

**ESTUDIO COMPARATIVO DEL EFECTO DEL TAMAÑO DE CELDA EN LAS
PREDICCIONES DEL MODELO NUMÉRICO PARA PROCESOS DE
RECOBRO MEJORADO.**

**JULIÁN HERNANDO BECERRA PÉREZ
RICHARD ANTONIO VÁSQUEZ OSPINA**

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

2020

**ESTUDIO COMPARATIVO DEL EFECTO DEL TAMAÑO DE CELDA EN LAS
PREDICCIONES DEL MODELO NUMÉRICO PARA PROCESOS DE RECOBRO
MEJORADO.**

**JULIÁN HERNANDO BECERRA PÉREZ
RICHARD ANTONIO VÁSQUEZ OSPINA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
de Petróleos**

Director

**M.Sc. HUGO ALEJANDRO GARCIA DUARTE
Magister en ingeniería Química y de Petróleos**

Codirector:

**Edwin Rodríguez Paredes
Ingeniero de Petróleos**

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

2020

DEDICATORIA

Primero a Dios por la vida, gracias a sus bendiciones, salud y que me ha permitido terminar una etapa más en mi vida,

A mis padres, Hernando Becerra Ortega y Marleny Pérez Ramírez, por haberme apoyado en todo momento, sus consejos, sus valores y por enseñarme a ser una persona mejor cada día. Los amo con toda mi alma y mi corazón.

A mis hermanos Marlen Karina, Jessenia y Jesús Fabián por llenarme de alegría, darme ánimo y brindado todo su amor y buenos consejos.

A la familia Sanabria Becerra y Vergel Pérez y todos sus miembros, quienes me acogieron en sus hogares y me brindaron todo su apoyo y confianza para lograr desarrollar mis estudios universitarios.

A mi compañero de tesis Richard Vásquez, por su gran apoyo y conocimiento aportado para la culminación de este proyecto.

A mis amigos, por todo el conocimiento brindado y momentos especiales en toda la carrera y celebraciones que tuvimos.

Julián Hernando Becerra Pérez

DEDICATORIA

Primero a Dios por la vida, gracias a sus bendiciones, salud y que me ha permitido terminar una etapa más en mi vida,

A mis padres, Richard Antonio Vasquez Guzmán y Sonia Marthela Ospina Gutiérrez, por haberme apoyado en todo momento, sus consejos, sus valores y por enseñarme a ser una persona mejor cada día. Los amo con toda mi alma y mi corazón.

A mi hermana María José por llenarme de alegría, darme ánimo y brindado todo su amor y buenos consejos.

A mis abuelos, Sara, Antonio, Magdalena, Eduardo y en general a toda mi familia, quienes me brindaron todo su apoyo y confianza para lograr desarrollar mis estudios universitarios.

A mi novia Tatiana que me aguantó durante los altibajos de este proceso, me lleno de ánimo y esperanza.

A mi compañero de tesis Julián Becerra, por su gran apoyo y conocimiento aportado para la culminación de este proyecto.

A mis amigos, por todo el conocimiento brindado y momentos especiales en toda la carrera y celebraciones que tuvimos.

Richard Antonio Vasquez Ospina

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	18
1. OBJETIVOS	19
1.1 OBJETIVO GENERAL	19
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
2. GENERALIDADES	20
2.1. CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS DE ACUERDO AL PUNTO DE BURBUJA.....	21
2.1.1. Saturados.	21
2.1.2 Subsaturados.....	21
2.2. MECANISMO DE RECUPERACIÓN PRIMARIA.	22
2.2.1 Acuífero.	23
2.2.2 Gas en solución.	24
2.2.3 Capa de gas.	25
2.2.4 Expansión líquida y de roca.	26
2.2.5 Segregación gravitacional.....	27
2.2.6 Combinado.	28
2.3. MECANISMO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA	29
2.3.1. Recuperación secundaria.	29
2.3.2. Inyección de agua.....	29
2.3.2.1. Propiedades importantes en la inyección de agua.	30
2.3.2.2. Mojabilidad.....	30
2.3.2.3. Presion capilar.	31
2.3.2.4. Permeabilidades relativas.	32
2.3.2.5. Tensión interfacial y superficial.	33
2.3.2.6. Relacion de movilidades.	33
2.3.3. Factores que afectan la inyección de agua	33

2.3.3.1. Geometría del yacimiento.	33
2.3.3.2. Litología.	33
2.3.3.3. Profundidad del reservorio.	34
2.3.3.4 Porosidad.....	34
2.3.3.5 Permeabilidad.....	34
2.3.3.6 Viscosidad	34
2.3.4. Diseño de la inyección de agua	34
2.3.4.1. Fuente de agua.....	34
2.3.4.2. Patrones de inyección.....	35
2.3.4.3. Inyección periférica o externa	35
2.3.4.4. Inyección en arreglos o dispersa.....	35
2.3.4.5. Condiciones operacionales.	36
2.3.4.6 Predicción de la inyección de agua	36
2.3.5. Inyección de Gas	36
2.3.5.1. Tipos de inyección.	37
2.3.5.2. Inyección de gas interna o dispersa	37
2.3.5.3. Inyección de gas externa	37
2.4. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN TERCIARIA	38
2.4.1. Combustión <i>in situ</i>	38
2.4.2. Convencional	39
2.4.3. Combustión en reversa	40
2.4.4. Combustión húmeda.....	40
2.4.5. Inyección de aire en crudos livianos.	41
2.4.5.1. Descripción del proceso.....	41
2.4.5.2 Mecanismos de producción.	43
2.4.5.3. Reacciones.	43
2.4.5.3.1. Cinética de oxidación.	44
2.4.5.3.2. Reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO).	45
2.4.5.3.3. Reacciones de oxidación a alta temperatura (HTO).....	45
2.4.5.4. Inyección de CO ₂	45

2.4.5.5. Bacterias.....	46
2.4.5.6. SAGD.....	46
2.4.5.7. VAPEX.....	46
2.5. ESTUDIOS DISPONIBLES EN LA INVESTIGACIÓN DEL EFECTO DE TAMAÑO DE CELDA	47
2.5.1. Impacto de la selección de malla en la simulación de yacimientos.	47
2.5.2. Sensibilidad de la recuperación de petróleo al tamaño de la rejilla y la descripción del yacimiento en facies deltaicas dominadas fluvialmente.....	48
2.5.3. Sensibilidad de los resultados del modelo <i>Steamflood</i> a los tamaños de celda y paso de tiempo.	50
2.5.4. Efectos del tamaño de celda y diferentes esquemas de resultados de la simulación de modelos de inyección de vapor.	51
3. PRESENTACIÓN GENERAL DEL SIMULADOR IMPLEMENTADO.....	53
3.1. ASPECTOS GENERALES DE CMG	53
3.2. DESARROLLO DEL MODELO EN CMG	54
3.2.1. Creación del enmallado.	54
3.2.2. Definición de las propiedades del enmallado.	56
3.2.3. Ingreso del modelo de fluidos.	56
3.2.4. Generación de las curvas de permeabilidad.	58
3.2.5. Condiciones iniciales.	59
3.2.6 Configuración de pozos.	60
3.2.7. Evaluación de la caída de presión.	60
3.2.7.1. Creación del anillo de confinamiento.....	61
3.2.8. Sensibilidad de parámetros operacionales y yacimiento para los modelos a evaluar.....	63
3.2.8.1. Sensibilidades del modelo de producción primaria (capa de gas).	63
3.2.8.2. Sensibilidades de la profundidad de celdas perforadas.....	64
3.2.8.3. Implementación recobro secundario (inyección de agua).....	65
3.2.8.4. Implementación EOR (Combustión in SITU).	66
3.2.8.3. Resultados preliminares con diferentes niveles de refinación.	67

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS DIFERENTES MODELOS DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTO EN PRODUCCIÓN PRIMARIA Y SEGUNDARIA.	69
4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE YACIMIENTO EN PRODUCCIÓN PRIMARIA CON CAPA DE GAS	69
4.1.1 Análisis grafico de los resultados de la data base sin refinamiento.	69
4.1.2 Análisis grafico de los resultados de la data base con refinamiento.	70
4.1.3. Análisis numérico de los resultados de la data base con refinamiento.	72
4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE YACIMIENTO EN PRODUCCIÓN PRIMARIA CON GAS EN SOLUCIÓN	73
4.2.1 Análisis grafico de los resultados de la data base sin refinamiento.	73
4.2.2 Análisis grafico de los resultados de la data base con refinamiento.	74
4.2.3 Análisis numérico de los resultados de la data base con refinamiento.	76
4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE YACIMIENTO EN PRODUCCIÓN SECUNDARIA CON INYECCIÓN DE AGUA.	77
4.3.1 Análisis grafico de los resultados de la data base sin refinamiento.	77
4.3.2 Análisis grafico de los resultados de la data base con refinamiento.	78
4.3.3 Análisis numérico de los resultados de la data base con refinamiento.	81
4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE YACIMIENTO EN PRODUCCIÓN TERCIARIA CON COMBUSTIÓN IN SITU	83
4.4.2 Análisis gráfico de los resultados de la data base con refinamiento.	84
4.4.3 Análisis numérico de los resultados de la data base con refinamiento.	86
5. ANÁLISIS DE INFLUENCIA DEL REFINAMIENTO EN DISTINTAS SIMULACIONES CON DIFERENTES MÉTODOS DE PRODUCCIÓN EVALUADOS.	88
6. ANÁLISIS PRODUCCIÓN TERCIARIA	94
6.1 RESULTADOS PRELIMINARES INYECCIÓN DE AIRE	94
6.2 PERFIL DE TEMPERATURA.	95
6.3 SATURACIÓN DE ACEITE.	102
7. CONCLUSIONES	109

BIBLIOGRAFÍA..... 111

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL PUNTO DE BURBUJA.	22
FIGURA 2. INFLUENCIA DE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN EN EL RECOBRO DE PETRÓLEO.....	23
FIGURA 3. VISUALIZACIÓN GRAFICA DE UN ACUÍFERO	24
FIGURA 4. MECANISMO DE PRODUCCIÓN POR GAS EN SOLUCIÓN	25
FIGURA 5. MECANISMO DE PRODUCCIÓN POR CAPA DE GAS.....	26
FIGURA 6. EXPANSIÓN LIQUIDA Y DE ROCA.....	27
FIGURA 7. MECANISMO DE PRODUCCIÓN POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL.....	28
FIGURA 8. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE INYECCIÓN DE AGUA	30
FIGURA 9. MOJABILIDAD DE LA ROCA	31
FIGURA 10. CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR	32
FIGURA 11. CURVAS DE PERMEABILIDAD.....	32
FIGURA 12. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE INYECCIÓN DE GAS.....	37
FIGURA 13. VISUALIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FRENTE DE COMBUSTIÓN.....	39
FIGURA 14. ZONAS PRESENTES EN LA INYECCIÓN DE AIRE EN CRUDOS LIVIANOS	42
FIGURA 15. REGIÓN DEL GRADIENTE NEGATIVO DE TEMPERATURA. GRAFICA TEMPERATURA VS TASA DE ABSORCIÓN DEL ACEITE.....	44
FIGURA 16. VARIABLES A INGRESAR AL SOFTWARE CMG.	54
FIGURA 17. VISUALIZACIÓN DE LA MALLA EN CMG	55
FIGURA 18. VISUALIZACION DE LA HERRAMIENTA <i>WIMPROP</i>	58
FIGURA 19. CONFIGURACIÓN Y DISTANCIAMIENTO DE POZOS.....	60

FIGURA 20. VISUALIZACIÓN DE PARÁMETRO PRESIÓN PROMEDIO DESPUÉS DE LA PRIMERA CORRIDA.	61
FIGURA 21. ENMALLADO CON EL ANILLO DE CONFINAMIENTO (CAMBIO DE PROPIEDADES DE PERMEABILIDAD Y POROSIDAD)	62
FIGURA 22. COMPARACIÓN DEL PARÁMETRO PRESIÓN PROMEDIO CON Y SIN ANILLO DE CONFINAMIENTO.....	63
FIGURA 23. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO CON CAPA DE GAS.....	64
FIGURA 24. SENSIBILIZACIÓN DEL NÚMERO DE PERFORACIONES CONVENIENTES.....	65
FIGURA 25. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTO CON CAPA DE GAS EN EL SOFTWARE CMG SIN REFINAMIENTO.....	70
FIGURA 26. RESULTADOS DE LA PRODUCCIÓN DIARIA EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTO CON CAPA DE GAS EN EL SOFTWARE CMG CON REFINAMIENTO.	71
FIGURA 27. RESULTADOS DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTO CON CAPA DE GAS EN EL SOFTWARE CMG CON REFINAMIENTO.....	72
FIGURA 28. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTO CON GAS EN SOLUCIÓN EN EL SOFTWARE CMG SIN REFINAMIENTO.....	74
FIGURA 29. RESULTADOS DE LA PRODUCCIÓN DIARIA EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTO CON GAS EN SOLUCIÓN EN EL SOFTWARE CMG CON REFINAMIENTO.	75
FIGURA 30. RESULTADOS DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTO CON GAS EN SOLUCIÓN EN EL SOFTWARE CMG CON REFINAMIENTO.....	76
FIGURA 31. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTO CON INYECCIÓN DE AGUA EN EL SOFTWARE CMG SIN REFINAMIENTO.	78

FIGURA 32. RESULTADOS DE LA PRODUCCIÓN DIARIA EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTO CON INYECCIÓN DE AGUA EN EL SOFTWARE CMG CON REFINAMIENTO.	80
FIGURA 33. RESULTADOS DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADO EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTO CON INYECCIÓN DE AGUA EN EL SOFTWARE CMG CON REFINAMIENTO.	81
FIGURA 34. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTO CON COMBUSTIÓN IN SITU EN EL SOFTWARE CMG SIN REFINAMIENTO.	83
FIGURA 35. RESULTADOS DE LA PRODUCCIÓN DIARIA EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTO CON COMBUSTIÓN IN SITU EN EL SOFTWARE CMG CON REFINAMIENTO.	85
FIGURA 36. RESULTADOS DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTO CON COMBUSTIÓN IN SITU EN EL SOFTWARE CMG CON REFINAMIENTO.	86
FIGURA 37. METODOLOGÍA UTILIZADA PARA REALIZAR EL ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	90
FIGURA 38. VISUALIZACIÓN DEL PARÁMETRO PRESIÓN PROMEDIO PARA LA INYECCIÓN DE AIRE.....	94
FIGURA 39. FACTOR DE RECOBRO PARA LA INYECCIÓN DE AIRE	95
FIGURA 40. PERFIL DE TEMPERATURA A LOS 5 AÑOS DE INICIAR LA INYECCIÓN DE AIRE	96
FIGURA 41. PERFIL DE TEMPERATURA A LOS 15 AÑOS DE INICIAR LA INYECCIÓN DE AIRE	98
FIGURA 42. VISTA AÉREA DEL FRENTE DE COMBUSTIÓN A LOS 5 AÑOS CON SUS RESPECTIVOS REFINAMIENTOS.....	100
FIGURA 43. VISTA AÉREA DEL FRENTE DE COMBUSTIÓN A LOS 15 AÑOS CON SUS RESPECTIVOS REFINAMIENTOS.....	101
FIGURA 44. PERFIL DE SATURACIÓN DE ACEITE A LOS 5 AÑOS DE INICIAR LA INYECCIÓN DE AIRE.....	103

FIGURA 45. PERFIL DE SATURACIÓN DE ACEITE A LOS 15 AÑOS DE INICIAR LA INYECCIÓN DE AIRE.....	105
FIGURA 46. VISTA AÉREA DEL FRENTE DE COMBUSTIÓN A LOS 5 AÑOS CON SUS RESPECTIVOS REFINAMIENTOS.....	107
FIGURA 47. VISTA AÉREA DEL FRENTE DE COMBUSTIÓN A LOS 15 AÑOS CON SUS RESPECTIVOS REFINAMIENTOS.....	108

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. <i>SCREEANING</i> INYECCIÓN DE AIRE	40
TABLA 2. DIMENSIONES DEL MODELO CARTESIANO.	55
TABLA 3. PROPIEDADES DEL MODELO.	56
TABLA 4. DISTRIBUCIÓN DE PSEUDOCOMPONENTES DEL FLUIDO.....	57
TABLA 5. <i>ENDPOINTS</i> DE CURVAS DE PERMEABILIDAD	58
TABLA 6. CONDICIONES INICIALES PARA LA CREACIÓN DEL MODELO.....	59
TABLA 7 .PARAMETROS INICIALES DE LAS ZONAS PERFORADAS	64
TABLA 8. PARÁMETROS INICIALES PARA LA INYECCIÓN DE AGUA	66
TABLA 9. PORCENTAJE DE ERROR EN EL BALANCE DE MASA	67
TABLA 10. VALORES INICIALES PARA LA INYECCIÓN DE AIRE	67
TABLA 11. NÚMERO DE CELDAS PARA CADA REFINAMIENTO EN EL SIMULADOR CMG.....	68
TABLA 12. RESULTADOS NUMÉRICOS DE LAS CORRIDAS DE SIMULACIÓN DE CAPA DE GAS CON REFINAMIENTOS	73
TABLA 13. RESULTADOS NUMÉRICOS DE LAS CORRIDAS DE SIMULACIÓN DE GAS EN SOLUCIÓN CON REFINAMIENTOS.	77
TABLA 14. RESULTADOS NUMÉRICOS DE LAS CORRIDAS DE SIMULACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA CON REFINAMIENTOS.....	82
TABLA 15. RESULTADOS NUMÉRICOS DE LAS CORRIDAS DE SIMULACIÓN DE COMBUSTIÓN IN SITU CON REFINAMIENTOS.....	87
TABLA 16. RESULTADOS DE LA PRODUCCIÓN DIARIA DE LOS FLUIDOS OBTENIDOS EL ÚLTIMO DÍA DE CADA SIMULACIÓN.....	88
TABLA 17. RESULTADOS DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE LOS FLUIDOS OBTENIDOS EN CADA SIMULACIÓN, LOGRADO EN EL ÚLTIMO DÍA DE SIMULACIÓN.....	89

TABLA 18. PRODUCCIÓN DIARIA Y ACUMULADA CON MAYOR DIFERENCIA DE PORCENTAJE PRIMARIA.	91
TABLA 19. PRODUCCIÓN DIARIA Y ACUMULADA CON MAYOR DIFERENCIA DE PORCENTAJE SECUNDARIO.....	92

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO COMPARATIVO DEL EFECTO DEL TAMAÑO DE CELDA EN LAS PREDICCIONES DEL MODELO NUMÉRICO PARA PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO. *

AUTORES: JULIÁN HERNANDO BECERRA PÉREZ
RICHARD ANTONIO VÁSQUEZ OSPINA**

PALABRAS CLAVES: simulación, yacimientos, combustión in situ, tamaño de celda, recobro mejorado.

DESCRIPCIÓN:

En el modelaje de yacimientos en software se hace indispensable la exactitud de los resultados, comúnmente se modela con parámetros que no brindan certeza en estos, ya sea por cuestiones de tiempo o capacidad de procesamiento, en los modelos se observan errores frecuentemente en etapas de inyección de fluido como lo es en el caso de recobro secundario y recobro mejorado, la motivación esta en mejorar la capacidad de análisis de proyectos de este tipo y brindar una idea general de que tan alejado se puede estar de la realidad en el modelamiento de yacimientos.

En el mundo se ha ahondado sobre este tema y se encuentra literatura concerniente al problema en cuestión, lo relevante de este estudio es que se realiza aplicado a la inyección de aire conocida como “combustión in situ”, ya que mediante este método se busca aumentar el factor de recobro en campos maduros en donde la inyección de agua deja de ser una opción viable, visto en varios de los campos presentes en territorio nacional.

Mediante la variación del parámetro del tamaño de la celda, en este proyecto se busca describir el comportamiento de la producción de fluidos comparando los resultados obtenidos de las producciones de agua, aceite, gas y las producciones acumuladas, esto conlleva a realizar refinamientos a un modelo inicial con el fin de crear modelos con las mismas características pero con diferente tamaños de celda y así poder realizar análisis cualitativos y cuantitativos de estos en aras de buscar el error presente en cada modelo.

*Trabajo de grado

*Facultad de Ingenierías Físico- Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.
Director M.Sc. Hugo Alejandro Garcia Duarte.

ABSTRACT

TITLE: COMPARATIVE STUDY OF THE EFFECT OF CELL SIZE ON THE PREDICTIONS OF THE NUMERICAL MODEL FOR IMPROVED RECOVERY PROCESSES.*

AUTHORS: JULIÁN HERNANDO BECERRA PÉREZ
RICHARD ANTONIO VÁSQUEZ OSPINA**

KEYWORDS: simulation, fields, in situ combustion, cell size, improved recovery.

DESCRIPTION:

In the reservoir modeling in software, the accuracy of the results is essential, it is commonly modeled with parameters that do not provide certainty in these, either due to time or processing capacity, errors are frequently observed in the models in stages of fluid injection as it is in the case of secondary recovery and improved recovery, the motivation is to improve the analysis capacity of projects of this type and provide a general idea of how far away from reality one can be in modeling deposits.

The world has delved into this topic and there is literature concerning the problem in question, what is relevant to this study is that it is carried out applied to the injection of air known as "combustion in situ", since this method seeks to increase the recovery factor in mature fields where water injection is no longer a viable option, seen in several of the fields present in national territory.

Through the variation of the cell size parameter, this project seeks to describe the behavior of the production of fluids by comparing the results obtained from the productions of water, oil, gas and accumulated productions, this leads to refinements to a model initial in order to create models with the same characteristics but with different cell sizes and thus be able to perform qualitative and quantitative analyzes of these in order to find the error present in each model.

*Degree Project.

**Physico-chemical Engineering faculty. Petroleum Engineering School. Director M.Sc. Hugo Alejandro Garcia Duarte.

INTRODUCCIÓN

Alrededor del mundo se encuentran diferentes tipos de yacimientos de petróleo, cada uno diferentes características como el tipo de mecanismo de producción primaria, tipo de crudo, propiedades del yacimiento, entre otras, cada uno presentando sus dificultades a la hora de producción en la vida real.

En la actualidad los avances tecnológicos en la computación han contribuido en la industria del petrolera en la capacidad de representar los diferentes tipos de yacimientos que existen y sus diferentes características a través de la simulación numérica, esta herramienta permite en la actualidad a los ingenieros poder predecir cómo se comportaría la producción de los fluidos del yacimiento a través del tiempo al realizar cualquier cambio en las variables operativas de los pozos productores.

La aparición de nuevas tecnologías para la extracción de crudos ha hecho posible la recuperación de las reservas de yacimientos que antes se consideraban imposible, debido a que en la actualidad se puede predecir cual método de producción era el más acertado para operar en un yacimiento de crudo, a través de un estudio de modelos de producción de yacimiento mediante simulación numérica. La presente investigación está orientada a identificar y comprender la influencia que se presenta en la producción de fluidos al modelar diferentes tamaños de celdas en un mismo modelo de simulación con el mismo proceso de producción, a su vez, se realizó un análisis de la afectación del tamaño de celda con diferentes procesos de producción con la finalidad de identificar si la afectación es igual para todos los procesos de producción.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis comparativo del efecto que tiene el tamaño de la celda en las predicciones obtenidas en simulación de yacimientos para procesos de recobro mejorado.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar una revisión bibliográfica del efecto del tamaño de celda y de otros parámetros del enmallado sobre el error de discretización en simulación de yacimientos.
- Construir un modelo de simulación conceptual en CMG con una malla de celda muy fina (definida a través de un estudio de sensibilidad al tamaño de celda) y correrlo en producción primaria bajo los mecanismos de empuje de gas en solución y capa de gas.
- Efectuar predicciones de desplazamiento con agua y combustión in-situ, variando el tamaño de celda en los procesos modelados.
- Evaluar el efecto que el tamaño de celda tiene sobre los resultados del modelo en sus etapas de producción primaria, secundaria y terciaria.
- Comparar el efecto del tamaño de celda en las predicciones obtenidas bajo los métodos de producción evaluados.

2. GENERALIDADES

A través de los años la industria petrolera ha utilizado simuladores numéricos con el objetivo de predecir el comportamiento de su yacimiento al pasar el tiempo, a su vez es utilizada para estudiar la viabilidad o eficiencia de la aplicación de mecanismo de recuperación primaria, secundaria y terciaria, en aras de minimizar el impacto de dichas desviaciones en la toma de decisiones basada en simulación, se hace necesario identificar el efecto del error de discretización en las predicciones numéricas definida a través de un estudio de sensibilidad al tamaño de celda.

La industria petrolera hoy en día representa una de las industrias más importantes a nivel mundial, esta es necesaria para el desarrollo de muchos países, debido a que visibiliza la actividad económica además de ser el motor fundamental para otro tipo de industrias. La importancia de dicha industria por ser generadora de energía y de ingresos exige el máximo aprovechamiento de cada yacimiento. Generalmente una parte importante de los yacimientos en explotación a nivel mundial se encuentran en etapa madura, por lo que procurar su óptima explotación es prioritario.

Escobar (2008)¹ define a un yacimiento como una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso.

Otros autores definen un yacimiento, como una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca

¹ ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 2008.

almacén). Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas suprayacentes con baja permeabilidad.

Los yacimientos petroleros se clasifican en función de la localización del punto crítico y las coordenadas iniciales de presión, P, y temperatura, T, del yacimiento en el diagrama presión-temperatura del fluido del yacimiento.

2.1. CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS DE ACUERDO AL PUNTO DE BURBUJA

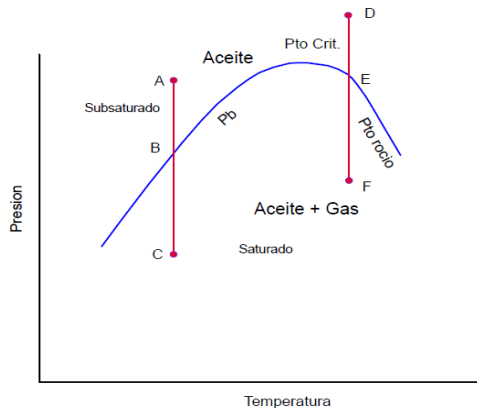
2.1.1. Saturados. Un yacimiento saturado es aquel yacimiento cuya presión inicial es menor o igual que la presión en el punto de burbuja. Este yacimiento bifásico consiste de una zona gaseosa suprayaciendo una zona líquida. Puesto que la composición del gas y el crudo son completamente diferentes, estas pueden representarse por diagramas de fases individuales que tienen poca relación entre ellas o en composición. La zona líquida está en su punto de burbuja y será producida como un yacimiento subsaturado modificado con la presencia de la capa de gas. La capa de gas está en el punto de rocío y podría ser retrógrada o no retrógrada (yacimiento de gas)².

2.1.2 Subsaturados. Aquellos yacimientos cuya presión inicial es mayor que la presión en el punto de burbuja son llamados yacimientos subsaturados. Inicialmente solo se presenta la fase líquida. Las burbujas de gas se desprenden del crudo una vez el punto de burbuja se alcanza. Eventualmente, el gas librado empieza a aglutinarse hasta tener condiciones de flujo hacia el pozo en cantidades cada vez

² Ibíd., p. 15

incrementales. Contrariamente, el flujo de crudo disminuye gradualmente y en la etapa de depleción permanece mucho crudo en el yacimiento³.

Figura 1. Clasificación de los yacimientos de acuerdo al punto de burbuja.



Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 2008.

Se desea analizar el comportamiento del efecto al variar el tamaño de celda en los métodos de recuperación primaria, secundaria y terciaria, el cual fueron seleccionados como lo son: capa de gas y gas en solución debido a que desde un principio el yacimiento presenta un porcentaje de saturación fuerte de gas, inyección de agua, es uno de los métodos más utilizados en la industria del petróleo y combustión in situ como modelo que maneja diversos fluidos. En la figura 1 se denota el comportamiento del aceite en un yacimiento convencional, donde se observa el nivel de saturación de un yacimiento.

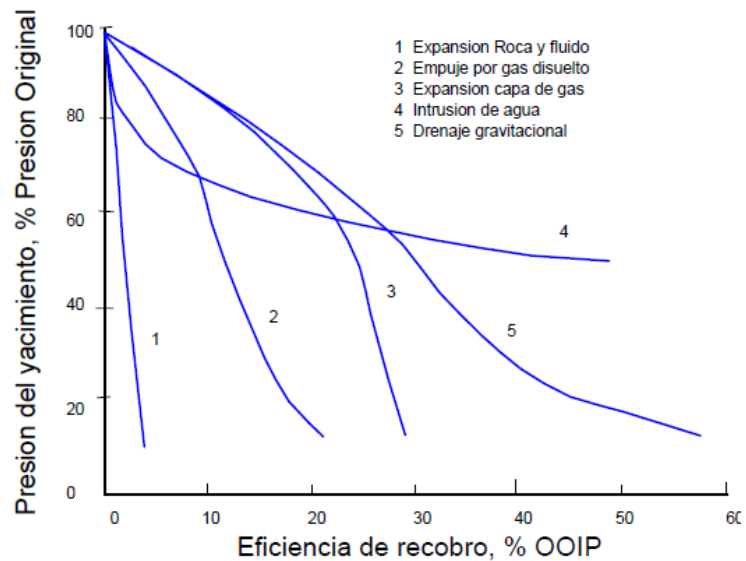
2.2. MECANISMO DE RECUPERACIÓN PRIMARIA.

