOORE R. G. URSENBACH, M. G. "Field observation of in situ combustion in water flooded reservoir in Kinsella Field". University of Calgary. JCPT 93-01-03. 1993. P 6-7

## Relación aire/combustible (AFR)

Este es el volumen de aire requerido para quemar una unidad de masa de combustible por cantidad de carbonos e hidrógenos en el combustible y la relación nitrógeno-oxígeno en el aire.

$$AFR = \frac{\text{Aire}}{\text{combustible}} = \frac{379 * (1 + R) * a}{(12.011x + 1.008y)} \text{PCS/lb}$$

Es decir está en función del aire producido y la producción acumulada de óxidos de carbono.

Cuando un proceso de combustión in situ está siendo exitoso o el proceso se está llevando de una manera adecuada (régimen de altas temperaturas, HTO) las relación aire-combustible son bajas.

## Aire requerido (AR)

El aire requerido (AR) es el volumen de aire requerido para quemar una unidad de volumen de yacimiento y es calculado de la siguiente forma<sup>26</sup>:

$$AR = \frac{\text{Volumendeaireinyectado, (PCS)}}{\text{volumendeyto(tubo)quemado(pies}^3)} \\ = \frac{349 * (1 + R) * \frac{[N_2]}{R}}{12.011([CO_2] + [CO]) + 4.032 * \left(\frac{N_2}{R} - [CO_2] - [O_2]\right)}$$

También

---

<sup>26</sup>NELSON, T. W & MCNEIL, J.S, "How to Engineer an In Situ Combustion Project", The Oil and Gas Journal, June 5, 1961. P 58

$$AR = \frac{u_{aire}}{V_b}$$

Dónde:

$u_{aire}$  = Es la tasa de flujo de aire inyectado (pies<sup>3</sup>/ft<sup>2</sup>)

$V_b$ = es la velocidad de estabilización de la combustión (pies/min)

El valor de la velocidad de estabilización de la combustión es asumido dependiendo de la tasa de inyección y las tasas de producción. La velocidad del frente de combustión para combustión seca y húmeda normal, se calcula a partir de la tasa de avance a una temperatura estabilizada donde se mantiene la región de altas temperaturas. La velocidad de la zona de combustión en una combustión súper húmeda o combustión húmeda incompleta se basan temperaturas cerca a las elevadas temperaturas<sup>27</sup>.

**Tabla B1.** Aire requerido para quemar un acre-pie de yacimiento de tres campos en función de la gravedad API

Campo	Aire requerido	API
Suplac de Barcau.Rum	18.6 MMPCS/AF	15-18
S. Belridge, CA (Mobil)	16.8 MMPCS/AF	25-30
May-Libby, LA (sun)	10.5 MMPCS/AF	40

**Fuente:** Fuente: W. Timothy Downd. Improved Oil Recovery. Interstate Oil Compact commission. 1983

El aire requerido es un parámetro de tipo económico pues es una de las variables que más inciden en el proceso; además, está ligado a otro factores que influyen en él, como lo es la gravedad a API, la viscosidad del aceite in situ, saturación de aceite y la cantidad de arcilla como se puede apreciar en la tabla B1, a medida

<sup>27</sup> URSERNBACH MATTHEW G. An overview of laboratory in situ combustion behavior of Athabasca oil sands. The University of Calgary. 1992

que aumentan estas propiedades en su valores va a existir un aumento en el requerimiento de aire.

**Tabla B2.** Factores que afectan el requerimiento de aire

Compuesto (% mol)		Yacimiento-muestra		Fluido	
\$\$\$\$\$	↑	Litología (%arcilla)	↑	Viscosidad	↑
		So	↑	API	↑

**Fuente:** W. Timothy Downd. Improved Oil Recovery. Interstate Oil Compact commission. 1983

### Combustible requerido (FR)

El combustible requerido (FR por sus siglas en ingles Fuel Requeriment) para un proceso de combustión es:

$$FR = \frac{AR}{AFR}$$

El combustible requerido es teóricamente la masa de hidrocarburo que es consumido para el proceso de combustión. Este parámetro no se tiene en cuenta para el recobro final, ya que para el cálculo del factor de recobro se tiene en cuenta la resta del aceite utilizado como combustible.