Los diferentes mecanismos para la recuperación de petróleo han sido generalmente subdivididos en tres etapas: primaria, secundario y terciario. Este tipo de etapas

³ CRAFT, B.C. and HAWKINS M.F. "Applied Reservoir Engineering". Prentice-Hall International. New Jersey, 1991.

determina la producción de un yacimiento como una secuencia cronológica. La producción inicial de hidrocarburos está acompañada por el uso de la energía natural de este y normalmente se conoce como producción primaria.

Figura 2. Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo



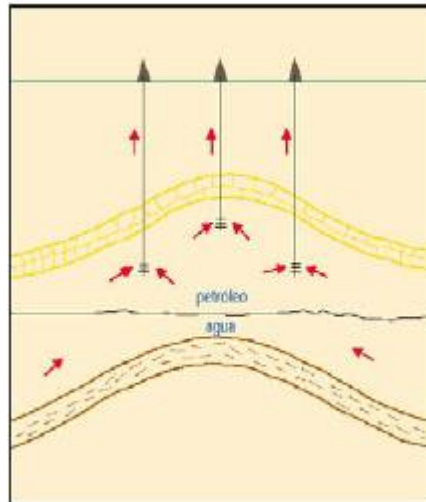
Fuente: ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 2008.

El petróleo y el gas son desplazados hacia los pozos productores bajo producción primaria, con la ayuda de diferentes mecanismos como se observa en la figura 2, los cuales van a ser mencionados a continuación:

2.2.1 Acuífero. La energía externa es debido a una carga hidrostática, tal es el caso de aguas marginales o de fondo, se denominan yacimientos hidrostáticos. El desplazamiento del petróleo se origina por expansión de la capa de agua, donde la caída de presión es muy gradual, pero la relación petróleo-agua se incrementa de

forma rápida. La recuperación final es alta, y esta puede variar del 30 al 60 %⁴ (figura 3).

Figura 3. Visualización gráfica de un acuífero



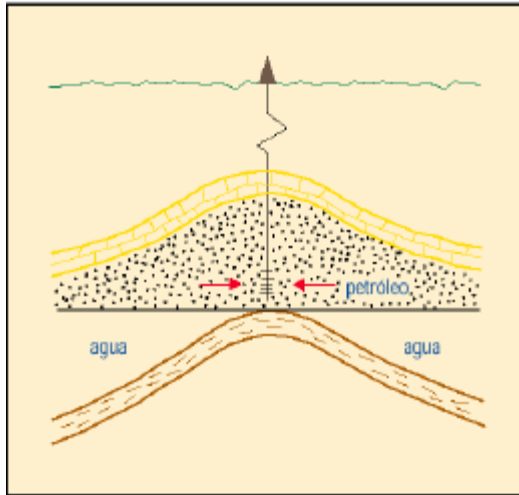
Fuente: RIVERA, José. Práctica de Ingeniería de yacimientos petrolíferos.

2.2.2 Gas en solución. Es el mecanismo de producción más corriente y generalmente contribuye a la producción de la mayor parte de los fluidos. Este tipo de mecanismos está presente en los yacimientos donde la presión es menor que la presión de burbujeo, (yacimiento Saturado). Por ende, a medida que se desarrolla la explotación del yacimiento y la presión se reduce, los componentes livianos presentes en los hidrocarburos pasan a la fase gaseosa, de esta manera se forman pequeñas burbujas que permitirán desplazar los hidrocarburos líquidos, ejerciendo una cierta presión sobre esta fase, lo cual contribuye a su desplazamiento hacia los pozos⁵ (figura 4).

⁴ ARTIGAS Marcelo. Exploración y producción de petróleo: Reservorios, perforación y terminación de pozos.

⁵ RIVERA, José. Op. cit., p. 156.

Figura 4. Mecanismo de producción por gas en solución



Fuente: RIVERA, José. Práctica de Ingeniería de yacimientos petrolíferos.

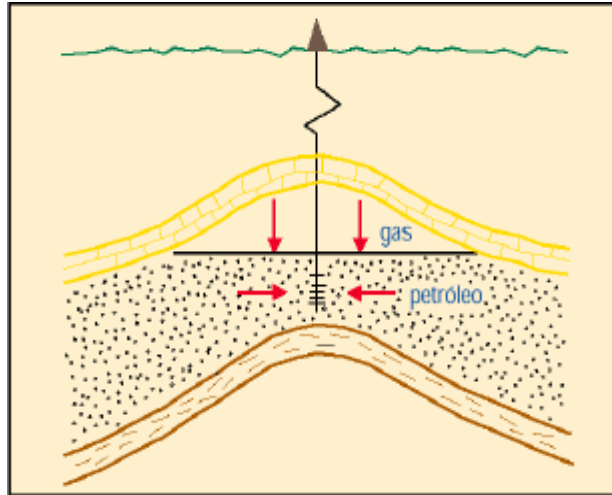
La eficiencia de este tipo de mecanismo depende de la cantidad de gas en solución, de las propiedades de la roca y del petróleo, además de la estructura geológica del yacimiento. A medida que la presión declina, el gas fluye a una tasa más rápida que la del petróleo, esto provoca un incremento de las relaciones gas-petróleo del campo. Los yacimientos con empuje por gas en solución son buenos candidatos para la inyección de agua por lo general⁶.

2.2.3 Capa de gas. Este mecanismo está presente en yacimientos que se encuentran sometidos a presiones menores que la de burbujeo, Yacimientos Saturados. En este caso los componentes livianos de los hidrocarburos se irán separando de la fase líquida y buena parte de ellos migrará, debido a su gravedad, a la parte alta de la estructura. De esta manera se conforma una zona de yacimiento con una alta saturación de gas, llamada Capa de Gas. Durante la formación, la capa desplazará hidrocarburos líquidos hacia los pozos y simultáneamente ejercerá una presión sobre la zona de petróleo⁷(figura 5).

⁶ WALSH, M.P. & LAKE, L.W. A generalized approach to primary hydrocarbon recovery, handbook of Petroleum exploration and production. 2003.

⁷ RIVERA, José. Op. cit., p. 156.

Figura 5. Mecanismo de producción por capa de gas



Fuente: RIVERA, José. Práctica de Ingeniería de yacimientos petrolíferos.

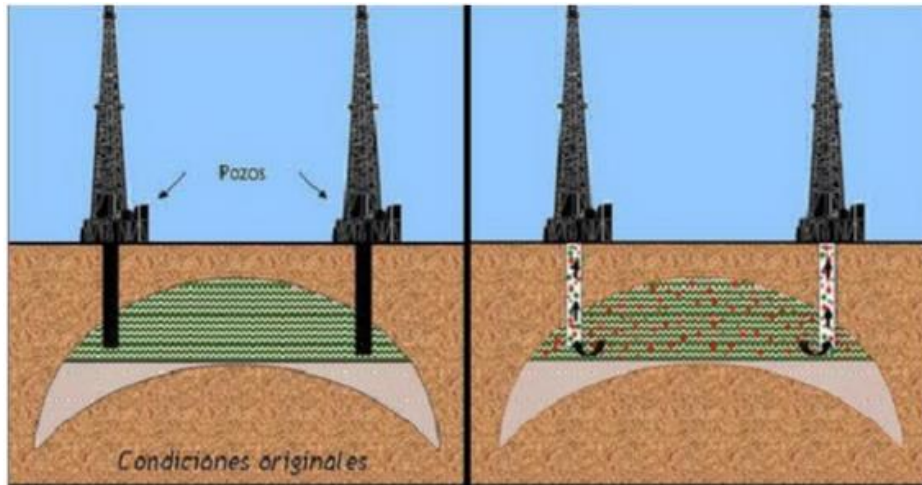
Los yacimientos con capa de gas muy amplia no son considerados como un buen candidato para la inyección de agua; en este caso se utiliza la inyección de gas con el fin de que la presión se mantenga dentro de la capa. En dado caso de que exista una zona de agua en el fondo en este tipo de yacimientos, se puede adaptar un programa combinado de inyección de gas y agua. Aunque para este tipo de programas combinados se debe tener precauciones, debido a que el petróleo puede ser desplazado a la zona de la capa de gas y quedar atrapado al final de la invasión⁸.

2.2.4 Expansión líquida y de roca. Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajo saturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema, el aceite, el agua congénita y la roca, que se expanden desalojando hacia los pozos productores el aceite. La expansión del sistema roca-fluidos se provoca al haber un abatimiento de presión, dando como resultado el movimiento de los fluidos a través del medio poroso del punto de mayor presión al punto de menor presión⁹ (figura 6).

⁸ WILHITE, G.P. Waterflooding, Textbook Series, SPE, Richardson, TX 1986.

⁹ DURAN, José y RUIZ Juan. Explotación de campos maduros, aplicaciones de campo. 2009

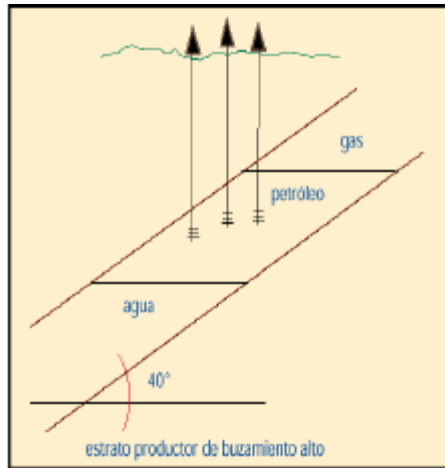
Figura 6. Expansión líquida y de roca



Fuente: SCRIBD Expansión de la roca y los líquidos [en línea] disponible en: <https://es.scribd.com/doc/281772667/Expansion-de-La-Roca-y-Los-Liquidos>

2.2.5 Segregación gravitacional. Este tipo de mecanismo es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. Los yacimientos presentan condiciones favorables para la segregación de sus fluidos cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos (figura 7).

Figura 7. Mecanismo de producción por segregación gravitacional



Fuente: RIVERA, José. Práctica de Ingeniería de yacimientos petrolíferos.

En el mecanismo de empuje por gravedad el proceso es lento debido a que el gas debe migrar a la parte más alta de la estructura o al tope de la formación para llenar el espacio formalmente ocupado por el petróleo y crear una capa secundaria de gas.

2.2.6 Combinado. La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados. Y en el yacimiento actúan dos o más mecanismos en forma simultánea o secuencial. Por ejemplo: un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto periodo de producción, la capa de gas asociada actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar aceite. Posteriormente, luego de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento¹⁰.

¹⁰ CHARLES URBEN Laster. Ingeniería de producción del petróleo. 1964.

2.3. MECANISMO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

La recuperación secundaria es toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional que la que se obtendría con la energía propia del yacimiento, impartiendo al yacimiento una energía extraña, cualquiera que sea el tipo de ella.

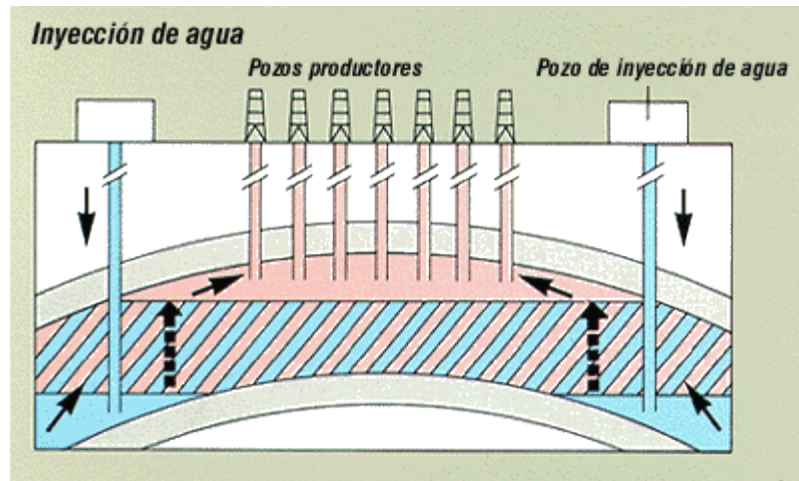
2.3.1. Recuperación secundaria. Tradicionalmente, en sus orígenes, desde fines del siglo pasado y principios del presente, al agotarse la energía propia de los yacimientos y disminuir consecuentemente la producción hasta hacerse incosteable o poco atractiva, se acudió a inyectar: aire, gas natural o agua para presionarlos y aumentar la producción, así como la recuperación final de los hidrocarburos. A esto, o sea a explotar al yacimiento proporcionándole energía después del agotamiento de la propia, es lo que se había venido entendiendo por recuperación secundaria.

Al aplicar algún método de recuperación secundaria, lo que pretende es bajo ciertos criterios económicos, extraer al máximo los hidrocarburos en el yacimiento que no fluyeron por energía propia a la superficie. Estos hidrocarburos fluirán a la boca del pozo o de los pozos productores, pero no siempre se logrará que el pozo o los pozos productores se conviertan en fluyentes, sino que cuando se requiera se tendrá que ayudarlos por medio de algún sistema artificial de producción (bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico, etc.) para forzar los hidrocarburos por medio de los pozos productores. Esto representa energía o potencia aplicadas a los pozos a diferencia de que en la recuperación secundaria se aplica al yacimiento, eso sí, a través de los pozos.

2.3.2. Inyección de agua. Consiste en inyectar agua en el yacimiento. Es el método más usado una vez finalizada la etapa de producción primaria. El agua es inyectada en patrones o a lo largo de la periferia del yacimiento como se observa en la figura 8. Su popularidad se debe principalmente a los siguientes aspectos:

- Disponibilidad del agua.
- Relativa facilidad con la que se inyecta.
- Facilidad con la que el agua se extiende a través de la formación.
- Costo es relativamente menor que otros fluidos
- La eficiencia de desplazamiento de aceite provocado por el agua.

Figura 8. Representación gráfica de inyección de agua



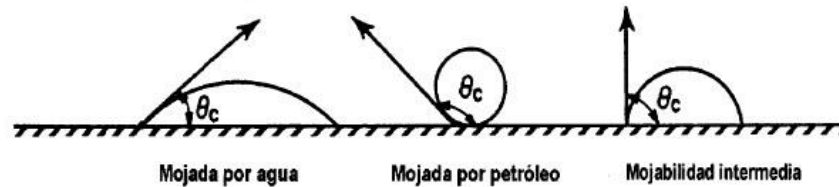
Fuente: LA COMUNIDAD PETROLERA Inyección de agua [en línea] disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccion-de-agua.html>

2.3.2.1. Propiedades importantes en la inyección de agua. Es muy complejo el comportamiento que se lleva a cabo en un desplazamiento inmisible durante un proceso de inyección de agua, es por esto que se debe conocer todas las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento, las propiedades del flujo de las fases, además de la distribución de las saturaciones en el yacimiento.

2.3.2.2. Mojabilidad. Es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida, en presencia de otro fluido inmisible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido como se representa en la figura 9, Esta tensión de

adhesión ocurre cuando existe más de un fluido saturando el yacimiento, y es función de la tensión interfacial¹¹.

Figura 9. Mojabilidad de la roca



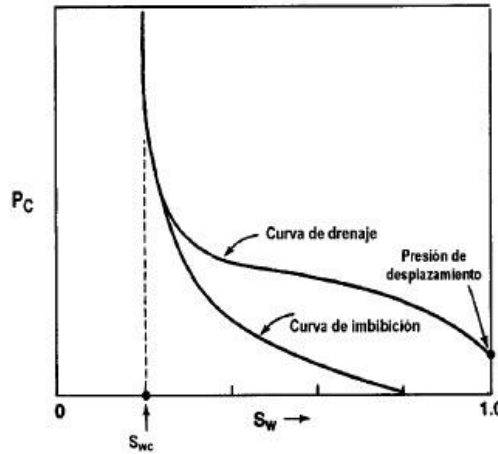
Fuente: GOOGLE. Mojabilidad [en línea] disponible en: <https://goo.gl/JeSxzL>

2.3.2.3. Presion capilar. Las fuerzas capilares presentes en el yacimiento, se originan por la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (petróleo, agua y gas), que coexisten en dicho medio poroso. Estas son realmente las fuerzas retentivas que impiden el vaciamiento total del yacimiento. La presión capilar se define como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, es decir, la diferencia entre la presión de la fase no mojante y la fase mojante¹² (figura 10).

¹¹ RIVERA, José. Op. cit., p. 70.

¹² BLANCO, Johanna y DELGADILLO Claudia. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. 2006.

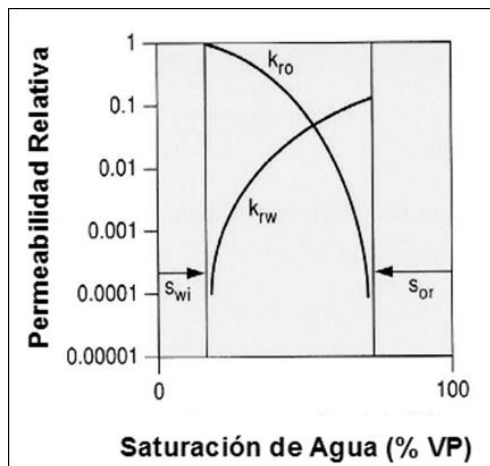
Figura 10. Curvas de presión capilar



Fuente: GOOGLE. Presión capilar [en línea] disponible en: <https://goo.gl/uwsVxA>

2.3.2.4. Permeabilidades relativas. Se entiende por permeabilidad relativa el cociente entre la permeabilidad efectiva de un fluido, a un valor de saturación dado, y la permeabilidad absoluta; es decir la permeabilidad efectiva del mismo fluido a una saturación de 100%¹³. En la figura 11 se observa la gráfica representativa para la permeabilidad relativa en donde es posible obtener valores de saturaciones y permeabilidades presentes en el yacimiento.

Figura 11. Curvas de permeabilidad



¹³ RIVERA, José. Op. cit., p. 70

Fuente: GOOGLE. Permeabilidades relativas [en línea] disponible en: <https://goo.gl/MK1xNk>

2.3.2.5. Tensión interfacial y superficial. Para la definición acerca de la tensión interfacial y superficial se debe tener en cuenta el tipo de fases, cuando ambas fases son líquidas se denomina tensión interfacial y cuando una de las fases es el aire se denomina tensión superficial.

2.3.2.6. Relacion de movilidades. Se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante y la fase desplazada. La movilidad es la facilidad con la cual un fluido se desplaza en el yacimiento y se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de este¹⁴.

2.3.3. Factores que afectan la inyección de agua^{15 16}

2.3.3.1. Geometría del yacimiento. La localización de los pozos así como el método por el cual el yacimiento puede ser producido mediante la inyección de agua, es controlada por la estructura y estratigrafía de un yacimiento. Analizar la geometría del yacimiento es de suma importancia, esto para saber la existencia de barreras estructurales o para definir la presencia y la fuerza de un empuje natural de agua.

2.3.3.2. Litología. La porosidad, la permeabilidad y el contenido de arcilla son factores litológicos que afectan el proceso de inyección. Todos los yacimientos son complejos y diferentes, por eso conocer los factores litológicos del yacimiento es importante, debido a que la composición mineral de la arena puede afectar el proceso de inyección.

¹⁴ PARÍS DE FERRER Magdalena. Op. cit., p. 68

¹⁵ AGURTO SANCHEZ Elbert Alberto. Mejoras en el tratamiento de agua de inyección para campos maduros de petróleo usando microburbujas de gas natural. 2009.

¹⁶ BLANCO, Johanna y DELGADILLO Claudia. Op. cit., p. 25.

2.3.3.3. Profundidad del reservorio. La profundidad del reservorio juega un rol importante sobre los aspectos tecno-económicos los proyectos de recuperación secundaria. La presión máxima de inyección se incrementará con la profundidad. Al tener un yacimiento grande la saturación de aceite residual es baja y además no se puede esperar tener altos recobros debido a que no se pueden realizar perforaciones para disminuir el espacio entre los pozos.

2.3.3.4 Porosidad: La porosidad del reservorio ejerce una función directa con la recuperación total del petróleo, por lo que ella determina la cantidad de petróleo presente en cualquier porcentaje de saturación de petróleo dado.

2.3.3.5 Permeabilidad: La tasa de inyección de agua que se puede mantener en un pozo inyector a una determinada presión en el frente de fractura de la arena está controlada en un alto grado por la permeabilidad. El grado de variación de permeabilidad ha recibido mucha atención en los últimos años, pues determina la cantidad de agua que es necesario utilizar. A saber, que entre menos heterogénea sea esta propiedad, mayor éxito se tendrá en un programa de inyección de agua.

2.3.3.6 Viscosidad: Esta propiedad es la que más afecta el grado de éxito en un proceso de inyección de agua, dado el efecto de la relación de movilidad y la eficiencia de barrido.

2.3.4. Diseño de la inyección de agua

2.3.4.1. Fuente de agua¹⁷. A medida que se planea un proyecto de inyección de agua es importante establecer la fuente o recurso hídrico al cual será destinado a la inyección. La fuente debe suministrar la suficiente cantidad de agua para lograr la máxima recuperación posible de petróleo

¹⁷ AGURTO SANCHEZ Elbert Alberto. Op. cit., p. 37.

El agua usada en los proyectos de inyección puede tener diversas fuentes e incluso estas aguas se pueden obtener de la mezcla de varias de ellas, algunas fuentes podrían ser:

- Agua salada libre de oxígeno o agua fresca de algunas zonas subterráneas.
- Agua de superficie de océanos, lagos, estanques, vertientes o ríos.
- Agua de pozos los cuales producen agua de algún acuífero.
- Agua de producción, presente en grandes cantidades en campos maduros o depletados debido a sus prolongados tiempos de explotación o la presencia de acuíferos como los que existen en la selva.

2.3.4.2. Patrones de inyección¹⁸. De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes.

2.3.4.3. Inyección periférica o externa: Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua petróleo. Este tipo de inyección generalmente requiere menos pozos inyectoros por productor que la mayoría de patrones de inyección. La mayor ventaja de estos patrones es su uso en yacimientos con alto buzamiento y variaciones de permeabilidad. La mayor desventaja es cuando un yacimiento tiene alta saturación de gas.

2.3.4.4. Inyección en arreglos o dispersa: Este tipo de inyección tiene como propósito inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se

¹⁸ FRICK, Th. C. y TAYLOR, R.W Petroleum production handbook, McGraw Hill book Company, Inc, New York. 1962.

inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

2.3.4.5. Condiciones operacionales¹⁹. Para la inyección de agua se necesita un diseño especial en los diferentes parámetros que influyen en la recuperación del petróleo, entre las condiciones operaciones que se debe tener un cuidado especial se pueden destacar: la presión del yacimiento, la tasa de inyección, la geología del yacimiento, propiedades roca y fluido, mecanismo de producción y el espaciamiento entre pozos.

2.3.4.6 Predicción de la inyección de agua²⁰: Cuando se habla acerca de una predicción, lo que se quiere es tener un método en donde se aplique un conjunto de ecuaciones para pronosticar un comportamiento deseado de un yacimiento en el cual obtengamos información de aspectos claves, tales como: tiempo de ruptura, petróleo recuperado, etc. Son muchos los métodos que podemos encontrar a la hora de simular un comportamiento del yacimiento, pero el más efectivo es aquel donde se evidencie las heterogeneidades del yacimiento, el arreglo de pozos y los efectos del flujo de fluidos. Aunque para evidenciar todo esto se requiere mucha información acerca de la roca y de los fluidos.

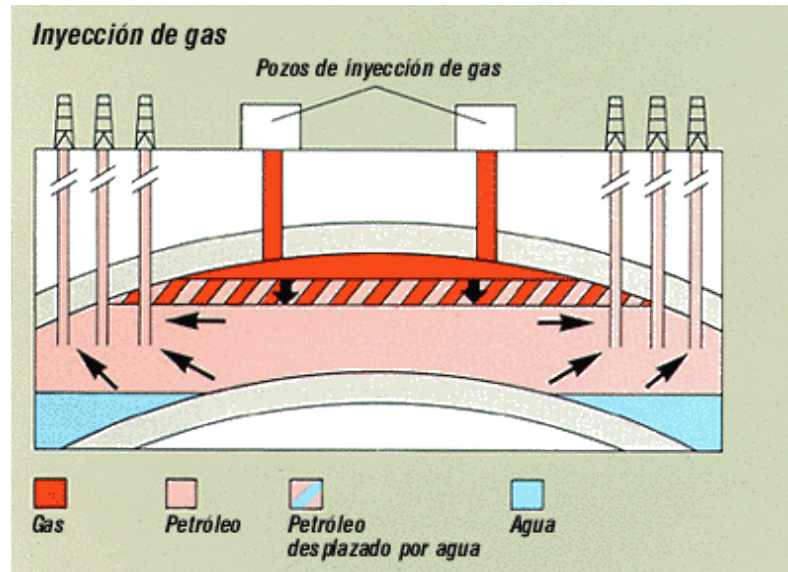
2.3.5. Inyección de Gas: La inyección de gas natural fue el primer método sugerido para mejorar la recuperación de aceite y se usó inicialmente en el año 1900, con fines de mantenimiento de presión²¹. Generalmente, al final de los proyectos de inyección de gas se lograba una recuperación adicional de petróleo abatiendo o agotando aceleradamente la presión del yacimiento. En la figura 12 se puede observar cual es la configuración que se requiere para realizar inyección de gas.

¹⁹ BLANCO, Johanna y DELGADILLO Claudia. Op. cit., p. 33.

²⁰ *Ibíd.*, p. 35.

²¹ FERRER, J. Mantenimiento de presión por inyección de gas. 1961.
Ilustración de un proceso de inyección de gas

Figura 12. Representación gráfica de inyección de gas



Fuente: PETROLERO BLOGSPOT Inyección de gas [en línea] disponible en: <http://blog-petrolero.blogspot.com.co/2009/01/inyeccion-de-gas.html>

2.3.5.1. Tipos de inyección²². Las operaciones de inyección de gas se clasifican en dos tipos generales: inyección de gas interna e inyección de gas externa.

2.3.5.2. Inyección de gas interna o dispersa: Este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Se aplica por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial donde no hay tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el petróleo al poco tiempo de haber sido inyectado.

2.3.5.3. Inyección de gas externa: Se refiere a la inyección de gas en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria. Por lo general se lleva a cabo en yacimientos donde ocurre segregación gravitacional debido a la influencia de las fuerzas de gravedad.

²² PARÍS DE FERRER Magdalena. Op. cit., p. 16.

La inyección de gas dentro del yacimiento puede aumentar la tasa de flujo de petróleo debido a los siguientes mecanismos²³:

- Reducción de la viscosidad
- Aumento de la energía del yacimiento
- Eliminación de depósitos sólidos
- Vaporización.

2.4. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN TERCIARIA

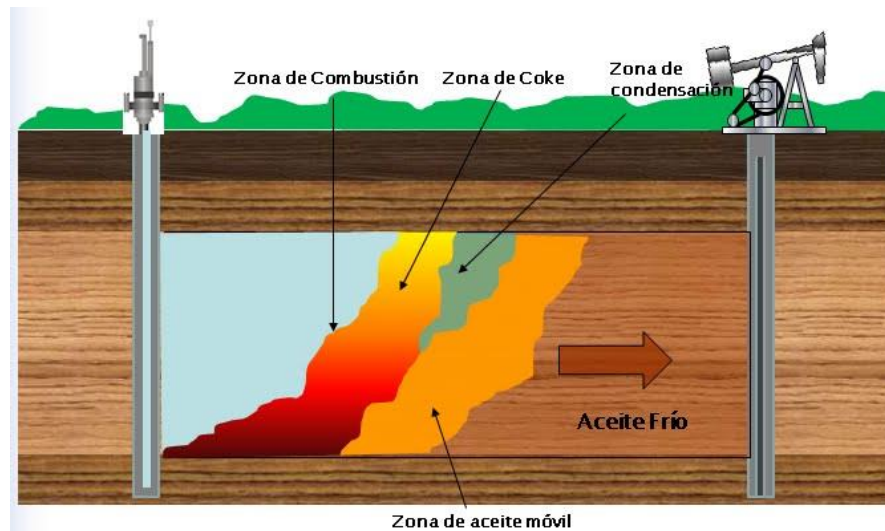
2.4.1. Combustión *in situ*: El proceso de combustión *in situ* es un método convencional térmico que se basa en la liberación de calor en el yacimiento para seguir recuperando hidrocarburos una vez culminada la producción primaria y/o secundaria.

Este método consiste básicamente en inyectar aire al yacimiento y así quemar una fracción del crudo presente para liberar el calor, esta porción es aproximadamente el 10%, y corresponde a la fracción más pesada y de menor valor comercial.

El proceso de combustión *in situ* se inicia generalmente bajando un calentador o quemador que se coloca en el pozo inyector. Luego se inyecta aire hacia el fondo del pozo y se pone a funcionar el calentador hasta que se logre el encendido. Después que se calientan los alrededores del fondo del pozo, se saca el calentador, pero se continúa la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión. En la figura 13 se observa el movimiento del frente de combustión ideal y cada una de las zonas que lo componen en un proceso de inyección de aire.

²³ FERRER J. Tecnología en la inyección de agua y gas.1980.

Figura 13. Visualización del comportamiento del frente de combustión



Fuente: COMBUSTIÓN IN SITU [en línea] disponible en:
<http://combustioninsitu.blogspot.com.co/>

Los procesos de combustión generalmente son clasificados como:

2.4.2. Convencional: Es también llamada combustión seca debido a que no existe inyección de agua junto con el aire. La combustión es hacia adelante porque la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos, es decir desde el pozo inyector hasta el pozo productor. En este caso, la zona de combustión va avanzando en la misma dirección hacia donde los fluidos fluyen. La ignición ocurre cerca del pozo inyector y el frente de combustión se mueve desde el pozo inyector hasta el pozo productor.