**Tabla B3.** Producción de combustible en función de la gravedad API de tres campos donde se aplicó CIS

Campo	Combustible requerido	API
Suplac de Barcau.Rum	2.2 lb/ft3	15-18
S. Belridge, CA (Mobil)	2.09 lb/ft3	25-30
May-Libby, LA (sun)	0.8 lb/ft3	40

**Fuente:** W. Timothy Downd. Improved Oil Recovery. InterstateOil Compact commission. 1983

Hay que resaltar que este parámetro aumenta a medida que aumenta la cantidad de aire requerido, por consiguiente, los factores que influyen al aumento de la cantidad del aire requerido también aumentan de manera directa para el aumento en el valor del combustible requerido.

### Relación aire- aceite (AOR)

Esta relación desarrollada por R.G. Moore & S.A. Metha<sup>28</sup>, nos indica que cantidad de aire es necesaria para barrer o desplazar una unidad de volumen de aceite en el yacimiento o en el tubo de combustión.

Para esta relación es necesario saber:

$P_o$  = densidad del aceite (Lb / pies<sup>3</sup> (ST))

AFR = relación aire-combustible (pies<sup>3</sup> (ST) / lb)

$S_{of}$  = saturación equivalente al aceite como combustible.

<sup>28</sup>GUTIERREZ, D. SPE. Et. al "Recovery Factor in High- Pressure Air Injection Projects Revisited". Universidad de Calgary. 2007. P. 7

$B_o$  = factor volumétrico de formación

$S_{om}$  = saturación de aceite móvil

Partiendo de las siguientes relaciones se puede hallar la relación aire-aceite:

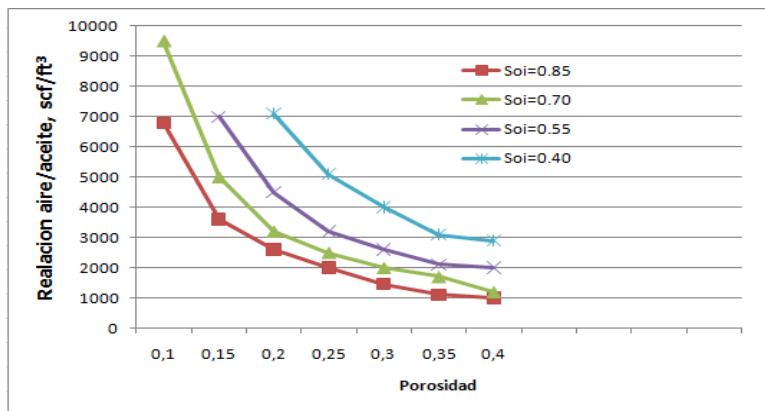
$$S_{of} = \frac{AR}{\phi * \rho_o * AFR}$$

$$S_{om} = S_{oi} - S_{of}$$

$$AOR = \frac{AR * B_o}{\phi * S_{om}}$$

La relación aire-aceite depende de manera significativa con la el volumen poroso del yacimiento, además de la distribución de este en la roca<sup>29</sup>.