El aire enriquecido con oxígeno es inyectado para oxidar el petróleo, de esta forma se produce gas residual. La combustión va avanzando con una velocidad que depende del volumen de petróleo quemado, de esta manera se generan altas concentraciones de calor (aproximadamente 1200 °F). Justo en el frente de

combustión se depositan las fracciones más pesadas de petróleo (coque), esto es lo que permite que se mantenga la combustión²⁴.

2.4.3. Combustión en reversa: Es aquella donde el avance del frente de combustión es contrario al convencional, desde el pozo productor al pozo inyector. Durante este proceso la zona de combustión no consume todo el hidrocarburo que atraviesa el frente de combustión, pero consume los componentes medianos y livianos a diferencia del avance convencional que a su paso no deja hidrocarburos recuperables y no consume los elementos ligeros del crudo presente²⁵.

2.4.4. Combustión húmeda: En este tipo de combustión se inyecta agua con el fin de recuperar un posible residuo de hidrocarburo detrás del avance del frente de combustión. La variación de este método, radica en que después de iniciada la combustión y el frente de combustión a cierta distancia, se inyecta un bache agua. El frente de combustión generará una gran cantidad de calor, este exceso de energía creará vapor in Situ y requerirá menor cantidad de combustible²⁶.

Tabla 1. Screening inyección de aire

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Viscosidad	<5000	CP
Gravedad	10-40	°API
Profundidad	100-4000	METROS
Espesor	5-50	FT
Porosidad	>18	%

Fuente: MANRIQUE, O. factibilidad técnica de la implementación del proceso de inyección de aire en un yacimiento de crudo liviano mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. Universidad industrial de Santander de Colombia. 2016

²⁴ MAGDALENA París de Ferrer. Op. cit., p. 341.

²⁵ FISHER IZAGUIRRE, Edgar Luis. Combustión In Situ: Consideraciones para su aplicación en campo. 2015.

²⁶ Fisher Izaguirre, Edgar Luis. Op. cit., p. 45.

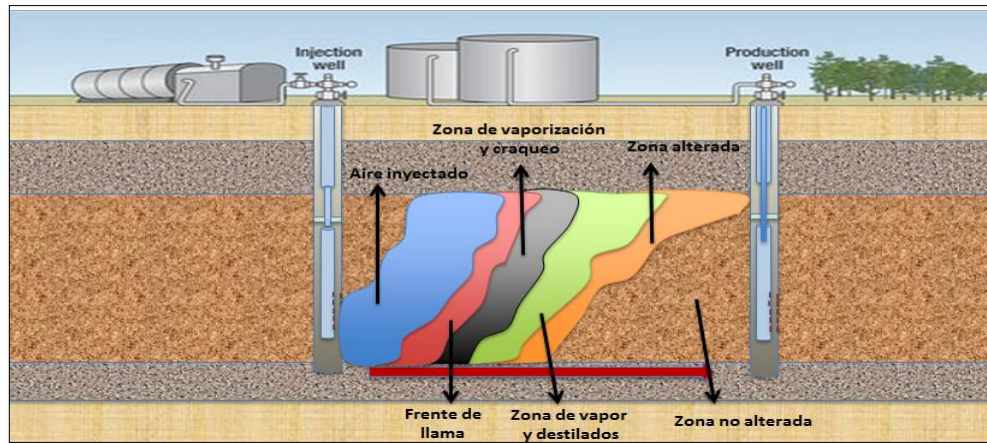
2.4.5. Inyección de aire en crudos livianos.²⁷ La inyección de aire está definida como un proceso IOR (por sus siglas en inglés, *Improve Oil Recovery*) en el cual; el aire comprimido es inyectado en yacimientos de crudo liviano, con la expectativa de que el oxígeno contenido en el aire reaccione con una fracción del hidrocarburo presente en el yacimiento (Esto se puede determinar mediante pruebas de laboratorio); elevando la temperatura para producir dióxido de carbono formándose el frente de combustión donde se presentan a temperaturas más bajas que para una combustión in situ (las reacciones LTO por sus siglas en inglés, *Low Temperature Oxidation*), las cuales son las responsables del desplazamiento. En algunas situaciones, la elevada temperatura de la zona de reacción puede ser una parte crítica del mecanismo de barrido en términos de recuperación gradual.

En la tabla 1 se muestran las variantes que se encuentran en la inyección de aire y en sus procesos.

2.4.5.1. Descripción del proceso. Según *R.G. Moore* la inyección de aire se inicia mediante la inyección de aire comprimido dando lugar en algunos casos a la ignición de forma espontánea del aceite en sitio debido a las altas temperaturas, condiciones de presión en el yacimiento y reactividad del fluido. En las situaciones donde la ignición espontánea del aceite dentro del yacimiento no ocurre, se requiere un método para generarla; como la inyección de una mezcla química o una fuente de energía (generalmente proporcionada por un calentador de fondo de pozo o un quemador). La inyección de aire se logra usando compresores que están diseñados específicamente para el aire en los niveles de presión que se requieren para inyectar los volúmenes deseados. En la figura 14 se aprecia el comportamiento de las zonas debido a la inyección en un yacimiento.

²⁷ MANRIQUE, O. factibilidad técnica de la implementación del proceso de inyección de aire en un yacimiento de crudo liviano mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. universidad industrial de Santander de Colombia. 2016

Figura 14. Zonas presentes en la inyección de aire en crudos livianos



Fuente. Cédric Clara; Marc Durandau; Gérard Quenault, Tuyet-Hang Nguyen. Laboratory Studies for Light Oil Air Injection Projects: Potential Application in Handil Field. SPE 54377. 1999. P 2.

Una vez ocurra la ignición del hidrocarburo y se forme el frente de oxidación, cuatro zonas principales pueden ser distinguidas en el yacimiento:

- Zona de barrido por el frente de oxidación, donde la saturación residual del aceite es baja y la temperatura es más alta que la temperatura inicial del yacimiento.
- Área del frente de oxidación, donde el oxígeno es consumido. Con temperaturas casi de 400°C. una parte del aceite es quemado (entre el 5% - 10% del OOIP) y el monóxido y dióxido de carbono son producidos. El gas formado por el nitrógeno remanente del aire inyectado y por la combustión se denomina "gases de combustión" compuesto por N_2, CO_2, CO , presentándose en mayor porcentaje el primero.
- Zona corta aguas abajo del frente de oxidación, donde los efectos térmicos participan en la formación de un banco de aceite. Este banco de aceite es parcialmente desplazado por los gases de combustión y por el agua caliente o el frente de vapor, según las condiciones del yacimiento.

- Zona amplia aguas abajo del frente de oxidación, donde los efectos térmicos no ocurren. Esta zona, que contiene aceite, no es afectada por los efectos térmicos y es desplazada por los gases de combustión.

2.4.5.2 Mecanismos de producción. Los principales factores de recobro de este proceso aplicado en yacimientos de crudo liviano en forma descendiente son:

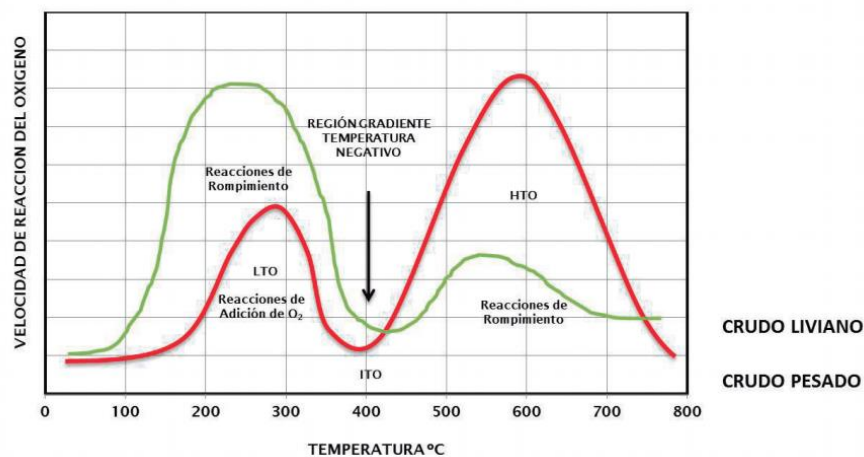
- ✓ Desplazamiento por los gases de combustión.
- ✓ Re presurización del yacimiento permitiendo una rápida producción de aceite.
- ✓ Hinchamiento del crudo, principalmente por el CO_2 generado en sitio.
- ✓ Reducción de la viscosidad del aceite por la disolución de CO_2 .
- ✓ Liberación de componentes livianos del crudo.
- ✓ Efectos térmicos.

El mecanismo de combustión varía con el tipo de aceite. En resumen, se tiene la Oxidación a Alta Temperatura (HTO, por sus siglas en inglés *High Temperatura Oxidation*), en el que se produce la formación del coque, el cual se oxida en este rango de temperaturas; por otra parte, se encuentra la Oxidación a Baja Temperatura, donde se produce óxidos de carbono y productos oxigenados como alcoholes, aldehídos entre otros. Sin embargo, es necesario recordar que en LOAI los óxidos de carbono son producidos a bajas temperaturas, consecuencia de la alta reactividad del aceite. De allí, que los efectos térmicos no son el mecanismo primario de combustión.

2.4.5.3. Reacciones. Las reacciones presentes en este proceso son muy similares a las presentes en la combustión in situ, pero es necesario aclarar las principales características de cada régimen, ya que debido al tipo de fluido que se tenga (pesado o liviano), la reactividad y el consumo de oxígeno por parte de los hidrocarburos varía considerablemente.

2.4.5.3.1. Cinética de oxidación. En la aplicación de la técnica de inyección de aire, dentro del yacimiento se tienen múltiples reacciones; sin embargo, las más importantes son las reacciones de ruptura de enlace, en las cuales el oxígeno rompe las moléculas de hidrocarburo para producir óxidos de carbono y agua, estas son las tradicionales en los procesos de combustión.

Figura 15. Región del gradiente negativo de temperatura. Grafica temperatura vs tasa de absorción del aceite.



Fuente: RUIZ CAÑAS, María C. Cinética de procesos de combustión in situ: Una discusión de los modelos cinéticos. Revista Fuentes. Vol 12. 2014. P. 9.

Como se aprecia en la figura 15, los crudos livianos y los pesados se diferencian en las regiones LTO y HTO, por consiguiente, a una misma temperatura las velocidades de reacción van a ser diferente para ambos.

Para crudos livianos las reacciones de ruptura de enlace se dan en un rango de temperatura de 200°C a 300°C obteniéndose la mayor velocidad de reacción del oxígeno, a diferencia de los crudos pesados que se presentan a temperaturas superiores a 450°C. El otro gran grupo son las reacciones de adición de oxígeno, son dominantes en temperaturas por debajo de 150°C para crudos livianos y 300°C

para crudos pesados. Cuando ocurren estas reacciones no es eficiente la movilidad debido a que se está consumiendo el oxígeno.

Para que un proceso de inyección de aire sea exitoso es necesario contar con un diseño operativo óptimo que permita garantizar las reacciones de ruptura de enlace durante todo el proceso

2.4.5.3.2. Reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO). Este tipo de reacciones se dan a temperaturas mayores de 150°C, ocasionando que el crudo reaccione químicamente con una gran cantidad de átomos de oxígeno en el aire inyectado, resultando en la producción de óxidos de carbono, predominando el dióxido de carbono. Adicionalmente se generan productos oxigenados tales como hidroperóxidos, aldehídos, cetonas y ácidos los cuales se polimerizan disminuyendo la eficiencia de desplazamiento del crudo.

2.4.5.3.3. Reacciones de oxidación a alta temperatura (HTO). Para este régimen la mayor velocidad de reacción se presenta en un rango de temperatura de 500 a 600°C. Aquí se presentan reacciones de rompimiento de enlaces donde el oxígeno reacciona con las moléculas de hidrocarburo produciendo agua, dióxido de carbono y liberación de energía. Estas reacciones de ruptura son críticas en el éxito de la técnica debido a que gracias a ellas se genera el frente de combustión, el cual es el objetivo del proceso de oxidación del crudo y el responsable de que el hidrocarburo se desplace por empuje del frente de combustión.

2.4.5.4. Inyección de CO₂. Consiste en inyectar grandes cantidades de CO₂ (15% o más volúmenes porosos) en el yacimiento para formar un flujo miscible o inmisible. Para la recuperación del petróleo se prefiere el dióxido de carbono líquido, pero debido a su baja temperatura crítica (88 °F) generalmente se encuentra en estado gaseoso. El proceso es similar al empuje por gas vaporizante, pero en este caso se extraen fracciones desde el etano hasta C30.

Este método debe ser usado en yacimientos con crudos desde moderadamente ligeros a livianos (gravedad API > 25°), lo suficientemente profundos como para estar por encima de la presión mínima de miscibilidad²⁸.

2.4.5.5. Bacterias. Este proceso consiste en el cambio de la cadena de los hidrocarburos mediante el desdoblamiento de la misma por la acción de la activación y crecimiento de bacterias. Generalmente estos procesos pueden ser desarrollados en proyectos maduros de inyección de agua en su fase subordinada. Las bacterias pueden ser autóctonas, originarias del medio acuoso del yacimiento, o pueden ser alóctonas provenientes de otros medios fabricados en el laboratorio.

2.4.5.6. SAGD. Drenaje gravitacional asistido con vapor (*SAGD*) es una tecnología de recuperación de petróleo mejorada para la producción de crudo pesado y bitumen.

Es una forma avanzada de la estimulación de vapor en la que se perforó un par de pozos horizontales en el yacimiento, uno a pocos metros por encima del otro.

Vapor a baja presión se inyecta continuamente en el pozo superior para calentar el aceite y reducir su viscosidad, haciendo que el aceite caliente drene hacia el pozo inferior, donde se bombea.

2.4.5.7. VAPEX: Es un método que utiliza disolventes vaporizados de hidrocarburos (metano-propano) para la recuperación de hidrocarburos pesados, es clasificado como un proceso de producción no térmico, la cual se parece a la inyección de vapor de agua, bajo el mismo mecanismo de inyección. Esta técnica es especialmente usada en casos donde *SAGD* no es rentable, consiste en la inyección

²⁸ MAGDALENA París de Ferrer. Op. cit., p. 329.

de un solvente al yacimiento para reducir la viscosidad del petróleo y movilizarlo hacia los pozos productores.

2.5. ESTUDIOS DISPONIBLES EN LA INVESTIGACIÓN DEL EFECTO DE TAMAÑO DE CELDA

2.5.1. Impacto de la selección de malla en la simulación de yacimientos²⁹. Este artículo presenta un estudio de caso de campo de un yacimiento de carbonato multicapa con fallas en Abu Dhabi, se investigó la comunicación de flujo a través de fallas y evaluó las opciones de desarrollo para el campo.

Se consideraron dos enfoques para construir la malla del modelo. El primer enfoque usa un sistema de malla rectangular (ortogonal) que representa fallas en los límites del bloque. Como resultado, la geología y la geometría del yacimiento no se pueden representar adecuadamente. Sin embargo, las técnicas de diferencia finita se pueden usar de manera directa con buena precisión. El segundo enfoque utiliza un sistema de malla no rectangular (no ortogonal) que acomoda la descripción precisa del patrón de falla al colocar los límites del bloque a lo largo de los rastros de fallas. Sin embargo, los sistemas de malla no rectangulares podrían conducir a serios errores de cálculo.

Se llevó a cabo estudios de simulación de campo completo utilizando modelos de malla ortogonal y no ortogonal. Los resultados de la coincidencia histórica de ambos modelos con los mismos datos de entrada se compararon para determinar la magnitud del error de cálculo y las diferencias en el rendimiento del modelo.

²⁹ ABDOU M.K., PHAM H.D., . and AI-AQEE A.S. IIADCO Producing Co. Inc.

Para cuantificar el impacto de la selección de la malla en la coincidencia de la historia del yacimiento, se usaron ambos modelos y se compararon los resultados en el estudio de simulación. La coincidencia de historia se realizó primero con el modelo de malla ortogonal. Luego, se realizó una coincidencia de historial usando los mismos parámetros de coincidencia en el modelo de malla no ortogonal.

Por lo comentado anteriormente se requiere un refinamiento de la malla en la parte principal del yacimiento para proporcionar la descripción más detallada posible de las fallas. El refinamiento de la malla también ayudará a monitorear cualquier comunicación posible a lo largo de las fallas.

2.5.2. Sensibilidad de la recuperación de petróleo al tamaño de la rejilla y la descripción del yacimiento en facies deltaicas dominadas fluvialmente.³⁰ Este estudio se inició para investigar el efecto en el recobro ampliando la escala desde el núcleo hasta la utilizada en un bloque de simulación. En este proceso se homogeneizan las heterogeneidades con escalas menores que las dimensiones del bloque de simulación. Por lo tanto, no se representan explícitamente en modelos de simulación.

Se diseñó específicamente para evaluar las heterogeneidades encontradas en tres de las facies principales que comprenden la Zona 1 del embalse de Prudhoe Bay. Sin embargo, las tendencias direccionales de los resultados deben ser aplicables a otros depósitos fluvial-deltaicos

Se Aborda la cuestión de qué tamaño de celda es necesario para simular adecuadamente la recuperación de petróleo de una variedad de facies heterogéneas encontradas dentro de un sistema fluvial-deltaico y se consideró

³⁰ MASOUD HAAJIZADEH and BEGG S.H., * BP Exploration (Alaska) Inc. 'SPE Member Copyright 1993, Society of Petroleum Engineers, Inc. This paper was prepared for presentation at the Western Regional Meeting held in Anchorage, Alaska, U.S.A., 26-28 May 1993

necesario un estudio de sensibilidad de la cuadrícula para garantizar que los resultados de la simulación no se vean influenciados de manera inapropiada por los efectos de la cuadrícula.

Se empezó generando modelos geológicos de heterogeneidades basadas en una comprensión geológica de la distribución espacial de los litotipos dentro de una facies. Esta distribución de escala fina se redimensiona a diferentes celdas de simulación de yacimientos que se vuelven gruesas tanto horizontal como verticalmente. Se ejecutaron modelos homogéneos equivalentes, utilizando las propiedades efectivas globales de la descripción del yacimiento a escala fina. Esto permite comparar efectos puramente numéricos con los efectos de reescalar la descripción heterogénea. Las simulaciones de inyección de agua y de gas se ejecutaron en cada cuadrícula.

Para los sistemas heterogéneos considerados, las cuadrículas más finas subestiman la recuperación, hasta en un 16%. Además, para los modelos homogéneos, la recuperación de la inyección del agua siempre disminuyó a medida que la grilla se engrosó; La recuperación de las inyecciones de gas fue relativamente insensible al tamaño del bloque. También se tuvo en cuenta las recuperaciones el cual fue mayor en el modelo heterogéneo en comparación con el modelo homogéneo en cualquier tamaño de celda dado.

Finalmente, El impacto de la heterogeneidad / aumento de la celda dependen de la ruta de flujo, es decir, la distribución de sumidero y fuente (bloques completados) en el modelo y la recuperación se subestimo enormemente en tamaños de mallas de celdas que eran aproximadamente iguales a los de las heterogeneidades significativas por tal motivo las cuadrículas más finas o más gruesas hicieron un mejor trabajo.

2.5.3. Sensibilidad de los resultados del modelo *Steamflood* a los tamaños de celda y paso de tiempo.³¹ La simulación numérica de procesos complejos en depósitos de petróleo se ha convertido en una herramienta estándar. El tamaño de la cuadrícula y la sensibilidad del paso de tiempo de un simulador son una preocupación principal para llegar a las conclusiones correctas en cualquier estudio.

Este artículo presenta un análisis de la sensibilidad al paso de tiempo y al tamaño de la cuadrícula de un modelo de baño de vapor multifásico compositivo unidimensional (1D) y bidimensional (2D) utilizado para simular un depósito de petróleo pesado. El comportamiento de las variables primarias antes del avance en los casos 1D y 2D se presenta para una comprensión más clara de los depósitos de petróleo pesado que inundan con vapor.

Se discuten las características peculiares exhibidas por las variables primarias de los bloques de producción e inyección para el reservorio 1D más el paso del tiempo y los efectos del tamaño de la cuadrícula en las variables primarias para los casos 2D estudiados.

En Los estudios de sensibilidad del tamaño de la cuadrícula y el intervalo de tiempo son significativos solo si cada uno se lleva a cabo mientras la otra variable tiene un error de truncamiento mínimo. Los parámetros de rendimiento de recuperación son menos sensibles al tamaño del paso de tiempo que al tamaño de la cuadrícula y son menos sensibles en las corridas 2D que en las corridas 1D. La relación tiempo / poro-volumen-inyectado (PVI) es muy sensible al tamaño de la cuadrícula y, en menor medida, al tamaño del paso de tiempo.

³¹ AMAL HUSSEIN Abou-Kassem, UPM Research Inst. Khalid Aziz, * SPE, U. of Calgary and Computer Modelling Group

2.5.4. Efectos del tamaño de celda y diferentes esquemas de resultados de la simulación de modelos de inyección de vapor.³² Este artículo presenta resultados de simulación de patrones de vapor de patrones de cinco, siete y nueve puntos con cuadrículas paralelas y diagonales y esquemas de diferencia de cinco y nueve puntos. Los efectos del esquema de diferencia y la orientación de la cuadrícula se examinan en una sección transversal bidimensional (2D) (vertical).

Se discuten los efectos de diferentes tipos de separaciones de celda en la simulación cíclica de vapor. Los conjuntos de datos de problemas de muestra son aproximadamente representativos de un depósito de California y un crudo de Alberta más viscoso. Varias cuadrículas de siete puntos (ni paralelas ni diagonales) y cuadrículas de cinco / nueve puntos no uniformes presentan desafíos únicos para ambos esquemas de diferencia, con resultados interesantes.

Los rendimientos de recuperación de los parámetros son menos sensibles al tamaño de la celda, también son menos sensibles en las corridas 2D que en el I D. El tiempo / poro-volumen inyectado (PVI) es muy sensible al tamaño de la celda debido en una menor medida al tamaño del tiempo. Se recomienda un estudio de sensibilidad del tamaño de la celda cuando se simula un yacimiento para definir los tamaños de las celdas crecientes y decrecientes donde son posibles grandes pasos de tiempo, el porcentaje de error con respecto al tiempo también puede llegar a ser importante, Por lo tanto, se realiza un estudio de sensibilidad del tiempo para simuladores utilizados

Las conclusiones enfatizan la superioridad del esquema de diferencia de nueve puntos y las trampas de ciertas combinaciones de problema / cuadrícula / esquema de diferencia en la simulación de patrón de baño de vapor. El documento presenta un procedimiento simple para calcular índices de productividad de pozos para

³² COATS K.H., SPE, Scientific Software-Intercomp, A.B. Ramesh, SPE, Sohio Petroleum Co.

cuadrículas uniformes o no uniformes, secciones transversales o cualquiera de los tres patrones, y cualquiera de los dos esquemas de diferencia.

3. PRESENTACIÓN GENERAL DEL SIMULADOR IMPLEMENTADO

En la actualidad diferentes compañías proveen programas robustos que facilitan la simulación especializada de la producción de hidrocarburos. En otras palabras, hay simuladores encargados de analizar el comportamiento de los fluidos en el yacimiento hasta cara de pozo, mientras que hay otro sinnúmero de programas que simulan el recorrido del fluido en superficie desde cara de pozo a separador, pasando por los diferentes equipos y válvulas a través de la línea de flujo.

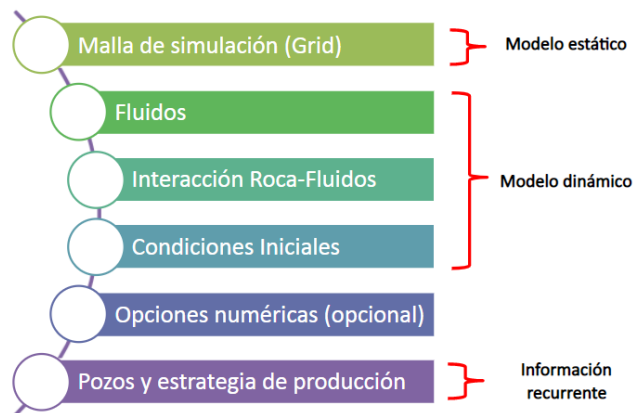
Muchos simuladores en el mercado se caracterizan por sus particularidades, entre ellas encontramos su habilidad de proporcionar resultados arrojados por la simulación de manera dinámica en el tiempo, lo que quiere decir que su funcionamiento transcurre de manera cíclica sucesiva, para lo cual los resultados de un ciclo son usados como datos de entrada para el siguiente hasta llegar a un tiempo específico. Basados en este concepto los simuladores implementados en el proyecto son de carácter dinámico, de esta manera la comparación se efectúa de sin discordancias en este aspecto. Simuladores de este tipo hay de gran variedad en el mercado pero de los más relevantes y útil en la investigación es CMG, simulador comercial.

3.1. ASPECTOS GENERALES DE CMG

Computer Modeling Group Ltd., abreviado como CMG, es una compañía de software que produce software de simulación de yacimientos para la industria del petróleo y el gas. Tiene su sede en Calgary, Alberta, Canadá, con sucursales en Houston, Dubai, Bogotá, Río de Janeiro, Londres y Kuala Lumpur. La compañía cotiza en la Bolsa de Valores de Toronto con el símbolo CMG.

La compañía ofrece tres aplicaciones de simulación de yacimientos. IMEX, un simulador de aceite negro convencional utilizado para procesos de recuperación de petróleo primario, secundario y mejorado; GEM, un simulador de composición y estado avanzado de Ecuación de Estado (EOS) avanzado; y STARS, un simulador de procesos térmicos y avanzados de valor k. Además, CMG ofrece CMOST, una herramienta de ingeniería de yacimientos que lleva a cabo un emparejamiento automático del historial, análisis de sensibilidad y optimización de modelos de yacimientos. Este simulador opera de acuerdo a las variables presentadas en la figura 16.

Figura 16. Variables a ingresar al software CMG.



Fuente: CMGL [en línea] disponible en: [disponible en: https://www.cmgl.ca/](https://www.cmgl.ca/)

3.2. DESARROLLO DEL MODELO EN CMG

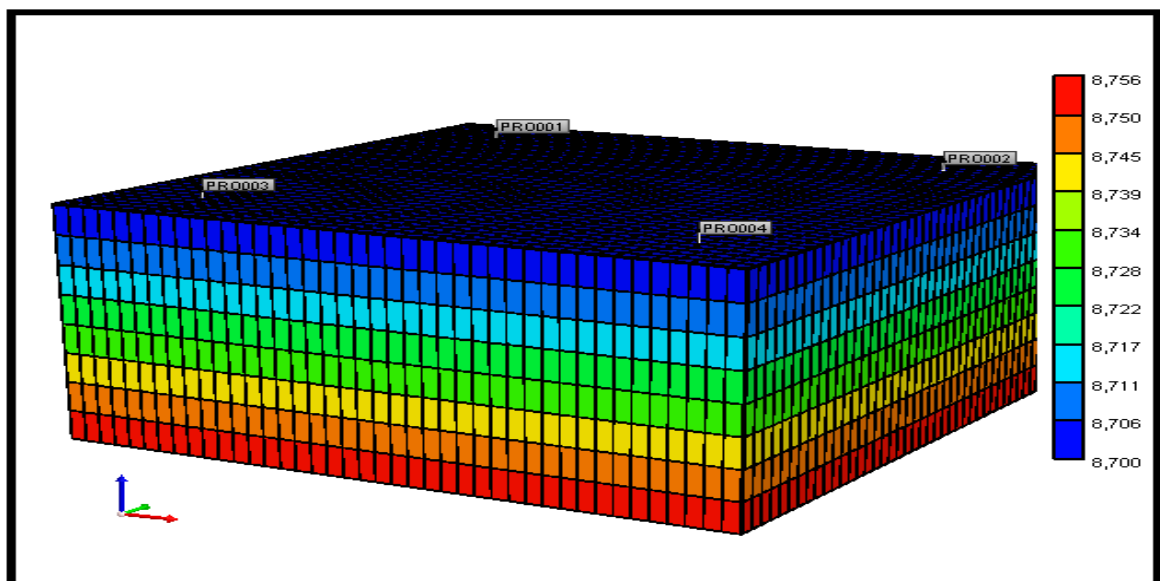
3.2.1. Creación del enmallado. Para la creación de este modelo se seleccionará un enmallado cartesiano, así mismo, las unidades a utilizar son las de campo y como fecha de inicio de la simulación el 1 de enero del 2018. Se utilizó un enmallado cartesiano, verificado por el número de celdas creado en el simulador por el usuario, luego de estos pasos se podrá observar en 2D y 3D los resultados donde se observa la representación gráfica del yacimiento a simular.

El modelo cuenta con un total de 13448 celdas distribuidas de la siguiente manera, 41 en dirección I, 41 en la dirección J y 8 en la dirección K, para obtener mejores resultados, se opta por utilizar 1 sector, este cuenta con un total de 7688 celdas y se encuentran las perforaciones realizadas, en donde se escogió un patrón inverso de 5 puntos el cual es utilizado frecuentemente en diferentes procesos de producción secundario y terciarios. En la figura 17 se aprecia la vista general del yacimiento después de ingresar las dimensiones que se quieren evaluar y en la tabla 2 se muestran los valores usados.

Tabla 2. Dimensiones del modelo cartesiano.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Celdas en i	41	
Celdas en j	41	
Celdas en k	8	
Longitud celdas i,j	50	Pies
Profundidad	8764	Pies

Figura 17. Visualización de la malla en CMG



Fuente: *Computer Modeling Group. GEM, 2015*

3.2.2. Definición de las propiedades del enmallado. Paso seguido a la selección del tamaño del piloto, se debe ingresar las propiedades y características que rigen el yacimiento, estas se seleccionaron de acuerdo al *screening* para una combustión in situ presentado anteriormente, los datos seleccionados se podrán observar en la tabla 3.