**Figura B5.** Sensibilidad de la relación aire/ aceite con la porosidad, a diferentes saturaciones de aceite inicial



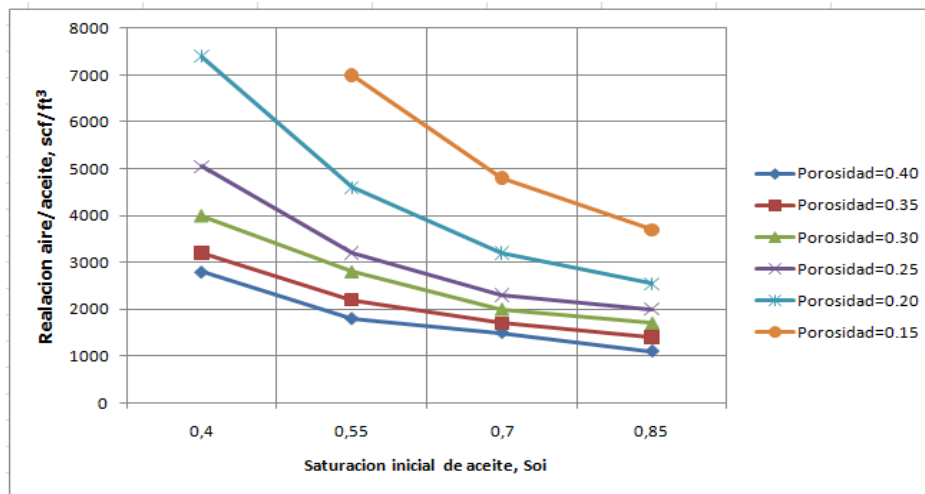
**Fuente:** MOORE R.G. Observations and Design Considerations For In Situ Combustion Projects. University of Calgary.

Como se puede observar en la figura B5, en la sensibilidad que se hizo en una prueba de laboratorio de un crudo pesado de 21,9 °API, donde se observa que a

<sup>29</sup> GUTIERREZ. Op. Cit. P. 8

medida que aumenta la porosidad a una misma saturación de aceite, disminuye la relación aire petróleo, y de la misma manera para una misma manera en la figura B6 se muestra como varia la relación aire/ aceite a una misma porosidad y a diferente saturación de aceite inicial.

**Figura B6.** Sensibilidad de la relación aire/aceite con la saturación de aceite inicial, a diferentes porosidades

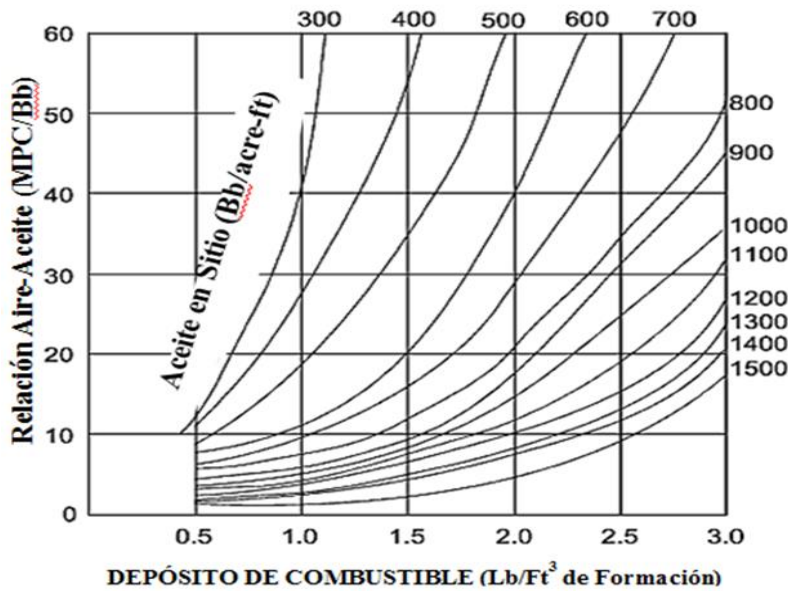


**Fuente:** MOORE R.G. Observations and Design Considerations For In Situ Combustion Projects. TheUniversity of Calgary.

La relación de aire-aceite (AOR) es el parámetro económico más importante en un proceso de combustión in-situ. Es una medida de la cantidad de aire que debe ser inyectado para recuperar un barril de crudo. Es utilizado en conjunto con costo por unidad de aire para determinar el costo de inyección de aire por barril producido. El AOR es una función del OIP y del combustible quemado.