Tabla 3. Propiedades del modelo.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Profundidad Tope	8700	Pies
Espesor de la Formación	64	Pies
Porosidad	0,12	%
Permeabilidad I	8	mD
Permeabilidad J	8	mD
Permeabilidad K	8	mD
Saturación de Agua Inicial	0	%
Presión Inicial	1800	Psi
Temperatura del Yacimiento	252	°F
Presión de Burbuja	2501	Psi

Fuente: MANRIQUE, O. factibilidad técnica de la implementación del proceso de inyección de aire en un yacimiento de crudo liviano mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. Universidad industrial de Santander de Colombia. 2016

3.2.3. Ingreso del modelo de fluidos. El modelo de fluidos que se utilizara en este proyecto fue seleccionado de acuerdo a la naturaleza del estudio un crudo liviano y que presente un estudio de las reacciones en un proceso de combustión in situ. El modelo de fluido se obtuvo de la literatura, específicamente de una tesis, como se puede observar en la tabla 4, cuenta con una distribución de 8 pseudocomponentes y su fracción molar.

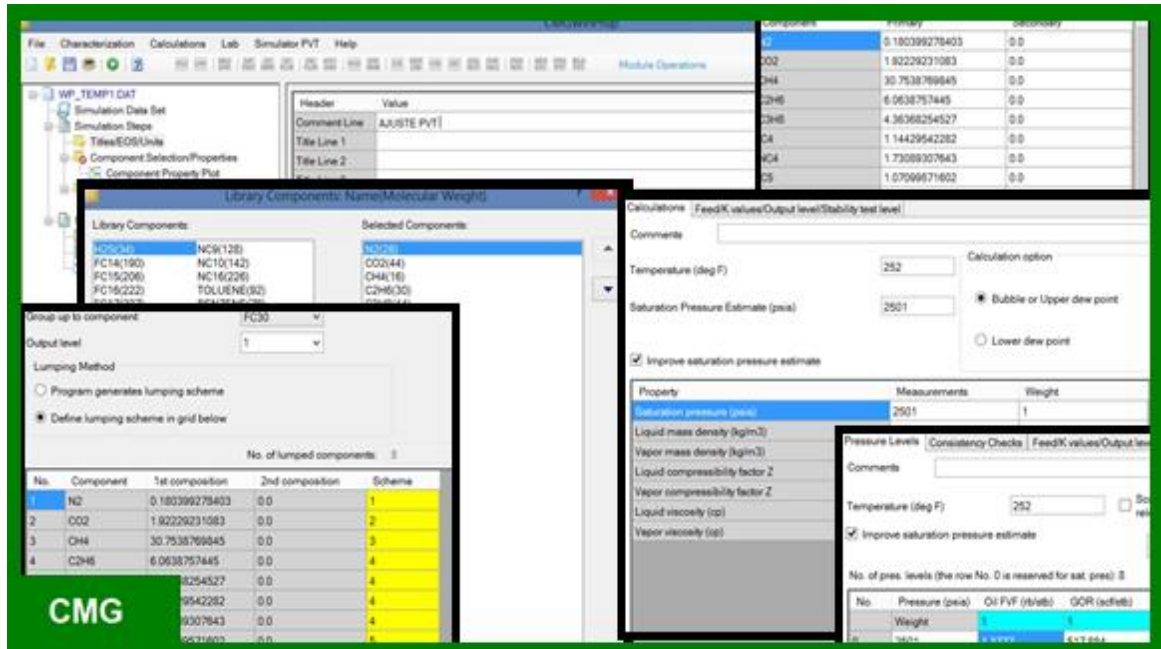
Tabla 4. Distribución de pseudocomponentes del fluido.

N°	Pseudocomponentes	Porcentaje molar
1	N_2	0.0018039928
2	CO_2	0.019222923
3	CH_4	0.30753877
4	$C_2 - nC_4$	0.13302747
5	$iC_5 - C_6$	0.050958796
6	$C_7 - C_{11}$	0.16562434
7	$C_{12} - C_{17}$	0.1504004
8	$C_{18} - C_{30}$	0.17142331
	Sumatoria	1.0000000018

Fuente: MANRIQUE, O. factibilidad técnica de la implementación del proceso de inyección de aire en un yacimiento de crudo liviano mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. Universidad industrial de Santander de Colombia. 2016

Para ingresar el PVT en el simulador CMG es necesario el uso de una herramienta de la misma compañía llamada *WinProp* (figura 18), que mediante las diferentes pruebas de laboratorio genera un archivo de salida que luego podrá ser cargado o exportado directamente desde el interfaz.

Figura 18. Visualización de la herramienta *WimProp*



Fuente: MANRIQUE, O. factibilidad técnica de la implementación del proceso de inyección de aire en un yacimiento de crudo liviano mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. Universidad industrial de Santander de Colombia. 2016

3.2.4. Generación de las curvas de permeabilidad. Para generar las curvas de permeabilidad se utilizaron *endpoints*³³ encontrados en literatura con el fin de agilizar la creación del modelo conceptual; siendo un núcleo especializado el cual fue usado para un desempeño secuencial de procesos de inyección de agua y aire. En la tabla 5 se muestran los valores de *Endpoints* usados en los modelos.

Tabla 5. *Endpoints* de curvas de permeabilidad

	DESCRIPCIÓN	VALOR
1	SWCON	0.12
2	SWCRIT	0.12
3	SOIRW	0.52

³³ Término empleado en simulación de yacimientos para referirse a los puntos finales de las curvas de permeabilidad relativa, dentro del mismo se encuentra la saturación crítica, la permeabilidad relativa máxima y la saturación residual del aceite.

	DESCRIPCIÓN	VALOR
4	SORW	0.52
5	SOIRG	0.52
6	SORG	0.52
7	SGCON	0
8	SGCRIT	0
9	KROCW	0.6
10	KRWIRO	0,1
11	KRGCL	0,15
12	KROGCG	
13	EXPONENTE KRWIRO	3
14	EXPONENTE KROCW	3
15	EXPONENTE KROGCG	3
16	EXPONENTE KRGCL	3

Fuente: YALDABARZIN. *“An Experimental and Numerical Study of the Oxidation/Combustion Reaction Kinetics in High Pressure Air Injection Process”*. University of Calgary.2013.

3.2.5. Condiciones iniciales. En la tabla 6 se presentan las condiciones iniciales seleccionadas para los modelos.

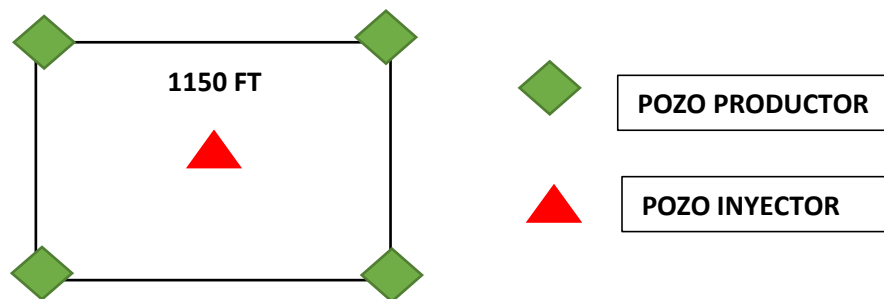
Tabla 6. Condiciones iniciales para la creación del modelo

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Profundidad Tope	8700	Pies
Presión Inicial	1800	Psi
Contacto Agua - Aceite	8764	Pies
Contacto Aceite - Gas	8700	Pies

Fuente: MANRIQUE, O. factibilidad técnica de la implementación del proceso de inyección de aire en un yacimiento de crudo liviano mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. Universidad industrial de Santander de Colombia. 2016

3.2.6 Configuración de pozos. Después de ingresar los datos iniciales se procede a implementar el patrón inverso de 5 puntos ya que es utilizado frecuentemente en trabajos de inyección de agua y aire, donde el distanciamiento de estos se define de acuerdo al trabajo realizado por Chongwei Xiao³⁴, para esto se perforan 4 pozos productores y uno inyector de acuerdo al distanciamiento propuesto como se aprecia en la figura 19.

Figura 19. Configuración y distanciamiento de pozos

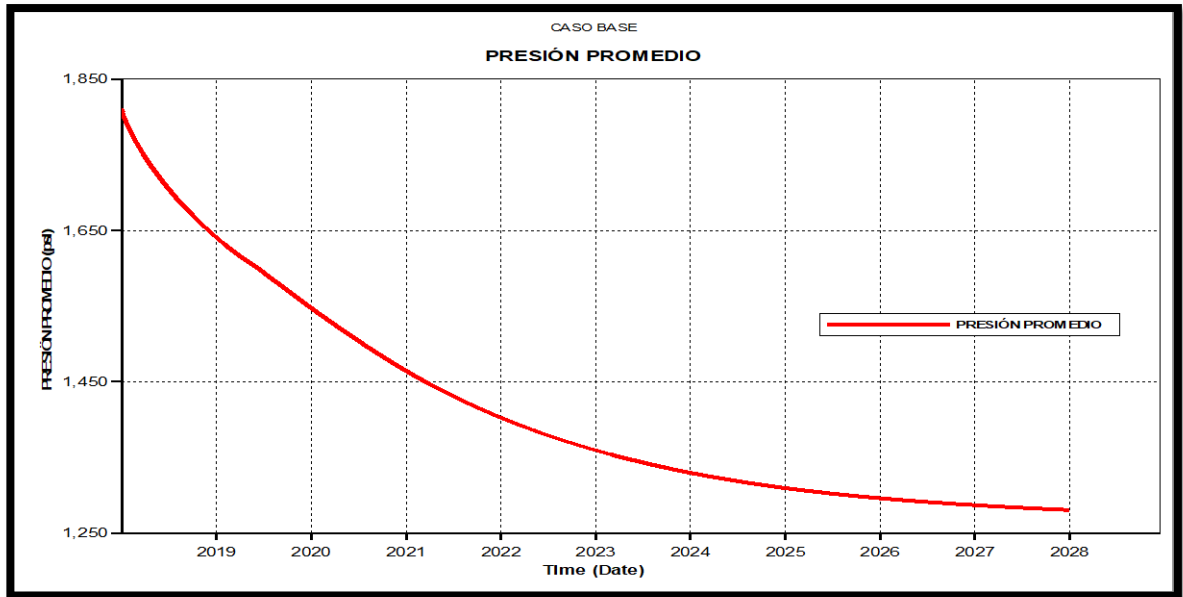


Fuente: Modificado de Chongwei Xiao. *Field Testing and Numerical Simulation of Combined CO₂ Enhanced Oil Recovery and Storage in the SACROC Unit*, 2011.

3.2.7. Evaluación de la caída de presión. Después de terminar de ingresar los datos y realizar las configuraciones permanentes, para esto se valida y se corre el modelo preliminar con el simulador *STARS*, en donde se podrá observar el comportamiento de la presión y así mismo evaluar si el comportamiento observado es acorde a la realidad.

³⁴ **Chongwei Xiao.** *Field Testing and Numerical Simulation of Combined CO₂ Enhanced Oil Recovery and Storage in the SACROC Unit*, 2011.

Figura 20. Visualización de parámetro Presión Promedio después de la primera corrida.

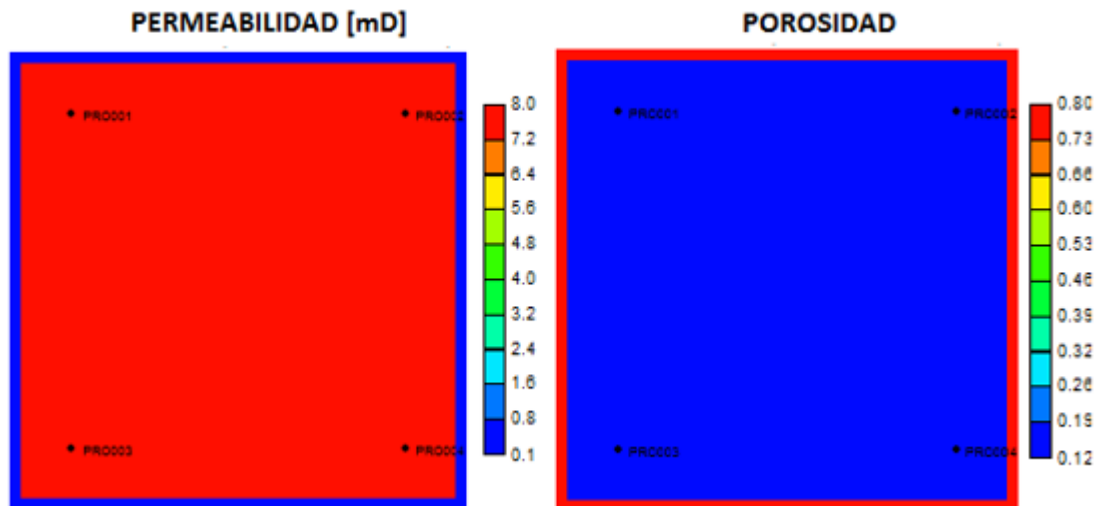


Fuente: *Computer Modeling Group STARS.*

Como se puede observar en la figura 20, en la corrida inicial, la presión promedio del yacimiento declina de una manera muy rápida, esto conlleva a realizar arreglos del modelo para lograr conseguir una caída suave de la presión del yacimiento con respeto al tiempo.

3.2.7.1. Creación del anillo de confinamiento. Con la finalidad de conseguir una caída de presión menos brusca, se utilizó esta técnica, que consiste en cambiar las propiedades de porosidad y permeabilidad a las celdas que se encuentran en los bordes del modelo, además se le agregara 5 años a la simulación para observar mejor el comportamiento de la presión.

Figura 21. Enmallado con el anillo de confinamiento (cambio de propiedades de permeabilidad y porosidad)

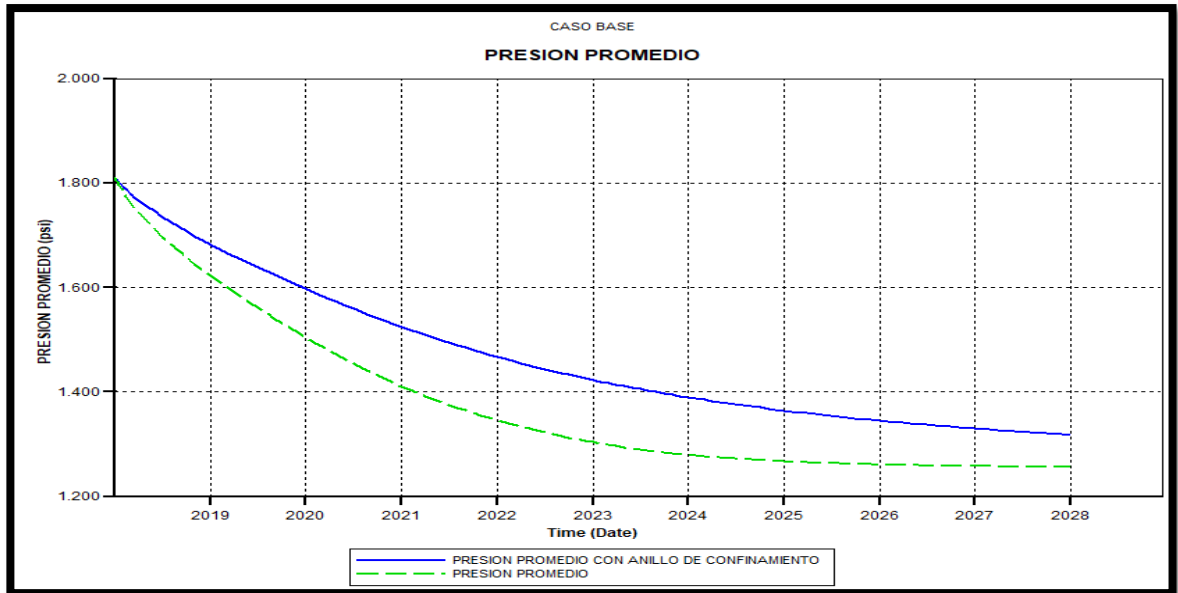


Fuente: *Computer Modeling Group, STARS.*

Los valores asignados para crear el anillo de confinamiento son de 0.05 [Md] para la permeabilidad y 0.8 de porosidad como se observa en la figura 21, para no tener en cuenta el anillo de confinamiento en los resultados de las simulaciones, se realiza un sector a las zonas donde no se cambiaron parámetros.

En la figura 22, se puede observar que con los valores introducidos al anillo de confinamiento, la caída de presión a través del tiempo es más suave, consiguiendo de esta manera que las simulaciones sean más representativas a la realidad.

Figura 22. Comparación del parámetro Presión Promedio con y sin anillo de confinamiento.



Fuente: *Computer Modeling Group, STARS.*

3.2.8. Sensibilidad de parámetros operacionales y yacimiento para los modelos a evaluar. Debido a que los estudios van encaminados a analizar el comportamiento de los resultados al variar el tamaño de celda en la malla, se tuvieron que realizar una sensibilidad de los siguientes parámetros para cumplir con los objetivos de este estudio.

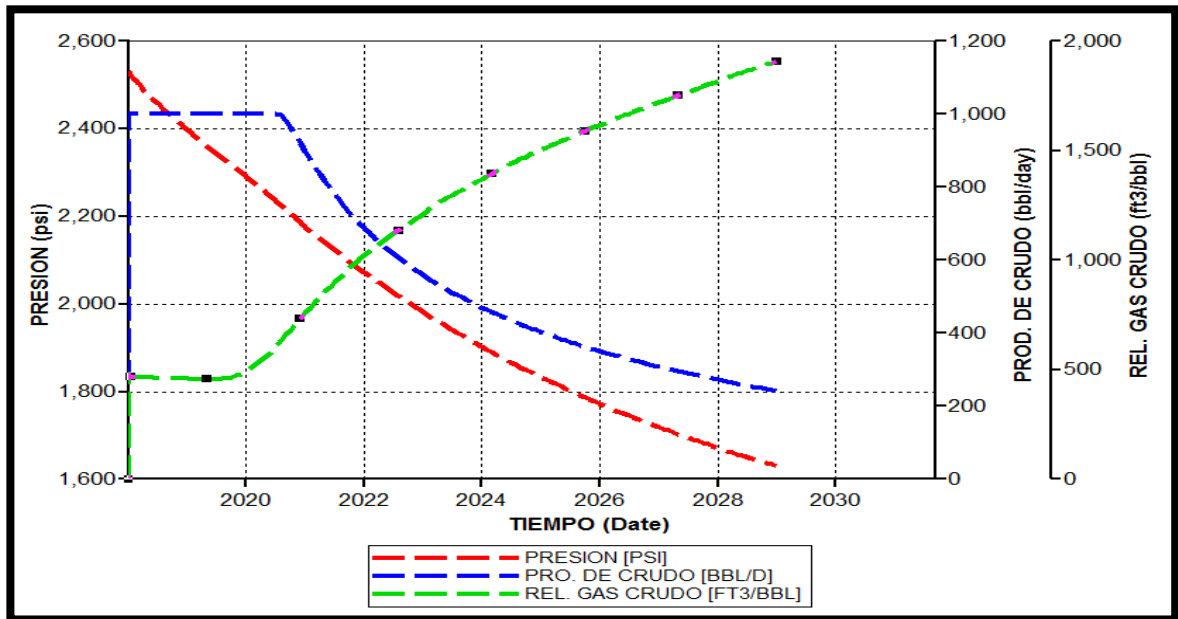
3.2.8.1. Sensibilidades del modelo de producción primaria (capa de gas). Para este modelo se modificaron parámetros operacionales y de yacimiento con respecto al modelo base, como se muestra en la tabla 7, para obtener la tendencia del comportamiento de producción de un yacimiento con capa de gas.

Tabla 7 .Parametros iniciales de las zonas perforadas

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Espesor	240	Pies
Presión Inicial	2501	Psi
Contacto Agua - Aceite	8940	Pies
Contacto Aceite - Gas	8730	Pies
Permeabilidad vertical	3	mD
Bloques en K Perforados	2	

Tras la realización de los cambios operacionales y de yacimiento se pudo conseguir una tendencia aceptable al comportamiento de producción de un yacimiento con capa de gas, como se muestra en la figura 23.

Figura 23. Comportamiento de producción de un yacimiento con capa de gas.

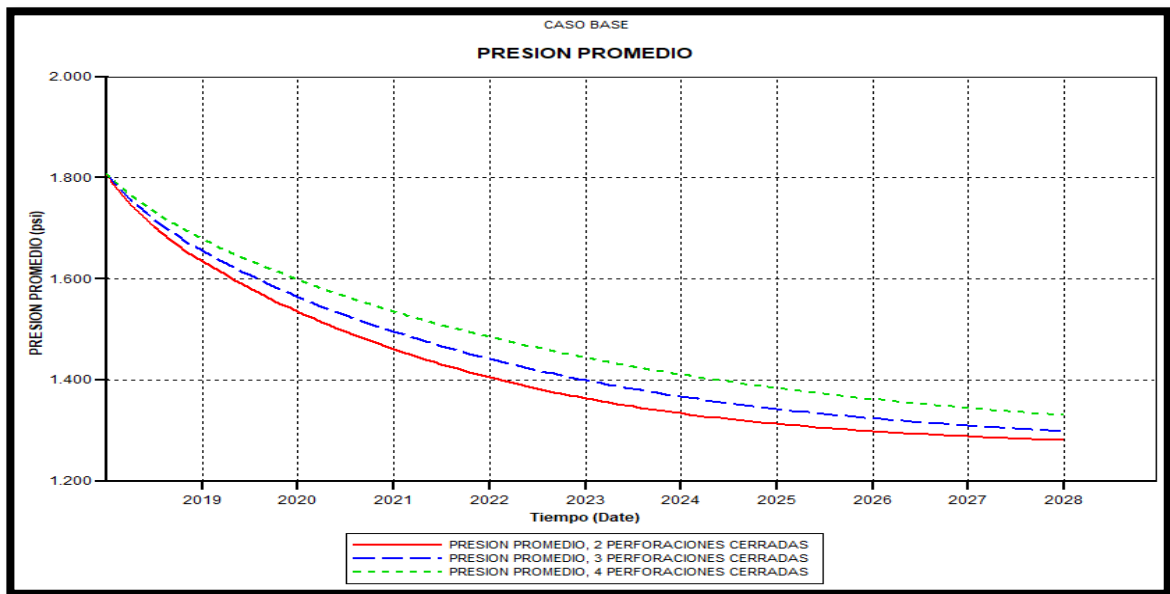


3.2.8.2. Sensibilidades de la profundidad de celdas perforadas. Debido a que la presión de yacimiento está por debajo del punto de burbuja del fluido utilizado para este estudio, se realizó una sensibilidad en la profundidad de las celdas perforadas para evitar una alta producción de gas, esto es ocasionado por la liberación de gas

en el crudo, el cual tendrá la tendencia de moverse a la parte superior del yacimiento debido a su densidad y viscosidad.

Los resultados de las sensibilidades se pueden observar en la figura 24, con el cierre de arriba (tope de yacimiento) hacia debajo de 2,3 y 4 celdas.

Figura 24. Sensibilización del número de perforaciones convenientes



Fuente: *Computer Modeling Group, STARS.*

De acuerdo a los resultados se opta por cerrar las primeras 4 perforaciones ya que en este punto la producción cae un poco pero su tendencia supera a las otras pruebas, como se puede observar la ganancia de presión permite el mantenimiento del yacimiento y por ende un mayor tiempo de producción aceptable.

3.2.8.3. Implementación recobro secundario (inyección de agua). Con el fin de efectuar el esquema real de un campo petrolero se hace necesario la implementación de métodos de recobro, en este caso se elige inyección de agua

como método secundario de recobro para proseguir con la combustión in – situ como método de recuperación mejorada EOR.

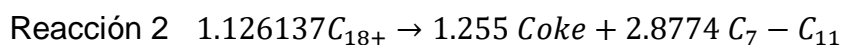
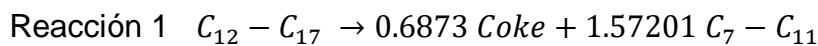
A través de un estudio de sensibilidades se decidió dejar el periodo del 1 de enero del 2018 al 1 de enero del 2020 como producción primaria para posteriormente en la última fecha comenzar la inyección de agua, con la finalidad de observar la caída de presión y producción de líquido en este periodo de 2 años y ver cómo afecta la inyección en un periodo de 10 años.

La tabla 8 describe los valores escogidos para este proceso.

Tabla 8. Parámetros iniciales para la inyección de agua

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES
BHP Presión de fondo	1000	psi
STL Tasa de producción máxima por pozo	300	BPD
BHP Presión máxima de inyección de agua	1250	Psi
STW Tasa de inyección de agua máxima	800	BPD

3.2.8.4. Implementación EOR (Combustión in SITU). Para la inyección del aire y en aras de obtener respuesta positiva del proceso se hace necesario un modelamiento adecuado de las reacciones de oxidación, se obtuvieron los datos iniciales del modelo de reacción y los parámetros cinéticos de un estudio realizado por Fasihi para inyección de aire en crudo liviano en laboratorio, así como el balance de las reacciones del trabajo realizado por Oscar Manrique et al. 2016.³⁵ Estos valores son mostrados en la tabla 9.



³⁵ MANRIQUE, O. *factibilidad técnica de la implementación del proceso de inyección de aire en un yacimiento de crudo liviano mediante simulación numérica*. Tesis de pregrado. Universidad industrial de Santander de Colombia. 2016

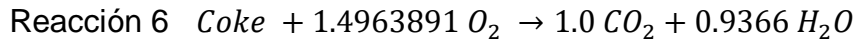
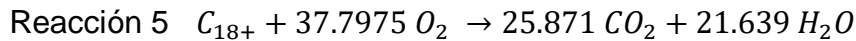
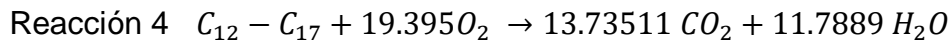
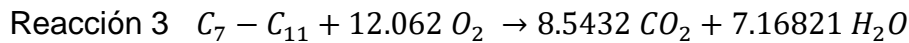


Tabla 9. Porcentaje de error en el balance de masa

REACCIÓN	% ERROR BALANCE DE MASA
1	-0,00276447%
2	0,00819787%
3	-0,00398765%
4	-0,00844943%
5	-0,00296877%
6	-0,00868971%

Fuente: MANRIQUE, O. factibilidad técnica de la implementación del proceso de inyección de aire en un yacimiento de crudo liviano mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. Universidad industrial de Santander de Colombia. 2016

Los valores iniciales para la inyección de aire seleccionado para los modelos se encuentran en la tabla 10.

Tabla 10. Valores iniciales para la inyección de aire

PROPIEDADES DE LA INYECCIÓN		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Tasa De Inyección	500.000	ft3/d
Temperatura de inyección	80	°F
Composición Del Aire	21 - O2	%
	79 - N2	
Tiempo De Inyección	15	Años

3.2.8.3. Resultados preliminares con diferentes niveles de refinación. Después de realizar las primeras corridas de las simulaciones base, se dividieron cada celda por 2, 3 y 4 en los ejes I y J, con el fin de observar la afectación de estos cambios en los resultados de producción, el refinamiento se aplicó para el sector 1 la cual es el área de interés por la interacción entre el pozo inyector y los productores.

A continuación, se presentará el número de celdas generado por el refinamiento de cada data en CMG.

Tabla 11. Número de celdas para cada refinamiento en el simulador CMG.

Nivel de refinamiento	Números de celdas
	CMG
X1	13448
X2	107584
X3	363096
X4	860672

En cada modelo se realizaron diferentes tipos de refinación, como se observa en la tabla 11 cada uno de esta cuenta con un número significativo de celdas para disminuir el error generado por la falta de heterogeneidad que se presenta en estos.

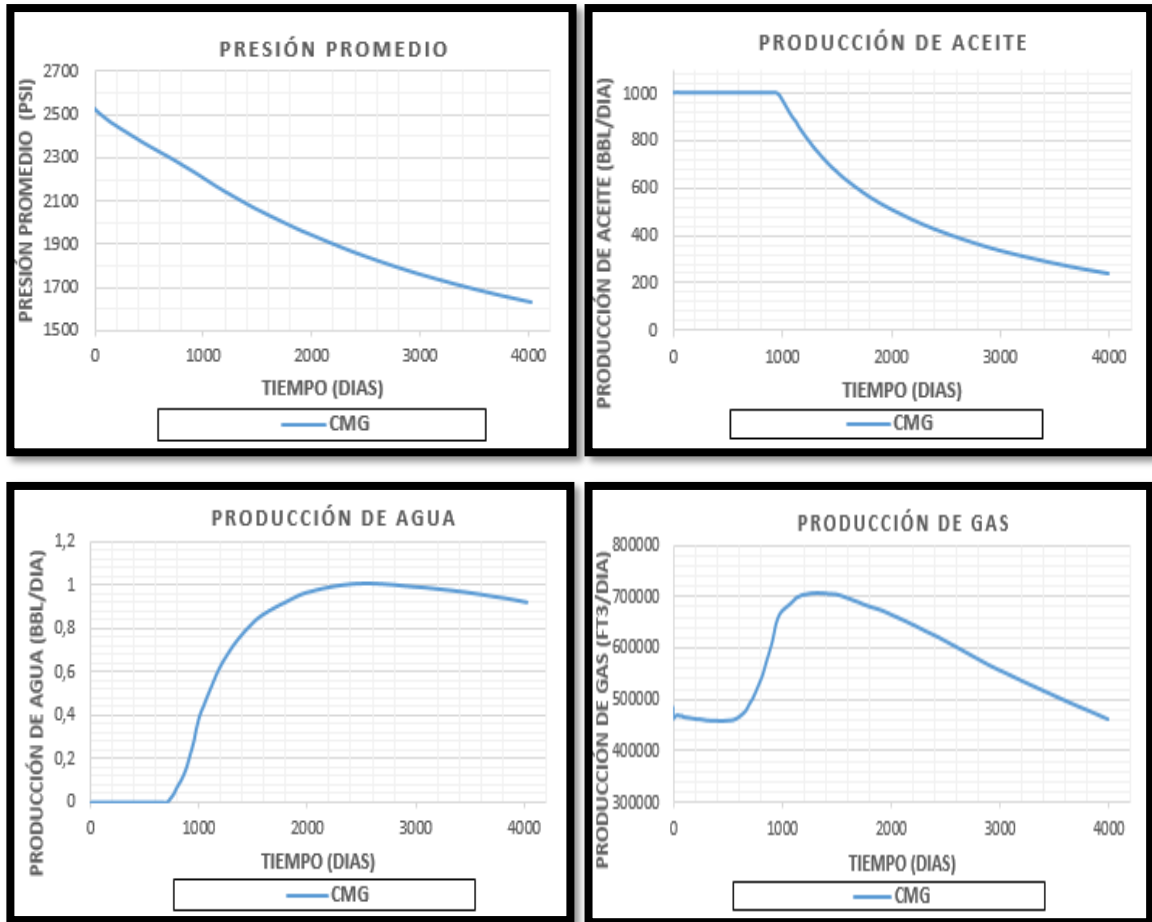
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS DIFERENTES MODELOS DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTO EN PRODUCCIÓN PRIMARIA Y SEGUNDARIA.

A continuación, se representarán los resultados gráficos del comportamiento para los diferentes mecanismos de producción primaria (capa de gas y gas en solución) y producción secundaria (inyección de agua) con sus diferentes niveles de refinación en el simulador CMG para los parámetros de producción (presión promedio, producción de aceite, producción de gas, producción de agua y producción acumulada) previamente seleccionados, los resultados gráficos fueron creados en EXCEL para poder comparar los resultados de manera más amena.

4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE YACIMIENTO EN PRODUCCIÓN PRIMARIA CON CAPA DE GAS

4.1.1 Análisis grafico de los resultados de la data base sin refinamiento. En la figura 25, se presentan los resultados de las corridas de simulación, de forma visual la tendencia que muestras la presión es una caída suave causada por disminución de fluido en el yacimiento disminuyendo de esta manera la presión, la producción de aceite presenta en breve periodo de tiempo con una producción constante debido a que los pozos presentan una restricción de 250 bbl/d, al comenzar a disminuir la producción de aceite se observa un aumento en la producción de gas ocasionada por la canalización de la capa de gas hasta llegando a un punto máximo de producción, para después comenzar a disminuir su producción por la disminución de gas concentrado en la parte superior, en cambio la producción de agua en este periodo de tiempo no fue mayor a 1 bbl/d dado que su permeabilidad relativa y saturación es muy baja disminuye su movilidad.

Figura 25. Resultados de la simulación de yacimiento con capa de gas en el software CMG sin refinamiento.



4.1.2 Análisis grafico de los resultados de la data base con refinamiento. Los resultados obtenidos con los diferentes refinamientos al caso base presentan las mismas tendencias de producción que la simulación base, las diferencias que se observan son que a un mayor refinamiento se obtendrá una mayor exactitud en los resultados, pero cada vez que se refino se notó un menor valor diferencial en sus resultados, llegando a un punto que seguir refinando daría valores mínimos de diferencia, en la gráfica de producción diaria de agua y gas que se encuentran en la figura 26 son más visibles estas variaciones, a su vez se distinguen cambios bruscos en las tendencias de estas graficas ocasionadas por una mejor representación de los fenómenos que ocurren en el yacimiento al tener un tamaño

de celda más pequeño se hace más compleja la simulación pero a su vez más representativa.

En cambio, como se observa en la figura 27, en la producción acumulada de fluidos, las líneas se observan muy unidas, pero en la producción acumulada de gas, la data X1 presenta una pequeña diferencia en comparación a las otras datas, lo cual nos puede dar indicios de que la data X1 no es tan confiable en resultados como las otras datas estudiadas.

Figura 26. Resultados de la producción diaria en la simulación de yacimiento con capa de gas en el software CMG con refinamiento.

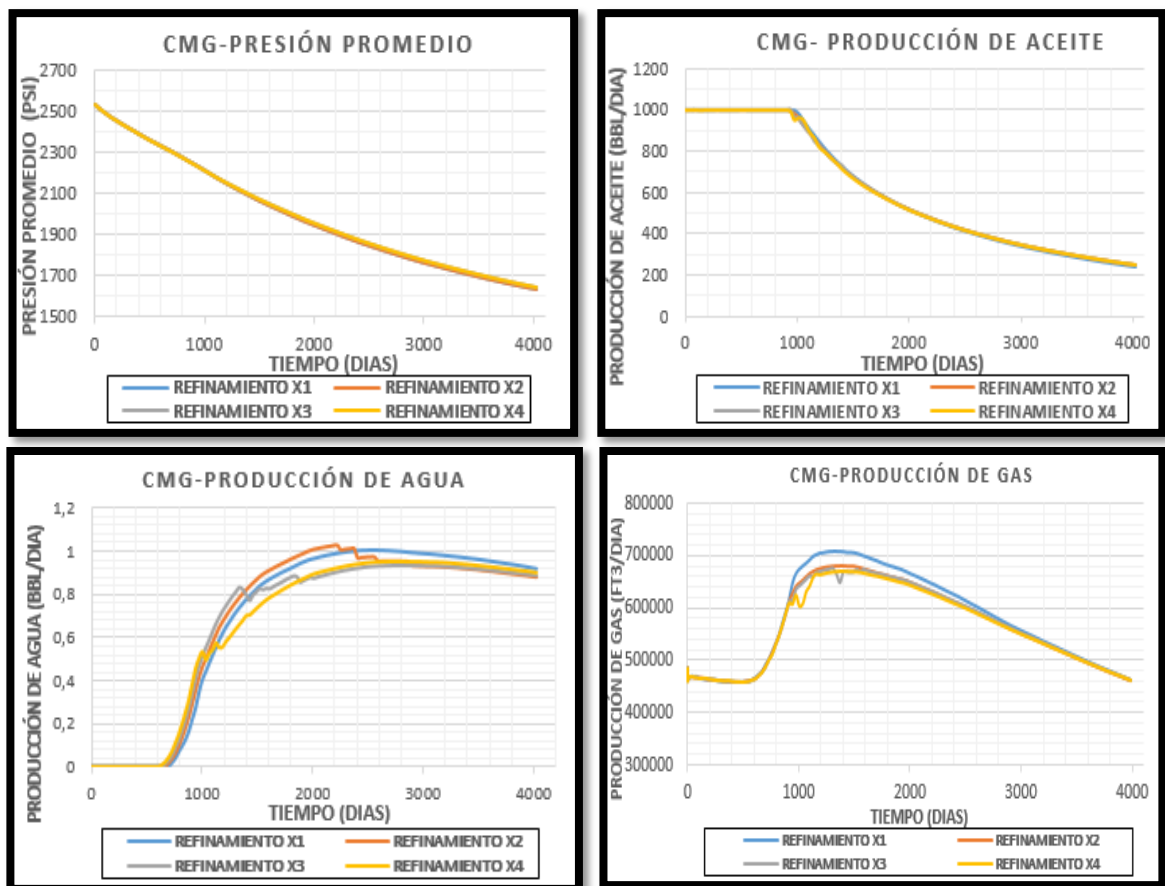
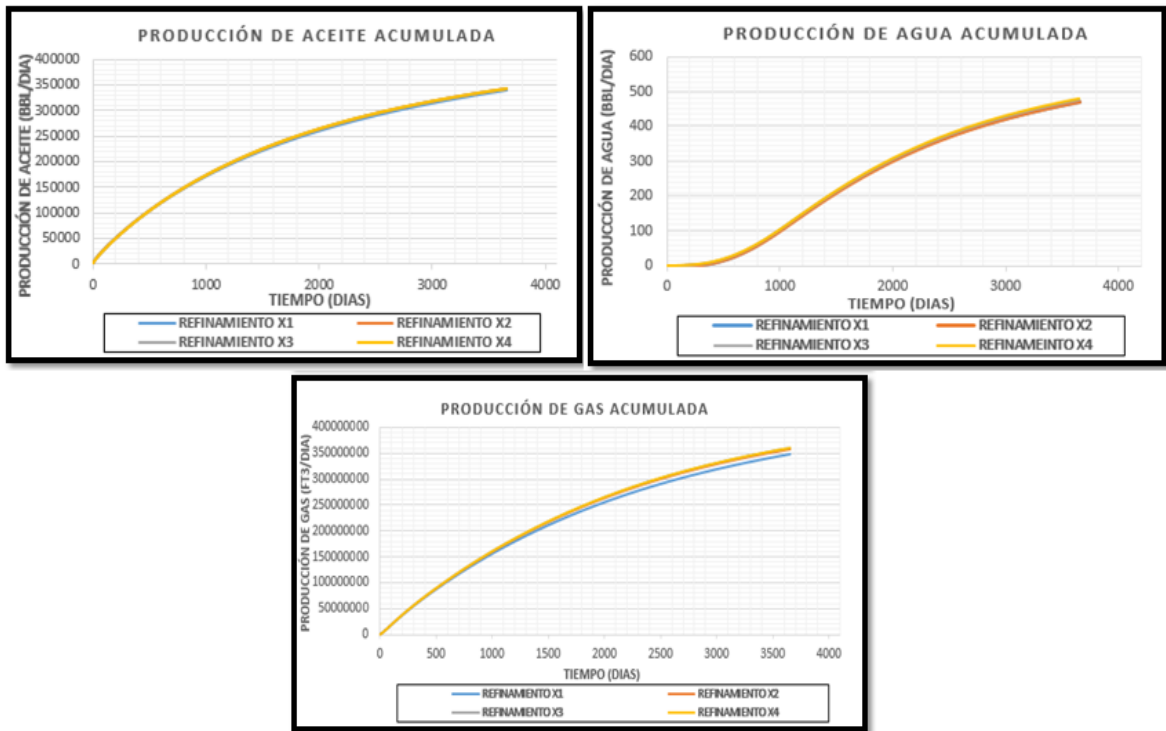


Figura 27. Resultados de la producción acumulada en la simulación de yacimiento con capa de gas en el software CMG con refinamiento.



4.1.3. Análisis numérico de los resultados de la data base con refinamiento.

En la tabla 12 se observan los resultados y para realizar este análisis se tuvo en cuenta el último valor arrojado por la producción diaria de cada fluido producido y la producción acumulada de cada simulación, con la finalidad de poder comparar las diferencias volumétricas que se generaron entre los modelos de refinamiento en el tiempo de estudio.

En las diferentes variables evaluadas no se presentaron porcentajes de error mayor al 0.87% en diferencia de producción diaria de aceite entre la data X1 y X2, y de 2,53% para la producción acumulada de gas entre la data X1 y X2, lo cual es un porcentaje de error mínimo a considerar el tiempo de evaluación de 10 años, solamente una variable presentó un porcentaje de error superior, la producción de agua diaria con un error de 4.15 % y en la producción acumulada de agua de 8.37%,

este valor se debe a que la máxima producción diaria de agua que se obtuvieron en el periodo de tiempo evaluado fueron menor a 1 bbl/d, por tal motivo cualquier perturbación en la producción generaría un alto porcentaje de error, pero en volumen sería mínimo ese valor.

Tabla 12. Resultados numéricos de las corridas de simulación de capa de gas con refinamientos

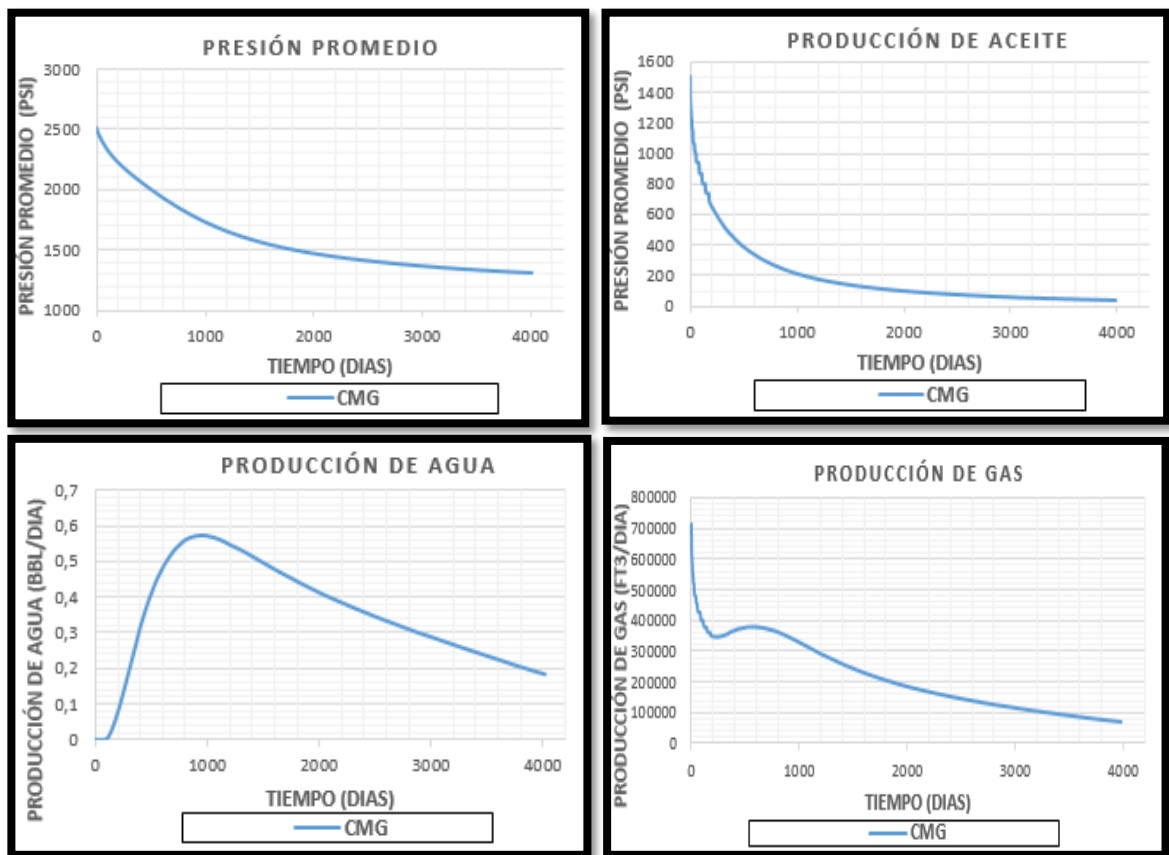
CAPA DE GAS							
PRODUCCIÓN DE ACEITE							
PROD. DE ACEITE DIARIA				PROD. DE ACEITE ACUMULADAD			
REF.	BBL/D	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR
X1	241.22	2.11	0.87	X1	338876.71	3969.41	1.16
X2	243.33			X2	342846.12		
X3	243.97	0.65	0.26	X3	342569.37	276.75	0.08
X4	244.41	0.43	0.18	X4	342546.81	22.56	0.01
PRODUCCIÓN DE AGUA							
PROD. DE AGUA DIARIA				PROD. DE AGUA ACUMULADAD			
REF.	BBL/D	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR
X1	0.92	0.04	4.15	X1	632.16	52.89	-8.37
X2	0.88			X2	685.05		
X3	0.89	0.01	0.74	X3	707.19	22.14	3.13
X4	0.90	0.01	1.19	X4	706.56	0.63	-0.09
PRODUCCIÓN DE GAS							
PROD. DE GAS DIARIA				PROD. DE GAS ACUMULADAD			
REF.	FT3/D	DIF. FT3/D	% ERROR	REF.	FT3	FT3	% ERROR
X1	460397.63	1346.16	0.29	X1	348220032	8814560	-2.53
X2	459051.47			X2	357034592		
X3	460704.72	1653.25	0.36	X3	359954560	2919968	0.81
X4	460178.34	526.38	0.11	X4	360187168	232608	-0.06

4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE YACIMIENTO EN PRODUCCIÓN PRIMARIA CON GAS EN SOLUCIÓN

4.2.1 Análisis gráfico de los resultados de la data base sin refinamiento. las tendencias de la producción y presión son normales como se pueden observar en

la figura 28, la cual demostraron una caída suave de la presión a través del tiempo, pero a su vez se visualizó una caída rápida de la producción de aceite en los primeros días de producción para posteriormente tomar una tendencia más suave por la expansión del gas que ayudo a la movilidad de los líquidos, esta expansión de gas se da en los primeros días de producción para después presentar una declinación suave, la producción de agua es mínima debido a la baja saturación y permeabilidad relativa.

Figura 28. Resultados de la simulación de yacimiento con gas en solución en el software CMG sin refinamiento.



4.2.2 Análisis grafico de los resultados de la data base con refinamiento. Los resultados obtenidos con los diferentes refinamientos al caso base que se muestran en la figura 29, presentan las mismas tendencias de producción que la base, las

diferencias que se observan son que a un mayor refinamiento se obtendrá una mayor exactitud en los resultados debido a que después del refinamiento X2 el resto de datos con refinamientos tienden a unirse más observándose casi una línea, en la gráfica de producción de agua y gas son más visibles estas variaciones, a su vez se distinguen cambios bruscos en las tendencias de estas graficas ocasionadas por una mejor representación de los fenómenos que ocurren en el yacimiento al tener un tamaño de celda más pequeño, se hace más compleja la simulación pero a su vez más representativa.

En las gráficas de producción acumulada de los diferentes fluidos que se encuentran en la figura 30, se pudo observar que en la gráfica de producción acumulada de agua la data X1 una diferencia de área con respecto a las otras datas, lo que nos indicaría que la data X1 no aportaría resultados tan certeros como las otras datas.

Figura 29. Resultados de la producción diaria en la simulación de yacimiento con gas en solución en el software CMG con refinamiento.

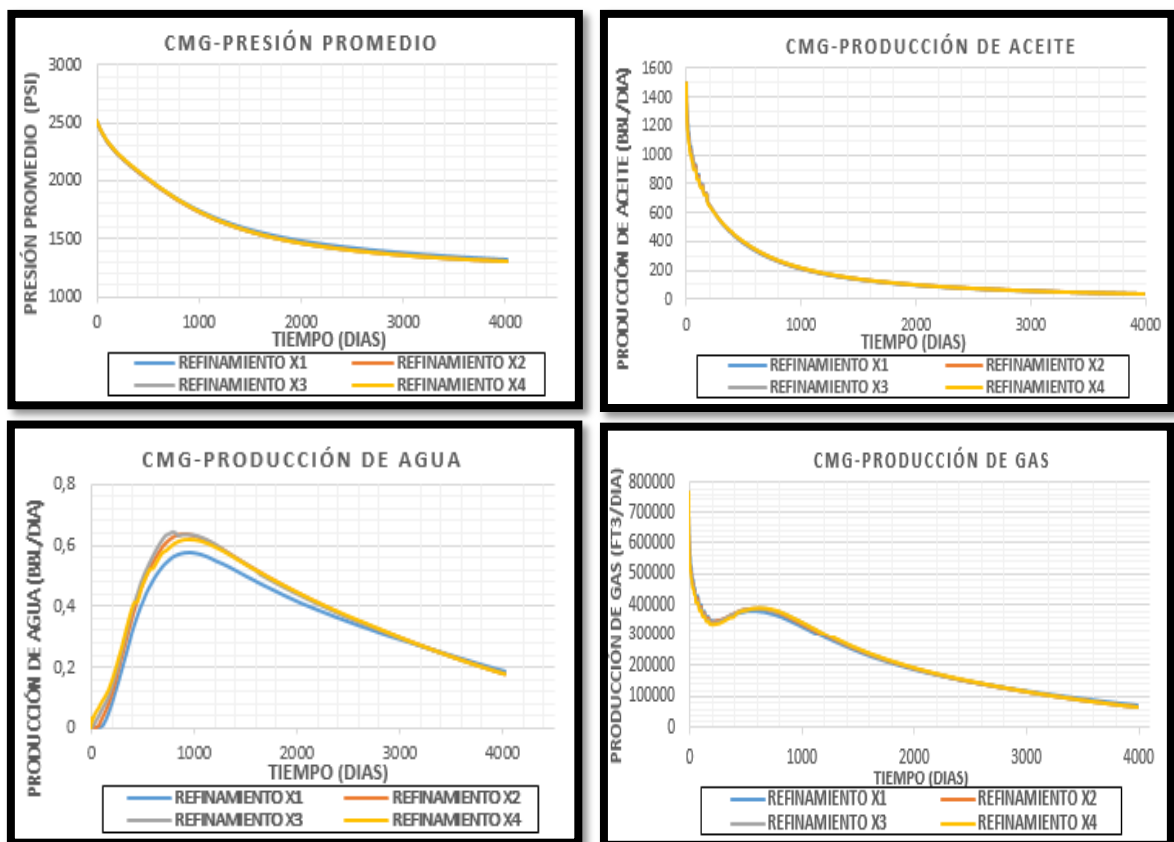
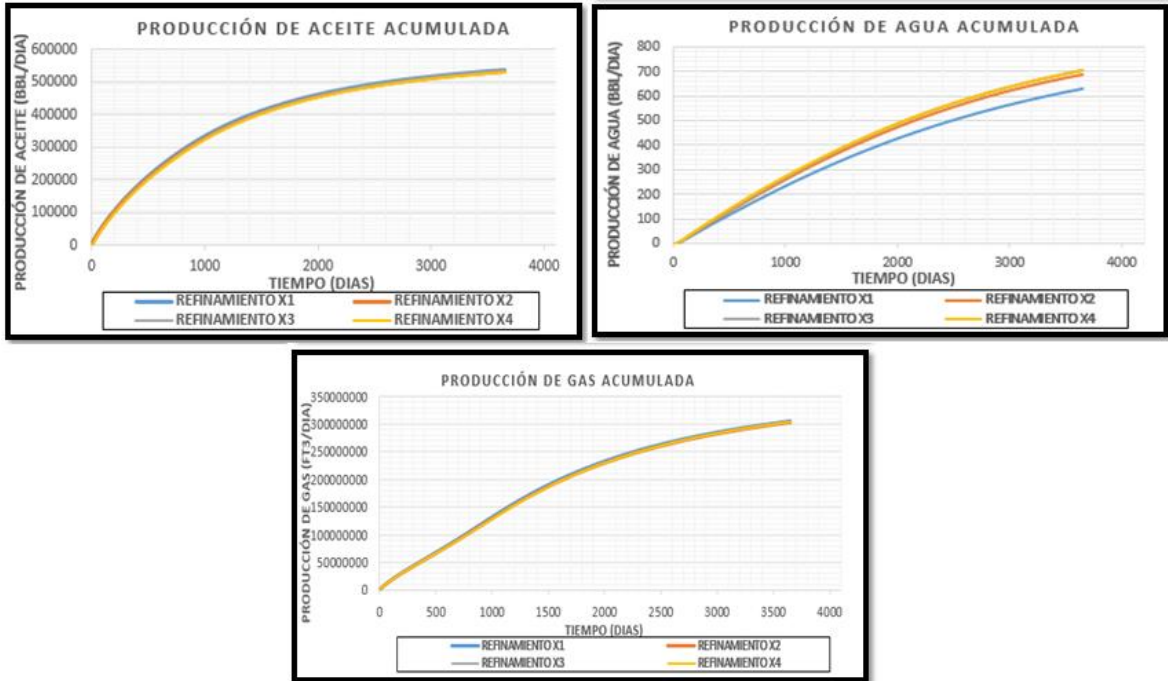


Figura 30. Resultados de la producción acumulada en la simulación de yacimiento con gas en solución en el software CMG con refinamiento.



4.2.3 Análisis numérico de los resultados de la data base con refinamiento.

Con los resultados obtenidos de las corridas de simulación con diferentes refinamientos de celdas que se muestran en la tabla 13, se optó por utilizar para este análisis los últimos valores numéricos obtenidos a la fecha de finalización de la corrida, con la finalidad de reflejar el rango de diferencia que presentan tanto numérico como porcentual los resultados.

Estas diferencias porcentuales se pueden observar en la producción diaria de fluidos (aceite, agua y gas) del simulador, presenta un rango de 4 al 5 % en la diferencia de los resultados de la data de simulación con refinamiento por 1 (X1) y en comparación a la data con refinamiento por 2 (X2), esta diferencia en porcentaje se debe a que la primera corrida base no presenta un tamaño de celda muy representativo en comparación a las otras datas con mayor refinamiento, que

presentan diferencias de producción de fluidos menores al 1%, en comparación a la producción acumulada de los diferentes fluidos, el porcentaje de diferencia de volúmenes no supera el 0.7%, con estos resultado se puede decir que con una corrida base X1 o una corrida de X2 aportan muy buenos resultados.

Tabla 13. Resultados numéricos de las corridas de simulación de gas en solución con refinamientos.

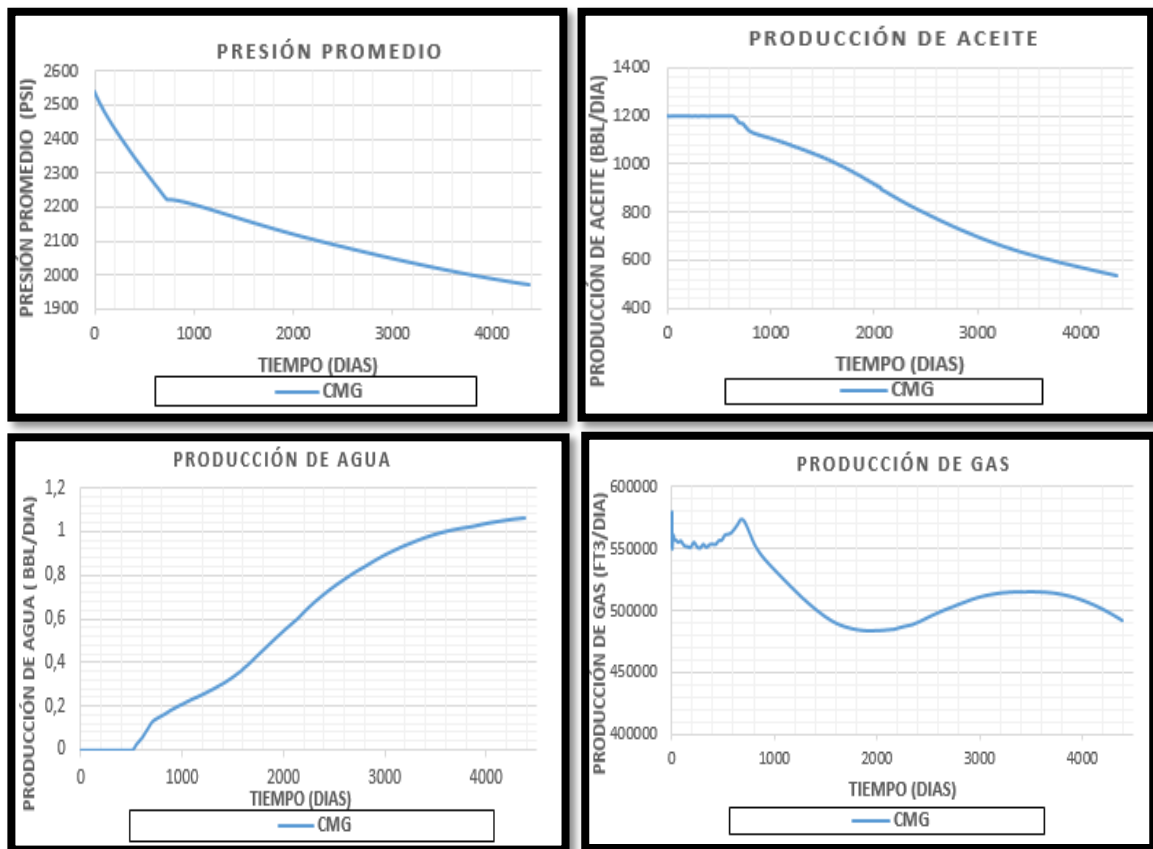
GAS EN SOLUCIÓN							
PRODUCCIÓN DE ACEITE							
PROD. DE ACEITE DIARIA				PROD. DE ACEITE ACUMULADAD			
REF.	BBL/D	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR
X1	31.94	1.40	4.58	X1	534385.13	1767.63	0.33
X2	30.54			X2	532617.50		
X3	30.52	0.02	0.07	X3	532779.56	162.06	-0.03
X4	30.36	0.15	0.51	X4	531635.56	1144.00	0.21
PRODUCCIÓN DE AGUA							
PROD. DE AGUA DIARIA				PROD. DE AGUA ACUMULADAD			
REF.	BBL/D	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR
X1	0.18	0.01	4.71	X1	470.45	1.55	-0.33
X2	0.18			X2	472.00		
X3	0.18	0.00	0.69	X3	477.30	5.30	1.11
X4	0.18	0.00	0.64	X4	479.06	1.76	-0.37
PRODUCCIÓN DE GAS							
PROD. DE GAS DIARIA				PROD. DE GAS ACUMULADAD			
REF.	FT3/D	DIF. FT3/D	% ERROR	REF.	FT3	DIF. FT3	% ERROR
X1	71773.93	4134.44	5.76	X1	305749216	1613312	0.53
X2	67639.49			X2	304135904		
X3	68039.30	399.81	0.59	X3	304747296	611392	0.20
X4	67431.41	607.89	0.89	X4	303983424	763872	0.25

4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE YACIMIENTO EN PRODUCCIÓN SECUNDARIA CON INYECCIÓN DE AGUA

4.3.1 Análisis grafico de los resultados de la data base sin refinamiento. En las gráficas que se encuentran en la figura 31, se puede visualizar los cambios típicos

al efectuarse una inyección de agua como método de empuje, la representación se puede observar después del día 400 con una disminución del diferencial de caída de presión en el tiempo, este cambio de comportamiento en la presión genera una menor disminución en la caída de producción de aceite y gas, aunque se visualizó una distorsión en la caída de producción de gas debido al cambio en la producción por la inyección de agua.