La Figura B7 muestra la relación entre la saturación de aceite, el contenido de combustible y el AOR teórico. Este último es el volumen de aire inyectado por barril de aceite desplazado del volumen quemado. El aceite desplazado es equivalente al OIP menos el aceite quemado como combustible

**Figura B7.** AOR teórico vs Depósito de Combustible (asumiendo 100% de Recobro de Aceite Desplazado)



**Fuente:** PARTHA S. SARATHI. In-Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. 1999.

La siguiente es una correlación para determinar el AOR (MCF/BBL), la cual también fue desarrollada por Chu a partir de la historia de rendimiento de proyectos de campo:

$$AOR = 21.45 + 0.0222h + 0.001065k + 0.002645\mu - 76.76\phi \times S_o$$

AOR=Relación Aire-Aceite (MCF/BBL)

h=Espesor de yacimiento (ft)

k=Permeabilidad (md)

So=Saturación de aceite (fracción)

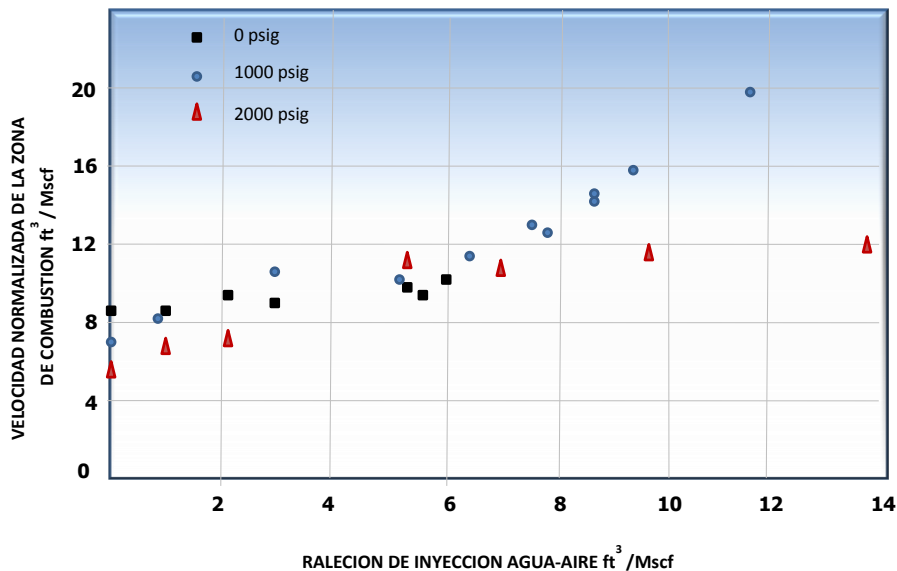
$\mu$ =Viscosidad a temperatura de yacimiento (cp)

$\phi$ = Porosidad (fracción)

## Efectos de la relación agua-aire

Los efectos de la relación agua-aceite sobre los requerimientos de aire, fueron estudiados por Garon y Wygal. Sus resultados son mostrados en la siguiente figura.

**Figura B8.** Efecto del WAR sobre la velocidad normalizada de la zona de combustión.



**Fuente:** INTERSTATE OIL COMPACT COMMISSION. Improvement Oil Recovery. Oklahoma City, Oklahoma. Marzo 1983. Pp285

La velocidad normalizada de la zona de combustión, es obtenida al dividir la velocidad del frente de combustión por el flujo de aire. Esta mide el volumen de yacimiento quemado por unidad de aire inyectado, o el recíproco de los requerimientos de aire. La velocidad normalizada incrementa a partir del valor para combustión seca, inclusive para un WAR bajo, y continua elevándose con el incremento en la tasa de agua para todas las presiones. Debido a la reciprocidad entre la velocidad de combustión normalizada y los requerimientos de aire, este último disminuye con un incremento en la tasa de inyección de agua.