Figura 31. Resultados de la simulación de yacimiento con inyección de agua en el software CMG sin refinamiento.



4.3.2 Análisis grafico de los resultados de la data base con refinamiento. Los resultados obtenidos con los diferentes refinamientos al caso base mostradas en la figura 32, presentan las mismas tendencias de producción que la data base, pero se observan diferencias entre las diferentes corridas con refinamiento, las gráficas

de producción de agua y gas presentan las mayores diferencias, esto es ocasionado ya que el refinamiento de celda por 1 (x1) y 2 (x2) no son los más acordes para esta simulación, ya que con estos se presentan las mayores diferencias observadas, a diferencia de los refinamientos por 3 (x3) y 4 (x4) que representa las tendencias que más cercanas entre sí.

Pero las gráficas de producción acumulada de los diferentes fluidos producidos mostrados en la figura 33, dieron una tendencia más estable en comparación a las gráficas de producción diaria, al analizar detalladamente las gráficas se pueden observar pequeñas diferencias, pero a simple vista es muy difícil determinar si todas las datas aportan buenos resultados, teniendo en cuenta que las gráficas de producción diaria de los fluidos la tendencia no fue fija sino distorsionada, se puede asumir por las gráficas de producción acumulada de fluidos que a través del tiempo los volúmenes de producción se sobrepusieron entre sí, sobre poniendo entre si los volúmenes que tenían de diferencia.

Figura 32. Resultados de la producción diaria en la simulación de yacimiento con inyección de agua en el software CMG con refinamiento.

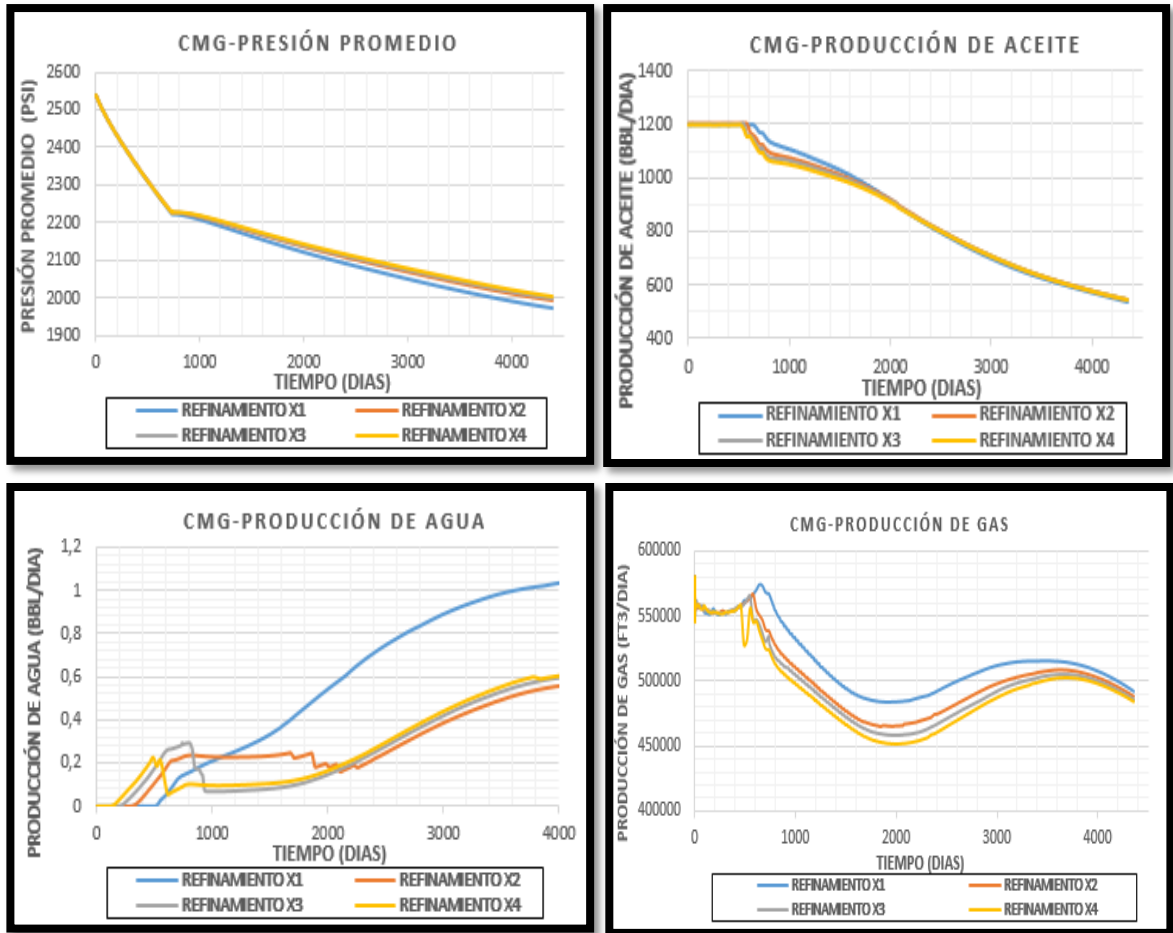
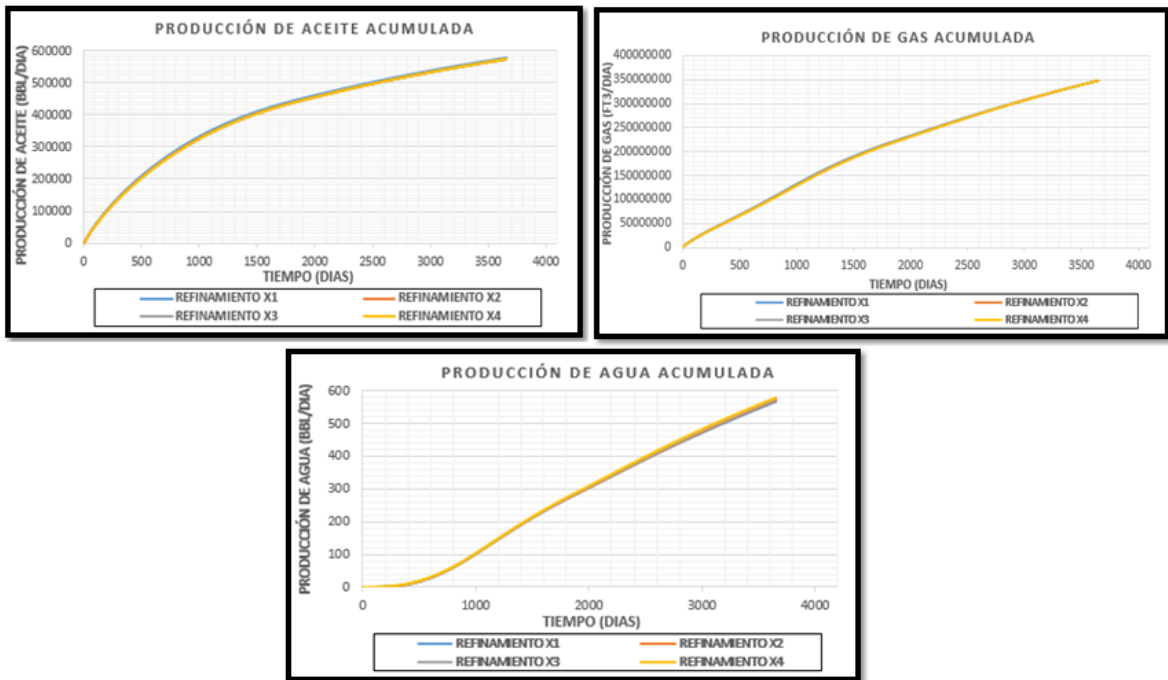


Figura 33. Resultados de la producción acumulado en la simulación de yacimiento con inyección de agua en el software CMG con refinamiento.



4.3.3 Análisis numérico de los resultados de la data base con refinamiento.

Con los resultados obtenidos mostrados en la tabla 14, se analizaron los últimos valores obtenidos por la simulación, los datos arrojados de presión y producciones de fluido, para poder comparar la diferencia que se generaron entre los modelos de refinamiento en el tiempo de estudio.

Los resultados obtenidos demostraron un porcentaje de error promedio de 46% en diferencia de refinamiento por 1 (x1) y 2 (x2) y otro de 6% en diferencia de refinamiento por 2 (x2) y 3 (x3) en producción de agua, aunque este valor en porcentaje es alto, en volumen, estos valores numérico son menores a 1 bbl de agua, estos resultados son debido a que los refinamientos por 1 (x1) y 2 (x2) no son los más precisos para este proceso de simulación, si analizamos solamente la producción de agua, debido a que los demás resultados dieron un porcentaje de

error diferencial menor a 1.17% en presión y producción de aceite y gas , siendo valores muy aceptables teniendo en cuenta el tiempo evaluado.

Pero al analizar la producción acumulada de los diferentes fluidos, el mayor porcentaje de diferencia en las diferentes datas fue de 0.81% en la producción acumulada de agua entre la data X2 y X3, por lo consiguiente se considera que los resultados aportados por las datas de X1 o X2 son aceptables.

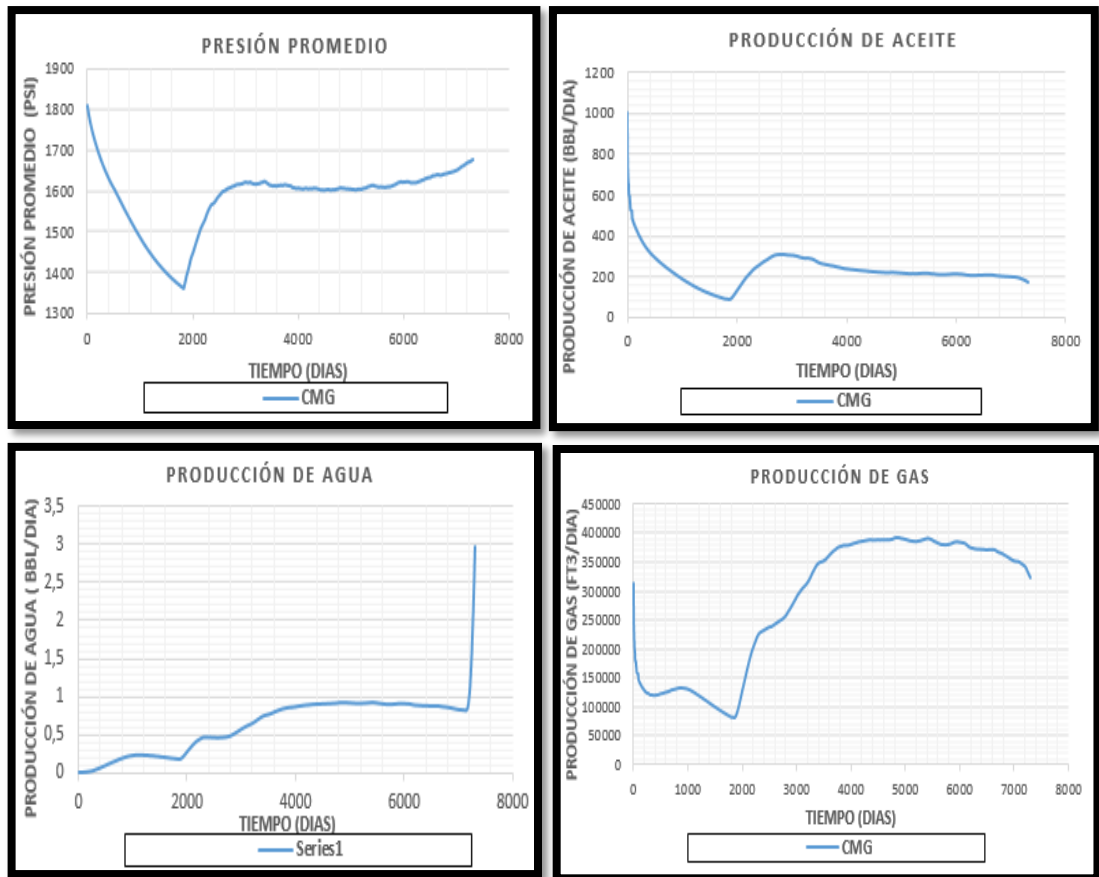
Tabla 14. Resultados numéricos de las corridas de simulación de inyección de agua con refinamientos.

INYECCIÓN DE AGUA							
PRODUCCIÓN DE ACEITE							
PROD. DE ACEITE DIARIA				PROD. DE ACEITE ACUMULADAD			
REF.	BBL/D	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR
X1	535.64	6.33	1.17	X1	809142.25	510.63	0.06
X2	541.97			1.96	0.36	X2	808631.62
X3	543.93	1.57	0.29	X3	808713.50	1014.32	-0.13
X4	545.50			X4	807699.18		
PRODUCCIÓN DE AGUA							
PROD. DE AGUA DIARIA				PROD. DE AGUA ACUMULADAD			
REF.	BBL/D	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR
X1	1.06	0.49	46.22	X1	842.34	1.04	-0.12
X2	0.57			0.04	6.61	X2	843.38
X3	0.61	0.01	1.11	X3	850.26	1.76	-0.21
X4	0.62			X4	848.50		
PRODUCCIÓN DE GAS							
PROD. DE GAS DIARIA				PROD. DE GAS ACUMULADAD			
REF.	FT3/D	DIF. FT3/D	% ERROR	REF.	FT3	DIF. FT3	% ERROR
X1	491974.97	4174	0.85	X1	492508960	1905472	0.39
X2	487800.88			2333	0.48	X2	490603488
X3	485467.66	843	0.17	X3	491385824	1065408	0.22
X4	484624.66			X4	490320416		

4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE YACIMIENTO EN PRODUCCIÓN TERCIARIA CON COMBUSTIÓN IN SITU

4.4.1 Análisis grafico de los resultados de la data base sin refinamiento. En las gráficas que se encuentran en la figura 34, se puede visualizar los cambios típicos al efectuarse una inyección de aire, la representación se puede observar después del día 2000 la presión en el tiempo se mantiene con una tendencia constante, este comportamiento en la presión genera que la producción de aceite se mantenga y un aumento en la producción de gas, aunque se visualizó una distorsión en la producción de agua.

Figura 34. Resultados de la simulación de yacimiento con combustión in situ en el software CMG sin refinamiento.



4.4.2 Análisis gráfico de los resultados de la data base con refinamiento. Los resultados obtenidos con los diferentes refinamientos del caso de combustión in situ mostradas en la figura 35, presentan las tendencias de producción de un proceso de recuperación terciaria, un aumento en la producción de fluidos y presión en un tras haber comenzado el proceso de recobro hasta llegar a un máximo de producción para posteriormente comenzar a caer suavemente la producción a través del tiempo, al analizar detalladamente las diferencias en entre las diferentes corridas, las gráficas de producción de agua y gas presentan las mayores diferencias, esto es ocasionado a que el refinamiento de celda por 1 (x1) y 2 (x2) no son los más acordes para esta simulación, ya que con estos se presentan las mayores diferencias observadas, a diferencia de los refinamientos por 3 (x3) y 4 (x4) que representa las tendencias que más cercanas entre sí.

Al analizar las gráficas de producción acumulada de los diferentes fluidos que se encuentran en la Figura 36, se puede observar que todas tienen unas mismas tendencias, pero a su vez cada una tiende a distanciarse entre sí a través del tiempo, aunque visualmente el distanciamiento es mayor entre las datas X1 y X2, se puede concluir a través del análisis visual que las datas X1 y X2 no son recomendables para este modelo de producción terciario.

Figura 35. Resultados de la producción diaria en la simulación de yacimiento con combustión in situ en el software CMG con refinamiento.

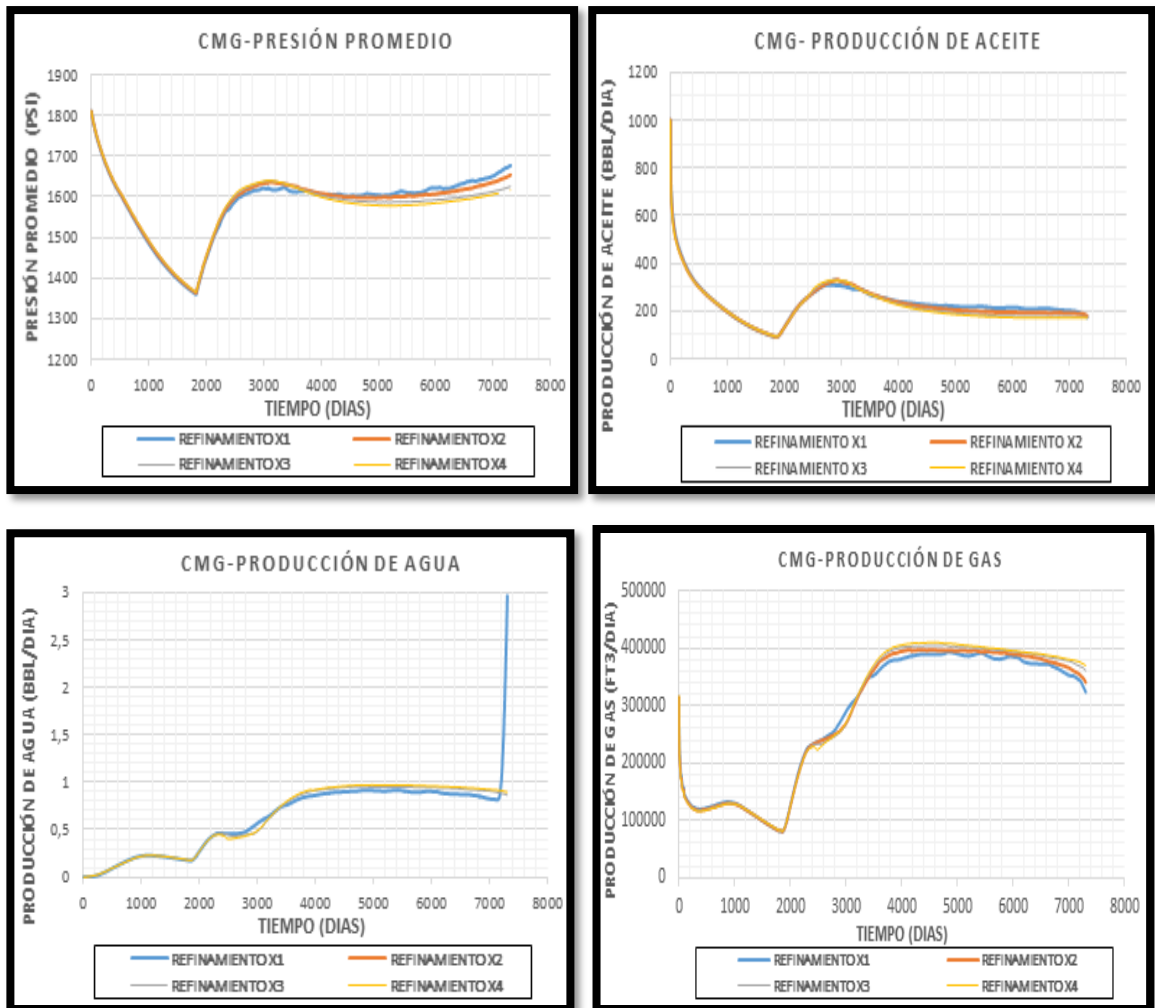
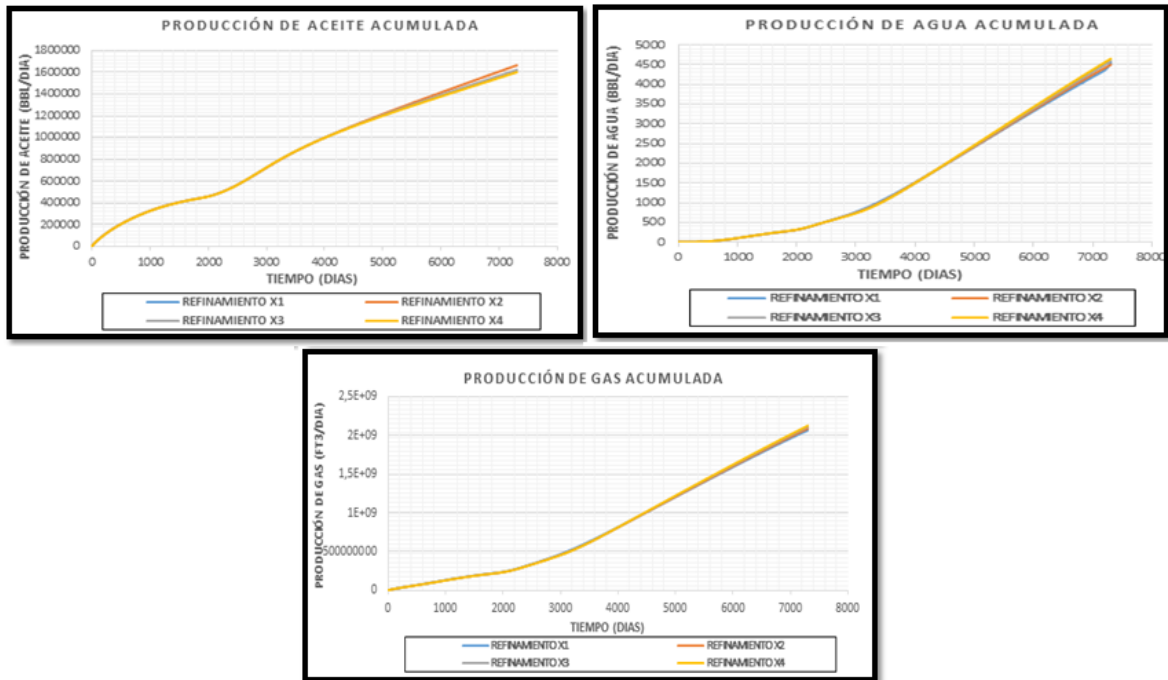


Figura 36. Resultados de la producción acumulada en la simulación de yacimiento con combustión in situ en el software CMG con refinamiento.



4.4.3 Análisis numérico de los resultados de la data base con refinamiento.

Los resultados cuantitativos de las simulaciones de combustión in situ en el software CMG con diferentes refinamientos mostrados en la tabla 15, dieron como resultado entre la diferencia de estos errores menores al 8%, con una excepción en el refinamiento 1 (X1) y 2 (X2) con un error del 73.17% en la producción de agua, aunque este porcentaje de error es alto a su vez no es representativo debido a que la producción de agua el último día de la corrida es de 2.97 bbl/d para la data con refinamiento x1 y 0.80 bbl/d de agua para el refinamiento con 2 (X2).

También se observó que entre la diferencia de las datas de refinamiento 2 (X2) y 3 (X3), el porcentaje de error aumenta en comparación a la diferencia de las datas de refinamiento 1 (X1) y 2 (X2) con un porcentaje menor al 1 %, a diferencia de los demás estudios presentes.

En la producción acumuladas de los diferentes fluidos, los resultados observados no superan el 2.53 en diferencia de producción acumulada de aceite entre las datas X2 y X3, con un volumen diferencial de barriles de aceite es de 42067, en un tiempo de 20 años, debido a que la combustión in situ es un proceso de producción complejo, se recomendaría trabajar estos procesos con un refinamiento de data X3 debido a que aporta al usuario menos incertidumbre en los resultados.

Tabla 15. Resultados numéricos de las corridas de simulación de combustión in situ con refinamientos.

COMBUSTION IN SITU							
PRODUCCIÓN DE ACEITE							
PROD. DE ACEITE DIARIA				PROD. DE ACEITE ACUMULADAD			
REF.	BBL /D	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR
X1	175.19	4.29	2.39	X1	1702771.63	37941.75	2.23
X2	179.48			X2	1664829.88		
X3	175.31	4.17	2.38	X3	1622762.63	42067.25	2.53
X4	170.90	4.41	2.58	X4	1601596.25	21166.38	-1.32
PRODUCCIÓN DE AGUA							
PROD. DE AGUA DIARIA				PROD. DE AGUA ACUMULADAD			
REF.	BBL	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR
X1	2.97	2.17	73.06	X1	4559.36	63.01	1.38
X2	0.80			X2	4496.35		
X3	0.86	0.06	6.98	X3	4586.23	89.88	1.96
X4	0.90	0.04	4.44	X4	4646.34	60.11	1.29
PRODUCCIÓN DE GAS							
PROD. DE GAS DIARIA				PROD. DE GAS ACUMULADAD			
REF.	FT3	DIF. FT3/D	% ERROR	REF.	FT3	DIF. FT3	% ERROR
X1	324058.16	16635	-5.13	X1	2067950592	22262400	-1.08
X2	340692.75			X2	2090212992		
X3	361055.38	20363	-5.98	X3	2115268224	25055232	-1.20
X4	370261.50	9206	-2.55	X4	2128302208	13033984	-0.62

5. ANÁLISIS DE INFLUENCIA DEL REFINAMIENTO EN DISTINTAS SIMULACIONES CON DIFERENTES MÉTODOS DE PRODUCCIÓN EVALUADOS

En esta sesión se analizaron los resultados obtenidos de las diferentes simulaciones numéricas con diferentes métodos de producción, con la finalidad de examinar la influencia del cambio del tamaño de celda, en el modelo de simulación a través del refinamiento, teniendo en cuenta que lo que se busca en cada simulación es obtener resultados con la menor distorsión de la realidad y a su vez, en el menor tiempo de computo.

Tabla 16. Resultados de la producción diaria de los fluidos obtenidos el último día de cada simulación.

PRODUCCIÓN PRIMARIA				PRODUCCIÓN SEGUNDARIA				PRODUCCIÓN TERCIARIA			
GAS EN SOLUCIÓN		CAPA DE GAS		INYECCIÓN DE AGUA		COMBUSTIÓN IN SITU					
PRESIÓN PROMEDIO DE YACIMEITNO											
REF.	PSI	DIF. PSI	% ERROR	REF.	PSI	DIF. PSI	% ERROR	REF.	PSI	DIF. PSI	% ERROR
X1	1316.81	9.06	0.69	X1	1628.85	1.77	0.11	X1	1973.63	17.27	0.87
X2	1307.75	2.00	0.15	X2	1630.62	9.25	0.56	X2	1990.90	6.67	0.33
X3	1305.75	0.94	0.07	X3	1639.87	2.20	0.13	X3	1997.58	4.89	0.24
X4	1304.81			X4	1642.07			X4	2002.46		
X1				X1				X1			
X2				X2				X2			
X3				X3				X3			
X4				X4				X4			
X1				X1				X1			
X2				X2				X2			
X3				X3				X3			
X4				X4				X4			
PRODUCCIÓN DE ACEITE (BBL/D)											
REF.	BBL/D	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	BBL/D	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	BBL/D	DIF. BBL/D	% ERROR
X1	31.94	1.40	4.58	X1	241.22	2.11	0.87	X1	535.64	6.33	1.17
X2	30.54	0.02	0.07	X2	243.33	0.65	0.26	X2	541.97	1.96	0.36
X3	30.52	0.15	0.51	X3	243.97	0.43	0.18	X3	543.93	1.57	0.29
X4	30.36			X4	244.41			X4	545.50		
X1				X1				X1			
X2				X2				X2			
X3				X3				X3			
X4				X4				X4			
PRODUCCIÓN DE AGUA (BBL/D)											
REF.	BBL/D	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	BBL/D	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	BBL/D	DIF. BBL/D	% ERROR
X1	0.18	0.01	4.71	X1	0.92	0.04	4.15	X1	1.06	0.49	46.22
X2	0.18	0.00	0.70	X2	0.88	0.01	0.74	X2	0.57	0.04	6.61
X3	0.18	0.00	0.64	X3	0.89	0.01	1.19	X3	0.61	0.01	1.11
X4	0.18			X4	0.90			X4	0.62		
X1				X1				X1			
X2				X2				X2			
X3				X3				X3			
X4				X4				X4			
PRODUCCIÓN DE GAS (FT3/D)											
REF.	FT3/D	DIF. FT3/D	% ERROR	REF.	FT3/D	DIF. FT3/D	% ERROR	REF.	FT3/D	DIF. FT3/D	% ERROR
X1	71773.93	4134.44	5.76	X1	460397.63	1346.16	0.29	X1	491974.97	4174.09	0.85
X2	67639.49	399.81	0.59	X2	459051.47	1653.25	0.36	X2	487800.88	2333.22	0.48
X3	68039.30	607.89	0.89	X3	460704.72	526.38	0.11	X3	485467.66	843.00	0.17
X4	67431.41			X4	460178.34			X4	484624.66		
X1				X1				X1			
X2				X2				X2			
X3				X3				X3			
X4				X4				X4			

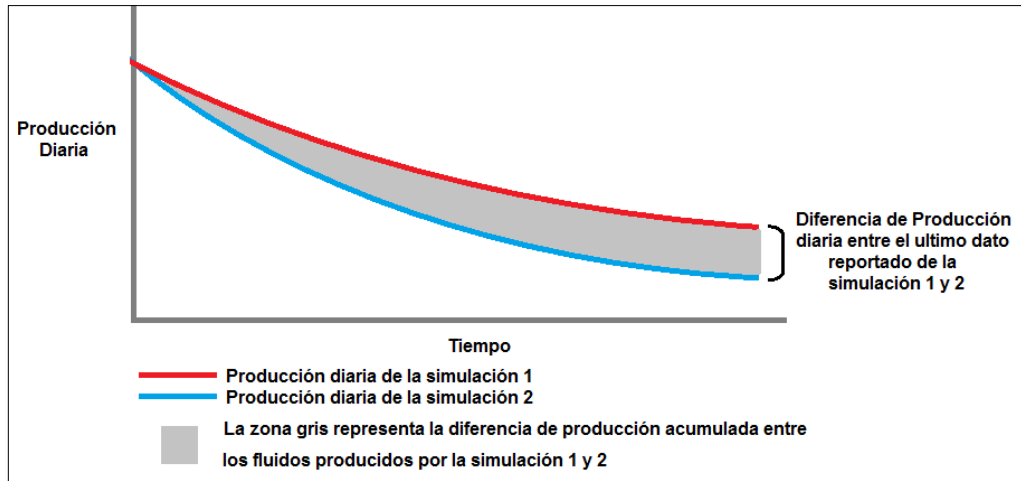
Tabla 17. Resultados de la producción acumulada de los fluidos obtenidos en cada simulación, logrado en el último día de simulación.

PRODUCCIÓN PRIMARIA				PRODUCCIÓN SEGUNDARIA				PRODUCCIÓN TERCIARIA							
GAS EN SOLUCIÓN				CAPA DE GAS				INYECCIÓN DE AGUA				COMBUSTIÓN IN SITU			
PRODUCCIÓN DE ACEITE (BBL)															
REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR	REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR	REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR	REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR
X1	534385.13	1767.63	0.33	X1	338876.71	3969.41	1.16	X1	809142.25	510.63	0.06	X1	1702771.63	37941.75	2.28
X2	532617.50	162.06	0.03	X2	342846.12	-276.75	0.08	X2	808631.62	81.88	0.01	X2	1664829.88	42067.25	2.59
X3	532779.56	1144.00	0.22	X3	342569.37	-22.56	0.01	X3	808713.50	1014.32	0.13	X3	1622762.63	21166.38	1.32
X4	531635.56			X4	342546.81			X4	807699.18			X4	1601596.25		
PRODUCCIÓN DE AGUA (BBL)															
REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR	REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR	REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR	REF.	BBL	DIF. BBL	% ERROR
X1	470.45	1.55	0.33	X1	632.16	52.89	8.37	X1	842.34	1.04	0.12	X1	4559.36	63.01	1.38
X2	472.00	5.30	1.12	X2	685.05	22.14	3.23	X2	843.38	6.88	0.82	X2	4496.35	89.88	1.96
X3	477.30	1.76	0.37	X3	707.19	0.63	0.09	X3	850.26	1.76	0.21	X3	4586.23	60.11	1.29
X4	479.06			X4	706.56			X4	848.50			X4	4646.34		
PRODUCCIÓN DE GAS (FT3)															
REF.	FT3	DIF. FT3	% ERROR	REF.	FT3	DIF. FT3	% ERROR	REF.	FT3	DIF. FT3	% ERROR	REF.	FT3	DIF. FT3	% ERROR
X1	305749216	1613312	0.53	X1	348220032	8814560	2.53	X1	492508960	1905472	0.39	X1	2067950592	22262400	1.08
X2	304135904	611392	0.20	X2	357034592	2919968	0.82	X2	490603488	782336	0.16	X2	2090212992	25055232	1.20
X3	304747296	763872	0.25	X3	359954560	232608	0.06	X3	491385824	1065408	0.22	X3	2115268224	13033984	0.62
X4	303983424			X4	360187168			X4	490320416			X4	2128302208		

Para el análisis se tuvo en cuenta las siguientes observaciones en las tablas 16 y 17:

- La simulación de producción terciaria fue realizada con un tiempo de análisis de 20 años y la simulación de producción primaria y secundaria fueron realizadas con un tiempo de 10 años, por lo cual se observa una producción acumulada es mayor en el método de producción terciaria frente a los métodos de producción primaria y secundaria.

Figura 37. Metodología utilizada para realizar el análisis de resultados



- Para el análisis de influencia del refinamiento en los resultados de las diferentes corridas, se analizó cuanto es la diferencia volumétrica y en porcentaje por cada fluido producido entre las corridas, teniendo en cuenta el orden en que se realizaron los refinamientos en las simulaciones.
- En la figura 37 se observa gráficamente la metodología que se usó en el momento de realizar los análisis de resultados.
- En el análisis de resultados de producción diaria de cada fluido de simulación, se tomó para el estudio, el último dato arrojado por cada simulación, con la finalidad de observar la brecha volumétrica y porcentual de cada simulación obtenida en este punto del tiempo.
- Los volúmenes de producción acumulada se tuvieron en cuenta para este estudio, con la finalidad de analizar la diferencia volumétrica y porcentual que se presentó a lo largo del tiempo de simulación.

Tabla 18. Producción diaria y acumulada con mayor diferencia de porcentaje primaria.

PRODUCCIÓN PRIMARIA						PRODUCCIÓN SEGUNDARIA			PRODUCCIÓN TERCIARIA		
GAS EN SOLUCIÓN			CAPA DE GAS			INYECCIÓN DE AGUA			COMBUSTIÓN IN SITU		
PRODUCCIÓN DE GAS (FT3/D)			PRODUCCIÓN DE AGUA (BBL/D)			PRODUCCIÓN DE AGUA (BBL/D)			PRODUCCIÓN DE AGUA (BBL/D)		
REF.	DIF. FT3/D	% ERROR	REF.	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	DIF. BBL/D	% ERROR
X1	413.44	5.76	X1	0.04	4.15	X1	0.49	46.22	X1	2.17	73.17

PRODUCCIÓN PRIMARIA						PRODUCCIÓN SEGUNDARIA			PRODUCCIÓN TERCIARIA		
GAS EN SOLUCIÓN			CAPA DE GAS			INYECCIÓN DE AGUA			COMBUSTIÓN IN SITU		
PRODUCCIÓN DE AGUA (BBL)			PRODUCCIÓN DE AGUA (BBL)			PRODUCCIÓN DE AGUA (BBL)			PRODUCCIÓN DE ACEITE (BBL)		
REF.	DIF. BBL	% ERROR	REF.	DIF. BBL	% ERROR	REF.	DIF. BBL	% ERROR	REF.	DIF. BBL	% ERROR
X2	5.3	1.12	X1	52.89	8.37	X2	6.88	0.82	X2	42067.25	2.59

Tras analizar los datos de la tabla 18, en la producción diaria se observó que el refinamiento base X1 aportó el mayor porcentaje de diferencia entre un rango de 4.17 a 73.17 % entre las datas X1 y X2, este diferencial se dio en la producción de agua diario, excepto en la simulación de producción primaria de gas en solución, en la producción diaria de gas que en porcentaje fue de 5.76 %.

En la tabla de producción acumulada el panorama de porcentajes es menor al 9 %, entre un rango de 0.82 a 8.37 % de diferencia entre datas X1 y X2 para el modelo de simulación de producción primaria de capa de gas y entre las datas X2 y X3 para el resto de modelos de simulación, presentándose en la producción de agua de los modelos de simulación, excepto en el modelo de simulación de producción terciaria de combustión in situ.

Tras analizar los resultados obtenidos, se observó que los mayores porcentajes de diferencia de error se obtuvieron en la producción diaria y acumulada de agua en la mayoría de datos estudiados, al analizar el volumen de la producción de agua en los métodos de producción primaria y secundaria, se observó que es menor de 900 bbl en la producción acumulada y menor a 1,2 bbl en la producción diaria y en el método de producción terciaria es menor de 4700 bbl la producción acumulada y menor a 3 bbl en la producción diaria, por tal motivo, no se tendrán en cuenta para

este análisis la producción de diaria y acumulada de agua, debido a que cualquier pequeña diferencia en el volumen se vería reflejado como un gran error porcentual.

Tabla 19. Producción diaria y acumulada con mayor diferencia de porcentaje secundario.

PRODUCCIÓN PRIMARIA						PRODUCCIÓN SEGUNDARIA			PRODUCCIÓN Terciaria		
GAS EN SOLUCIÓN			CAPA DE GAS			INYECCIÓN DE AGUA			COMBUSTIÓN IN SITU		
PRODUCCIÓN DE GAS (FT3/D)			PRODUCCIÓN DE ACEITE (BBL/D)			PRODUCCIÓN DE ACEITE (BBL/D)			PRODUCCIÓN DE GAS (FT3/D)		
REF.	DIF. FT3/D	% ERROR	REF.	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	DIF. BBL/D	% ERROR	REF.	DIF. FT3/D	% ERROR
X1	413.44	5.76	X1	2.11	0.87	X1	6.33	1.17	X2	20362.63	5.98

PRODUCCIÓN PRIMARIA						PRODUCCIÓN SEGUNDARIA			PRODUCCIÓN Terciaria		
GAS EN SOLUCIÓN			CAPA DE GAS			INYECCIÓN DE AGUA			COMBUSTIÓN IN SITU		
PRODUCCIÓN DE GAS (FT3)			PRODUCCIÓN DE GAS (FT3)			PRODUCCIÓN DE GAS (FT3)			PRODUCCIÓN DE ACEITE (BBL)		
REF.	DIF. FT3	% ERROR	REF.	DIF. FT3	% ERROR	REF.	DIF. FT3	% ERROR	REF.	DIF. BBL	% ERROR
X1	1613312	0.53	X1	8814560	2.53	X1	1905472	0.39	X2	42067.25	2.59

Tras analizar los nuevos datos de la tabla 19, en la producción diaria se observó que el refinamiento base X1 apporto el mayor porcentaje de diferencia entre un rango de 0.87 a 1.17 % entre las datas X1 y X2, este diferencial se dio en la producción diario de aceite de la simulación de capa de gas e inyección de agua y en la producción diaria de gas para la simulación de gas en solución se dio un error de 5.76%, en la simulación de combustión in situ el mayor error se dio entre las datas X2 y X3 en la producción diaria de gas con un 5.98 %

En la tabla de producción acumulada el panorama de porcentajes es menor al 3%, entre un rango de 0.39 a 2.53 % de diferencia entre datas X1 y X2 para el modelo de simulación de producción primaria y secundaria en la producción acumulada de gas, en cambio, para el modelo de producción terciaria el porcentaje fue de 2.59 % entre las datas X2 y X3 en la producción acumulada de aceite.

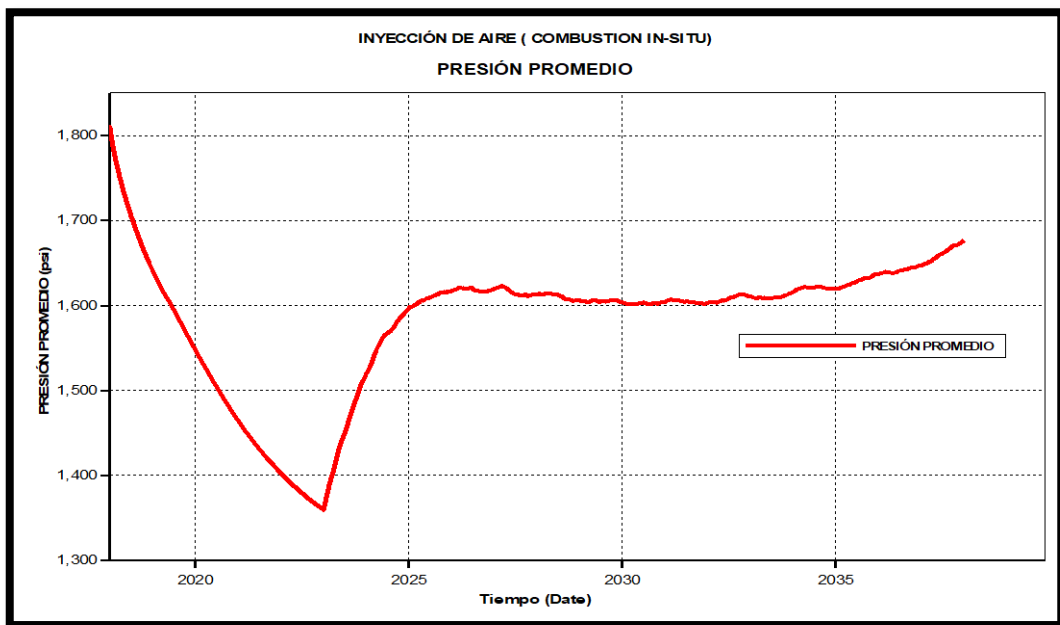
Tras este análisis se puede concluir que el refinamiento afecta de manera diferente a cada modelo de simulación, dependiendo del método de producción a evaluar, los modelos de producción primaria y secundaria arrojaron un porcentaje de error menor al 5.98 % en producción diaria en los diferentes fluidos, ese porcentaje no

presenta un volumen diario considerable y al comparar la producción acumulada se obtuvo un porcentaje menor de diferencia volumétrica de 2.53 %, al comparar el volumen acumulado en el tiempo de estudio de la simulación 10 años, no representa un valor considerable como se muestra en la tabla 20, por tal motivo el cambio en el refinamiento observado en la data X1 no representa una afectación considerable en los modelos de producción primaria y secundaria, si lo campáramos con la data X2, en cambio en los modelos de producción terciaria presentan mayor afectación el refinamiento a utilizar, debido a la mayor complejidad del método de producción a aplicar a la simulación, en el caso de la simulación de combustión in situ, la mayor diferencia de producción diaria se dio en la producción de gas con 5.98 % entre las datas X2 y X3, en cambio la mayor diferencia de producción acumulada se presentó en la producción de aceite con un 2.59 % entre las datas X2 y X3 , para este tipo de modelo de producción es recomendable trabajar con un refinamiento X3.

6. ANÁLISIS PRODUCCIÓN TERCIARIA

6.1 RESULTADOS PRELIMINARES INYECCIÓN DE AIRE

Figura 38. Visualización del parámetro Presión Promedio para la inyección de aire

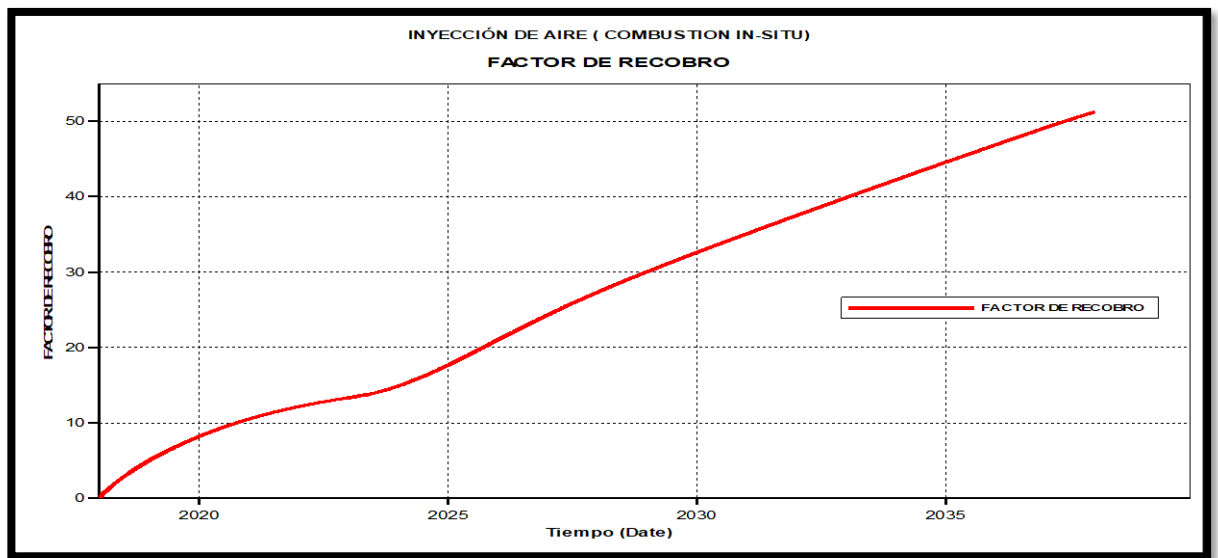


Fuente: *Computer Modeling Group, STARS.*

Como es evidente en la figura 38, en el instante en el que se inicia la inyección de aire, la presión aumenta abruptamente hasta estabilizarse por encima de los 1600 psi en donde inicia una tendencia menos exponencial y más lineal, esto se debe a que se ha comenzado un proceso de combustión in situ, en donde por su naturaleza utilizara como combustible los componentes más pesados en aras de generar gases de combustión e incrementos en las temperaturas, por ende aumentar la presión del yacimiento drásticamente y disminuir su viscosidad respectivamente con el fin de mejorar la movilidad del fluido, esto a su vez permitirá aumentar el

desplazamiento del fluido hacia cara de pozo aumentando considerablemente el factor de recobro como se observa en la figura 39, se evidencio un factor de recobro del 51.25%.

Figura 39. Factor de recobro para la inyección de aire

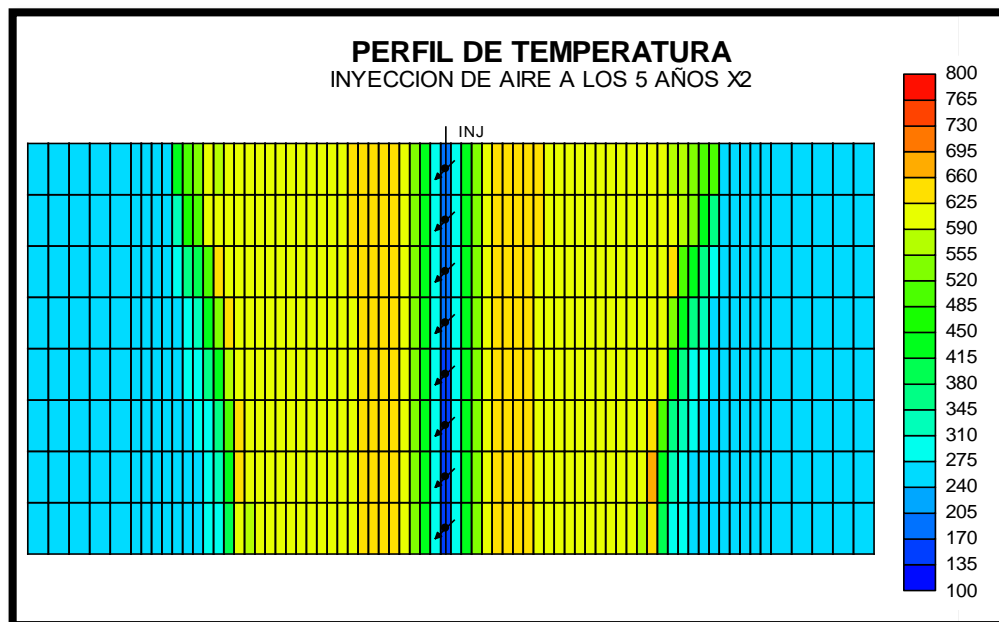
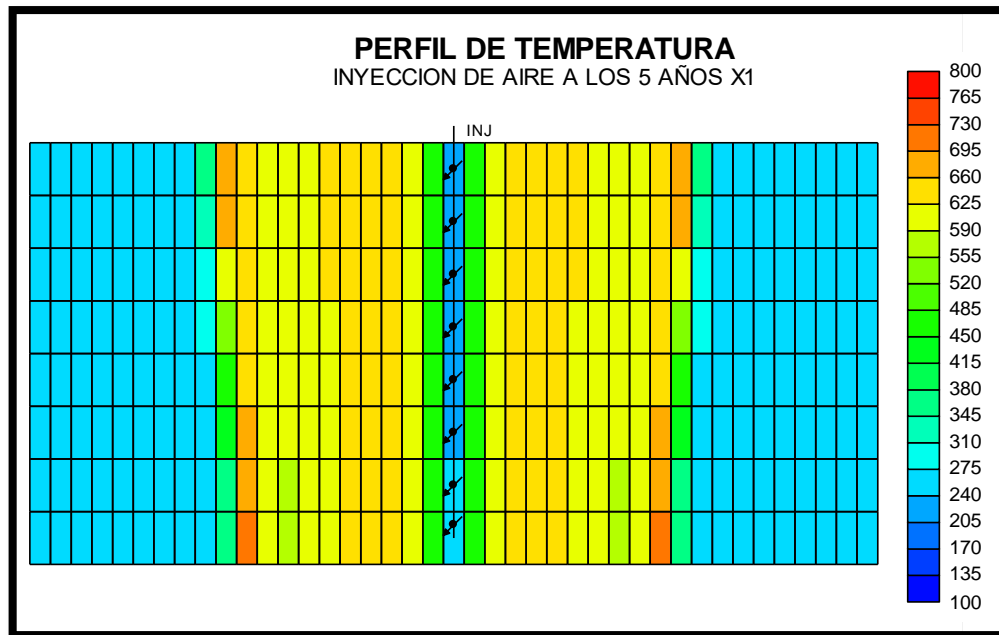


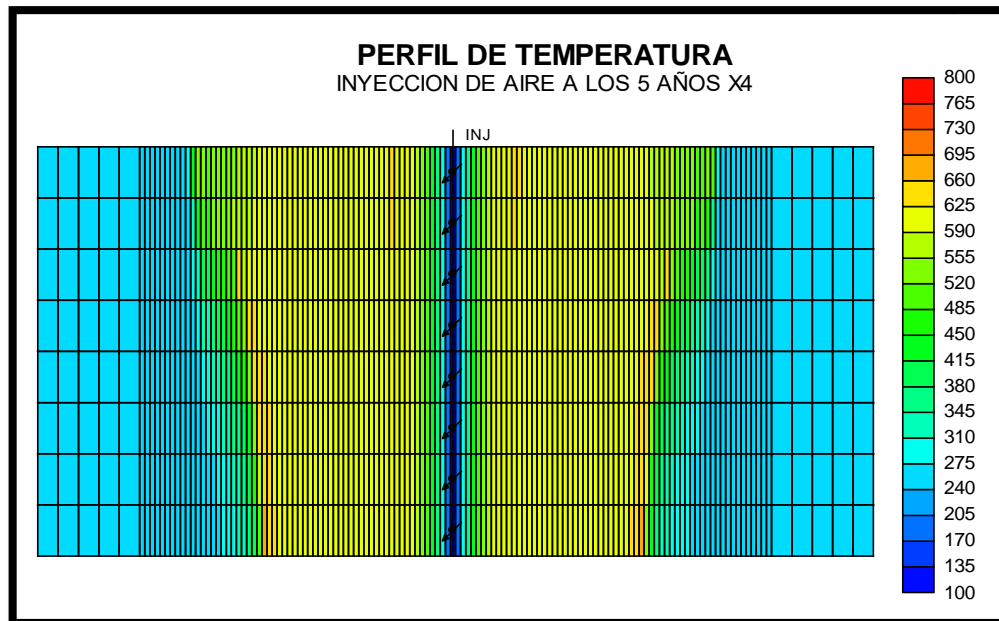
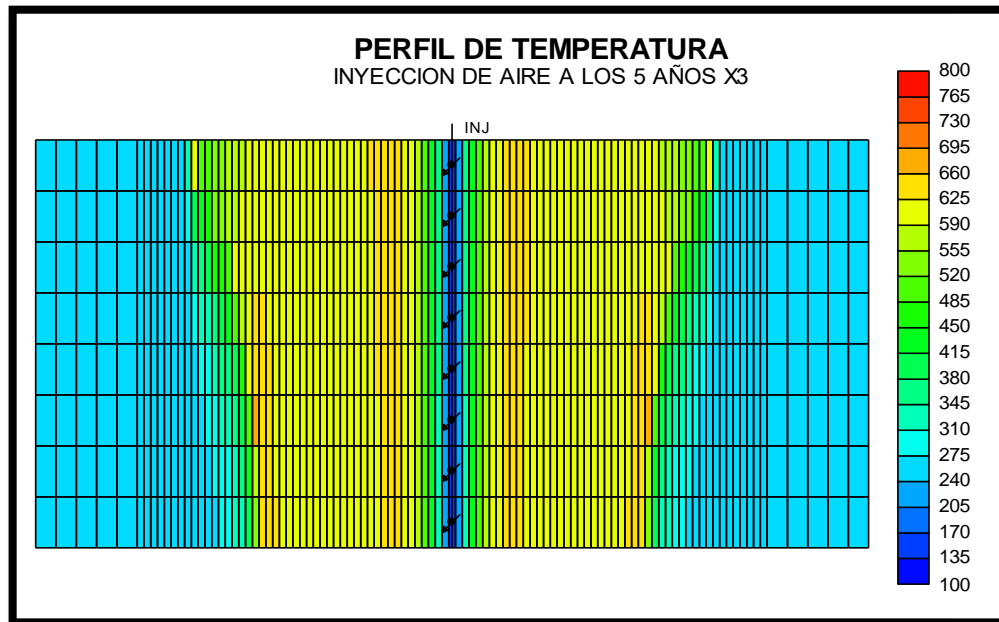
Fuente: *Computer Modeling Group, STARS.*

6.2 PERFIL DE TEMPERATURA.

Lo más importante del método de inyección de aire para generar una combustión in-situ es que su frente de combustión se mantenga encendido y esto a su vez hace el monitoreo del este sea de gran relevancia a la hora de ser aplicado. Así que se hace necesario analizar los resultados del estudio por medio de perfiles para monitorear el accionar del frente a medida que trascurren los años, se escoge para el análisis los años 5 (figura 40) y 15 (figura 41). A continuación se muestran perfiles de temperatura pertinentes a los años mencionados

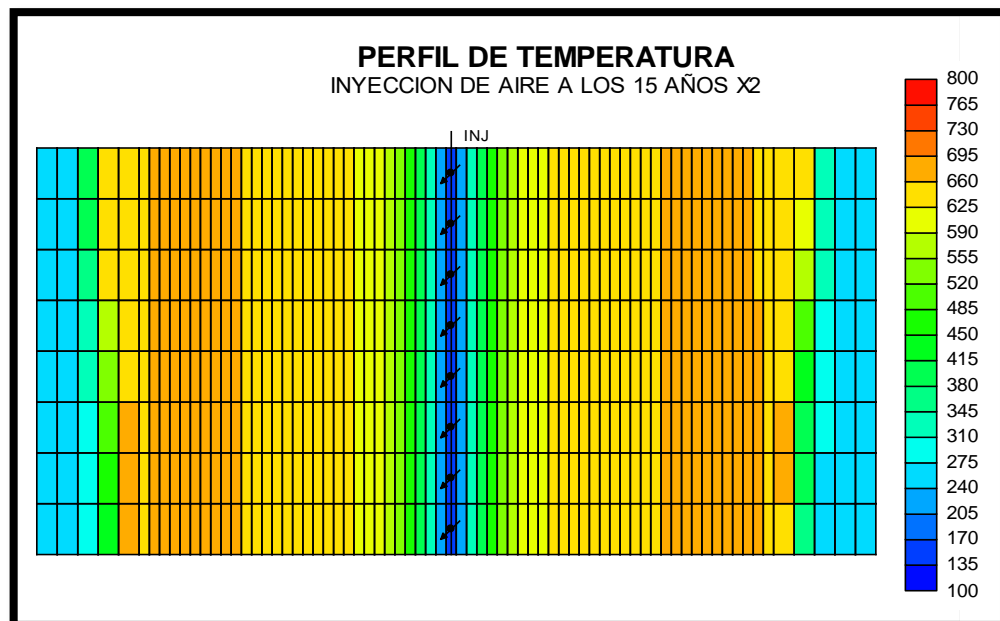
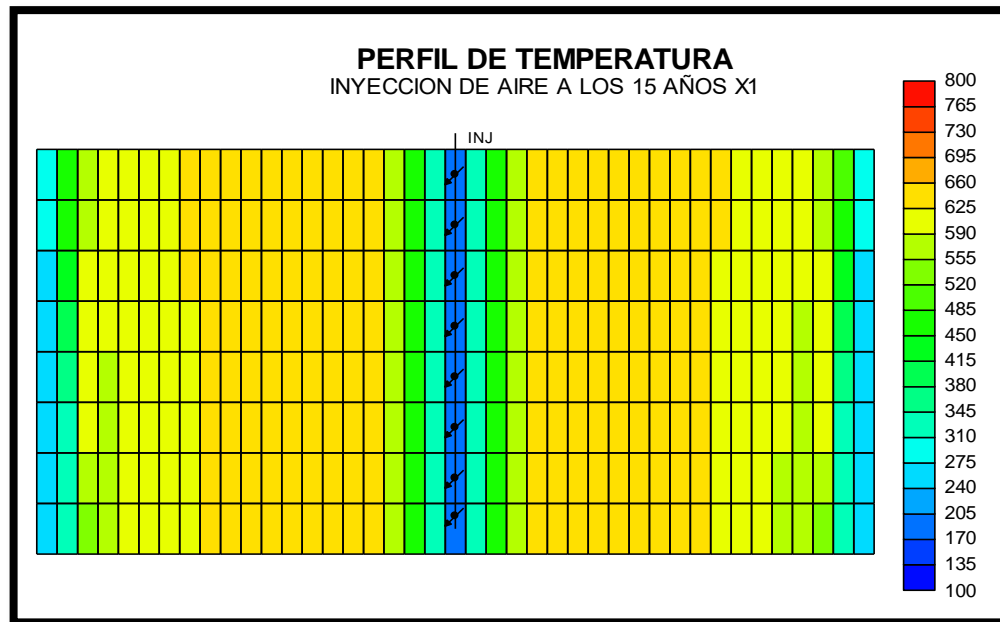
Figura 40. Perfil de temperatura a los 5 años de iniciar la inyección de aire

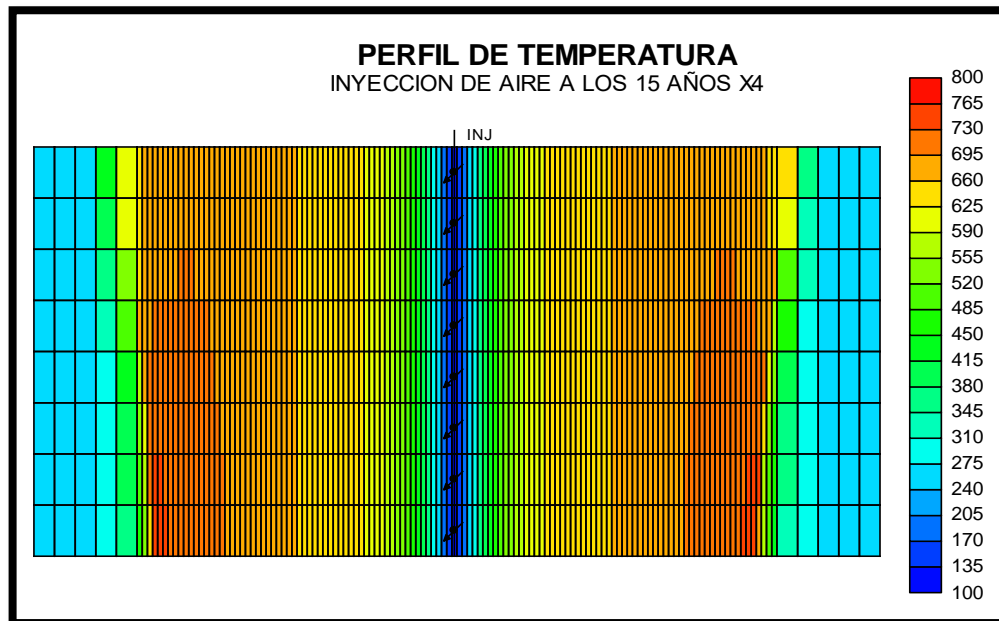
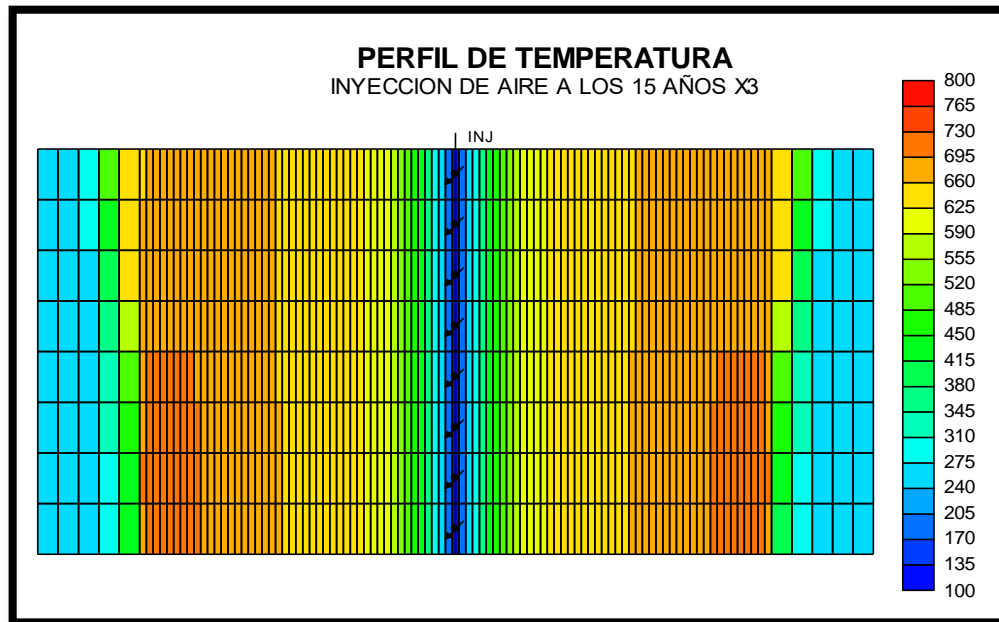




Fuente: *Computer Modeling Group, STARS.*

Figura 41. Perfil de temperatura a los 15 años de iniciar la inyección de aire



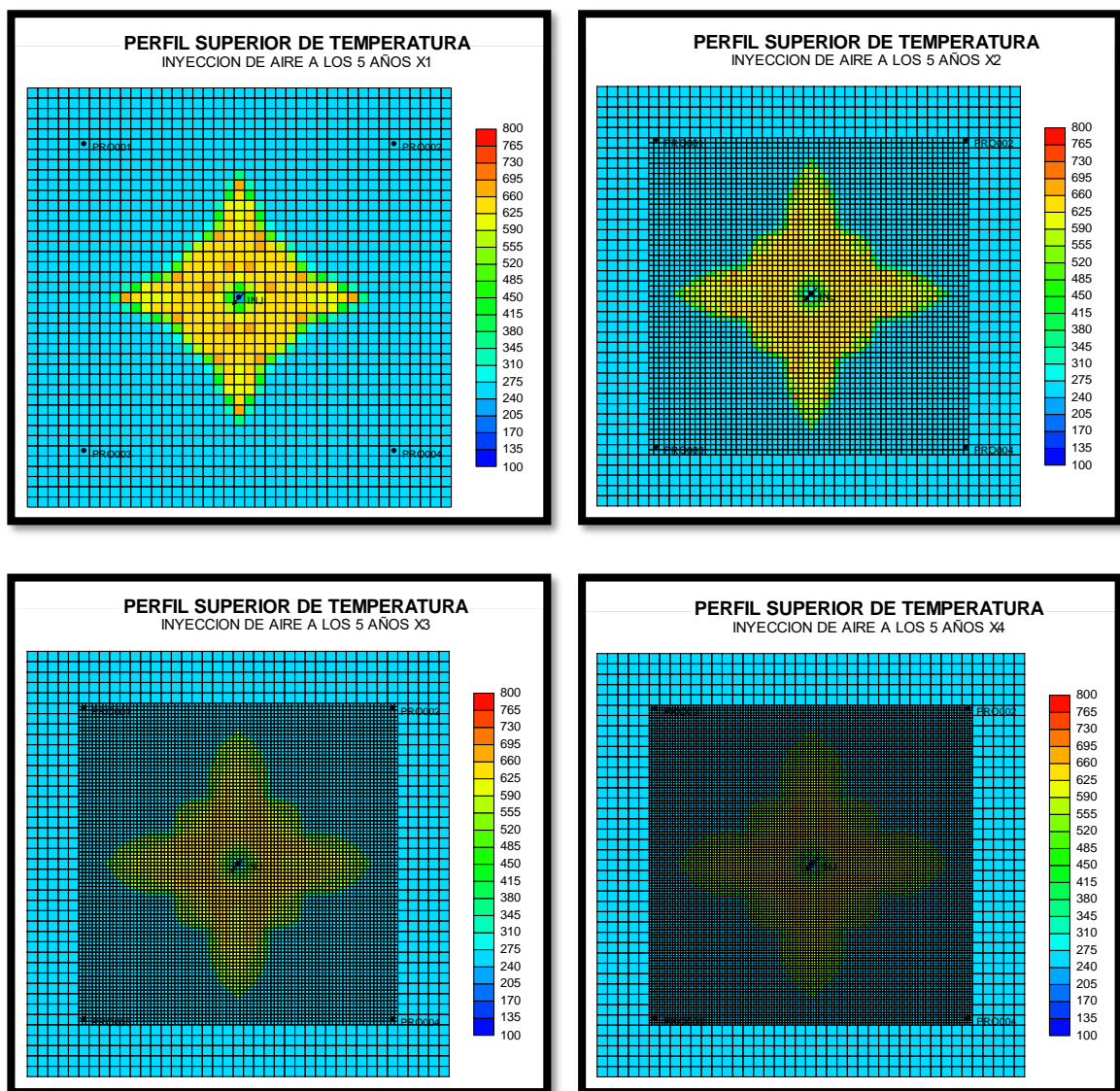


Fuente: *Computer Modeling Group, STARS.*

En las Figuras 42 y 43 se aprecia la manifestación del frente de combustión en la que se incrementan las temperaturas en la zona de combustión, el avance de esta es en la misma dirección del flujo de la inyección, así que la zona de color naranja

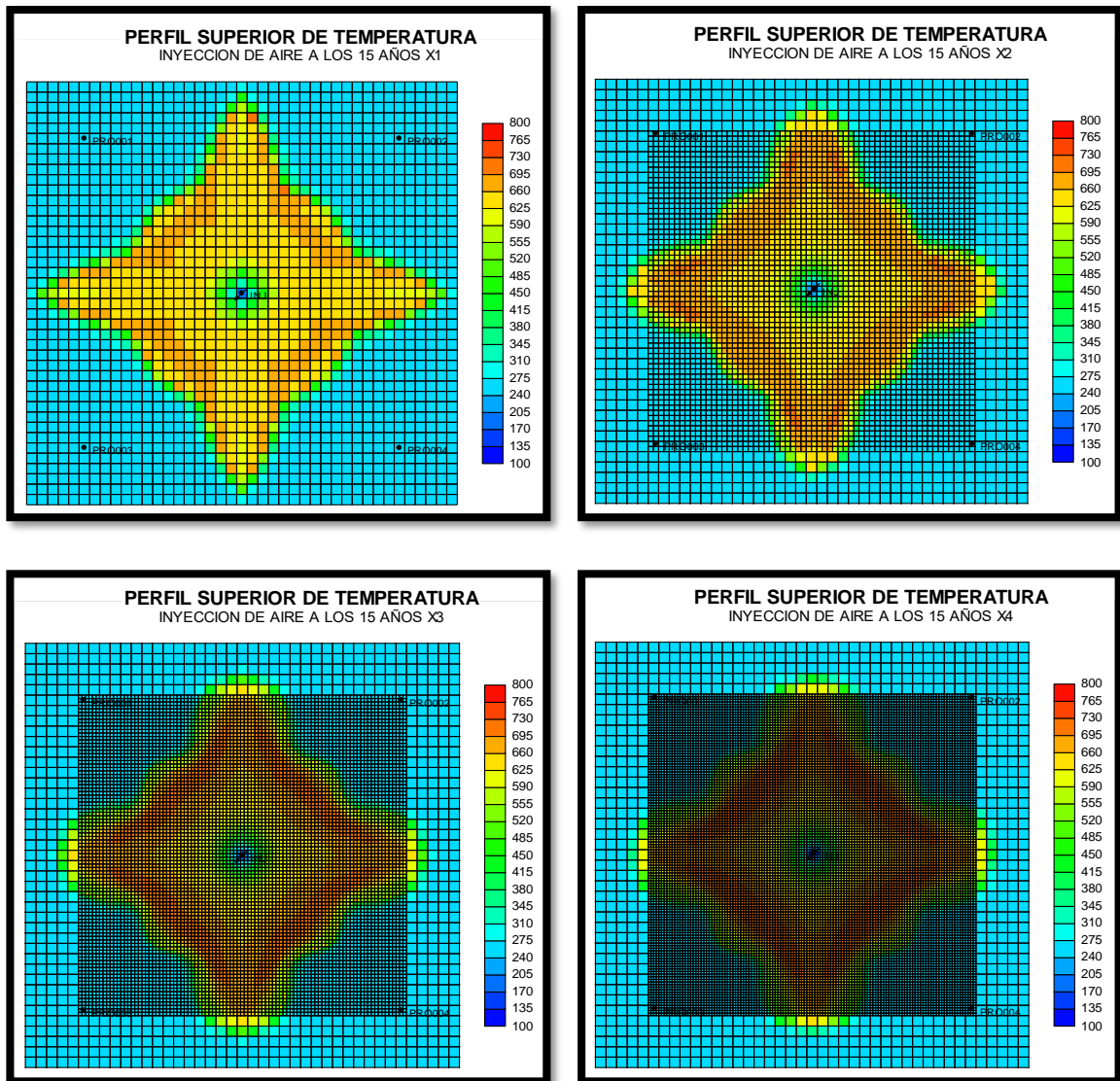
evidencia un incremento en la temperatura y consecuentemente en la producción de aceite, es de esperar que se ha creado el coque necesario y que el caudal de inyección de aire no se ha quedado corto ya que a los 15 años se observa un avance continuo del frente permitiendo muy posiblemente incrementos en factores de recobro y dando por exitoso la implementación de este método.

Figura 42. Vista aérea del frente de combustión a los 5 años con sus respectivos refinamientos



Fuente: *Computer Modeling Group, STARS.*

Figura 43. Vista aérea del frente de combustión a los 15 años con sus respectivos refinamientos



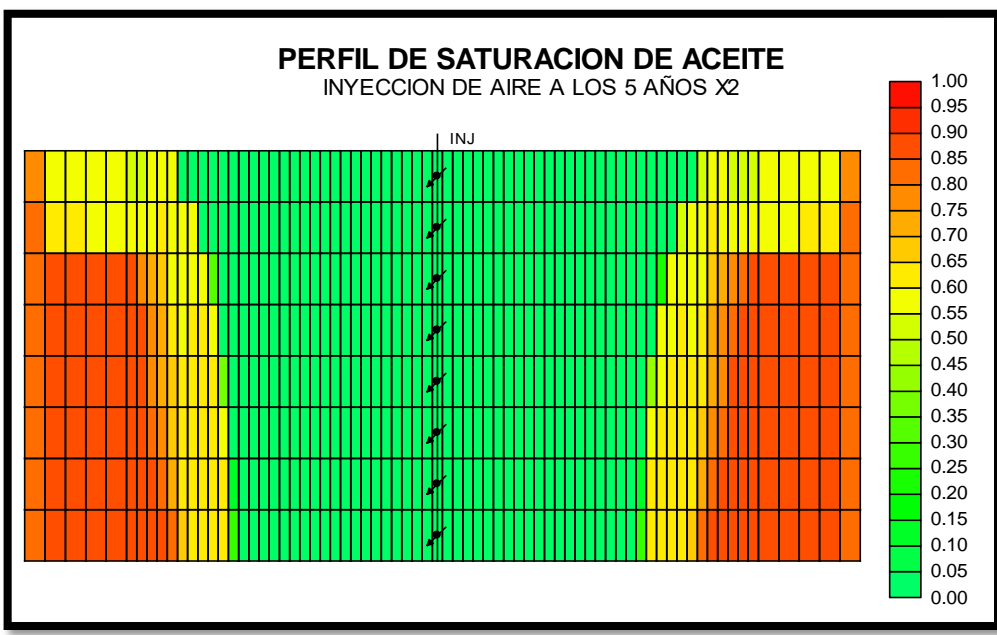
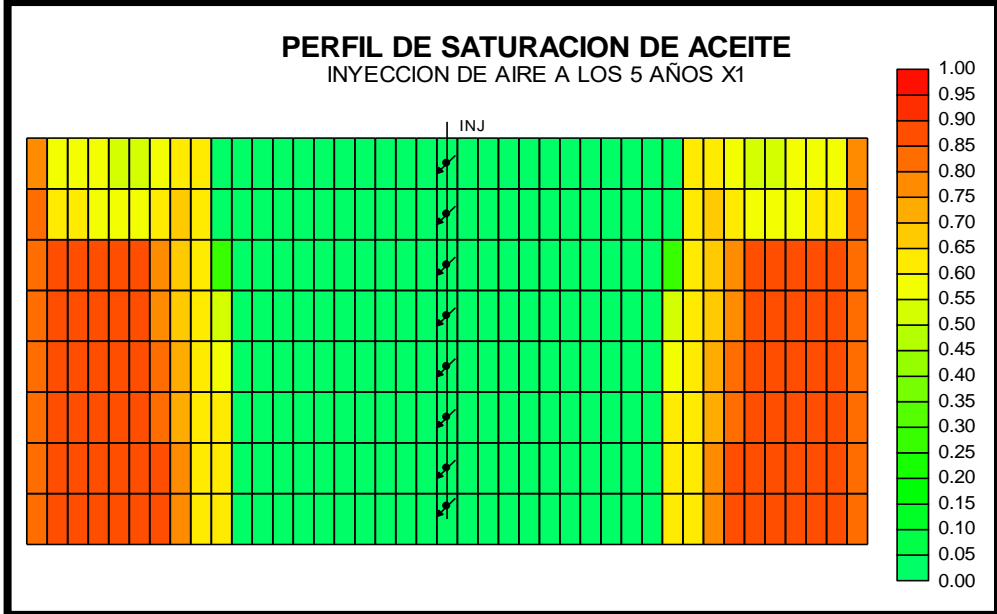
Fuente: *Computer Modeling Group, STARS.*

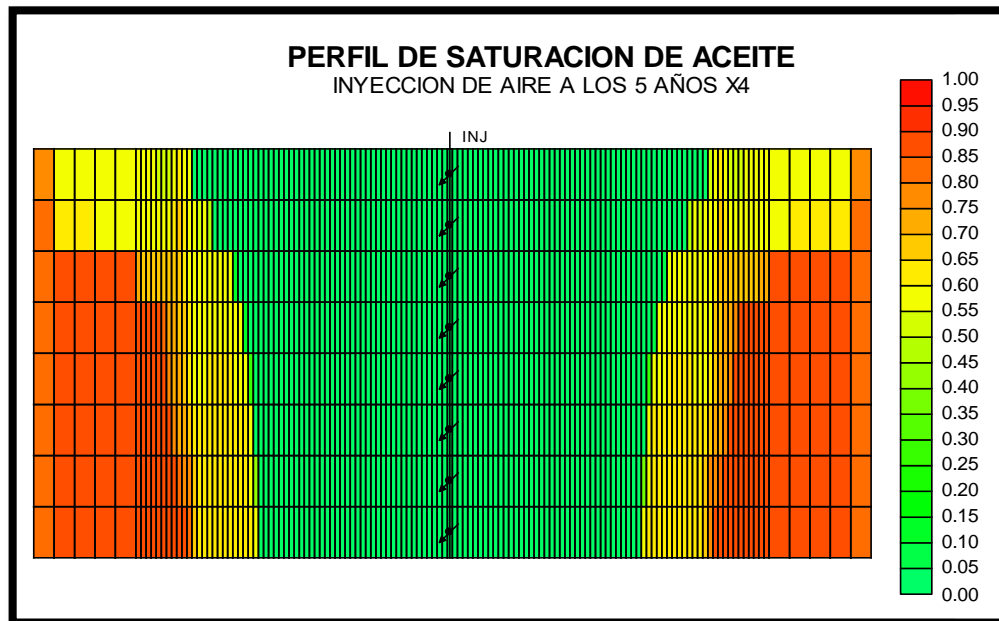
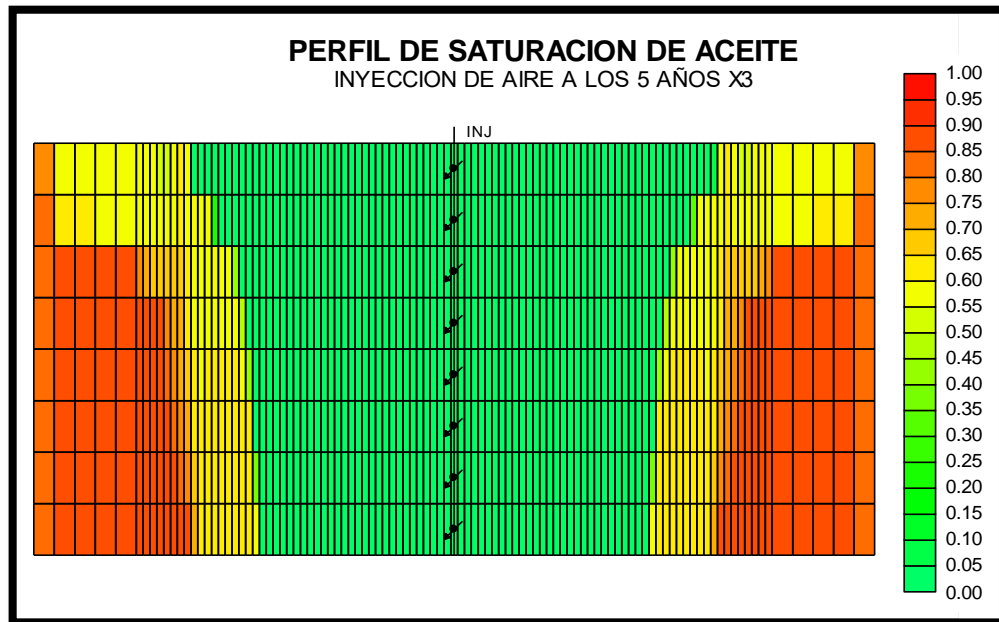
6.3 SATURACIÓN DE ACEITE

Para cada etapa de producción se obtiene un factor de recobro aproximado, así que para la primera se espera una recuperación del 10%, para una segunda etapa se espera cerca de los 20% y para una tercera una recuperación mayor.

En el desarrollo del estudio se usó como método de recobro para la segunda etapa la inyección de agua, obteniendo una recuperación del 24.3 % y como método de recuperación terciaria EOR se utilizó la inyección de aire con el fin de generar una combustión In – situ (Figura 44 y 45) y está logrando una recuperación de aceite de 51.25%, se evidencia en las Figuras 46 y 47 que el método presenta un barrido uniforme con muy buena eficiencia, la proyección de la saturación a través del tiempo representa la aplicación exitosamente del método de recobro.

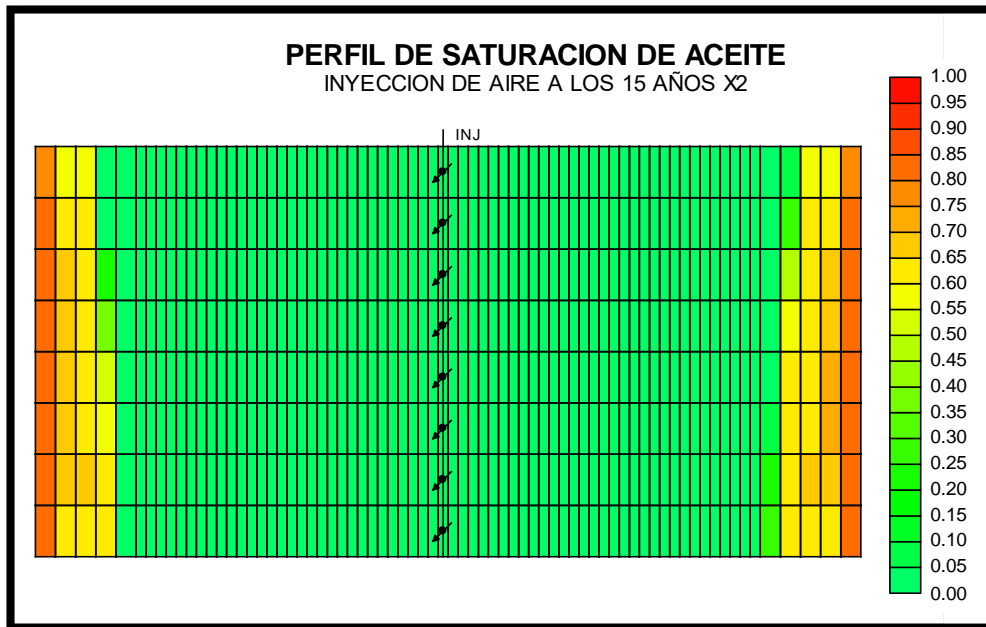
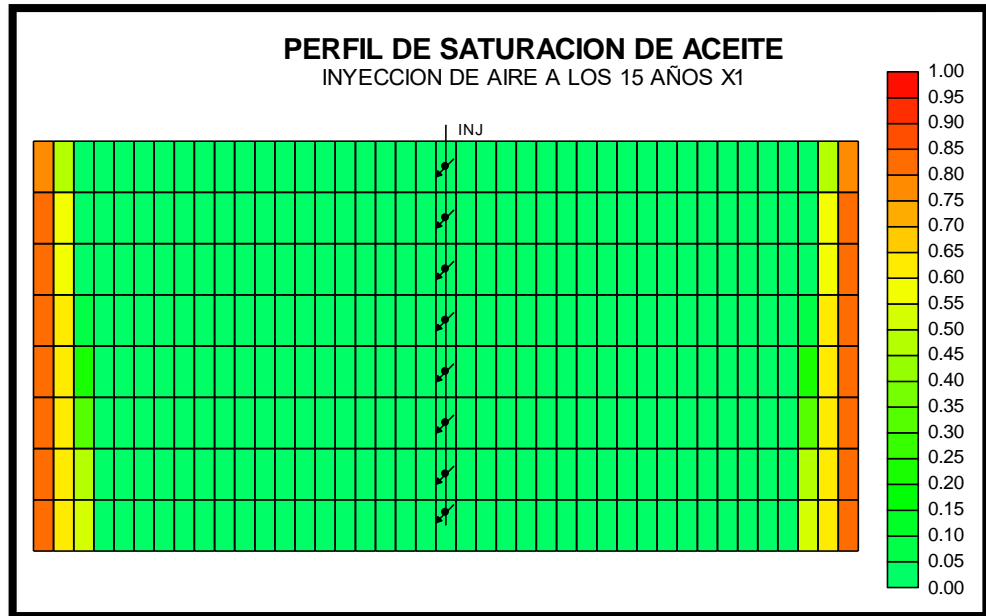
Figura 44. Perfil de saturación de aceite a los 5 años de iniciar la inyección de aire

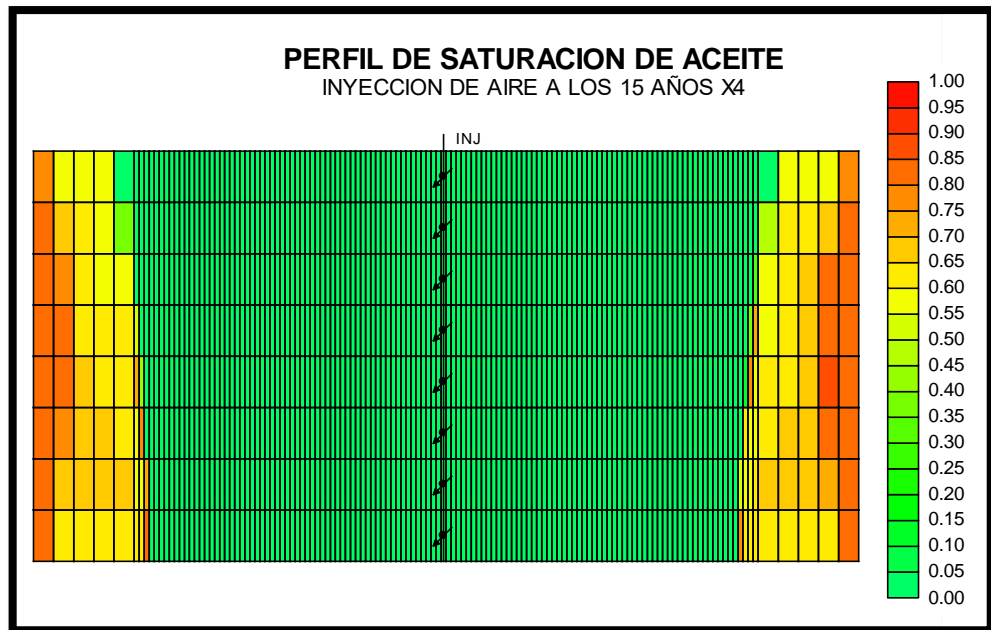
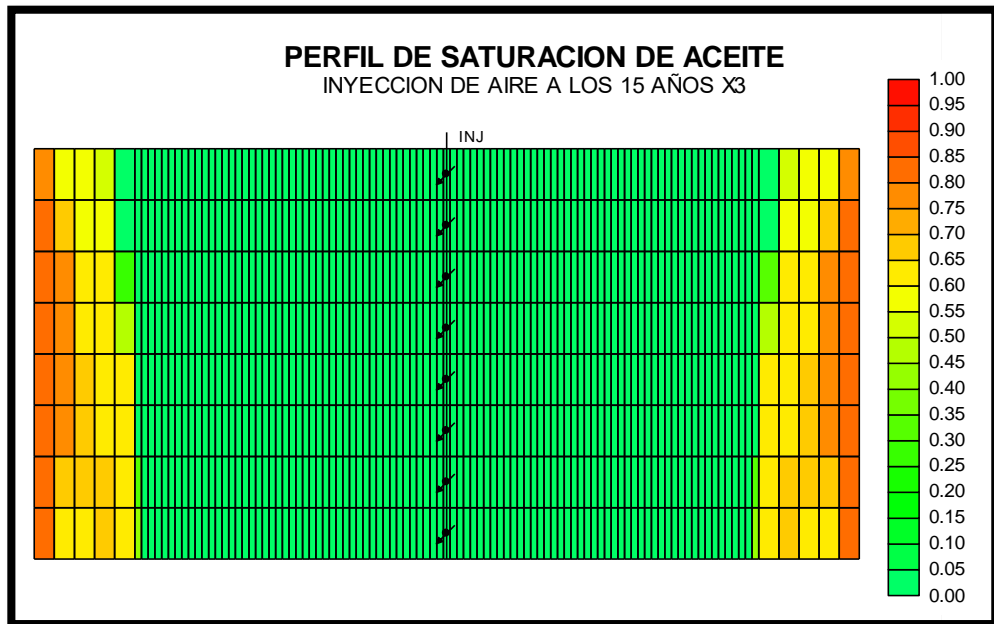




Fuente: *Computer Modeling Group, STARS.*

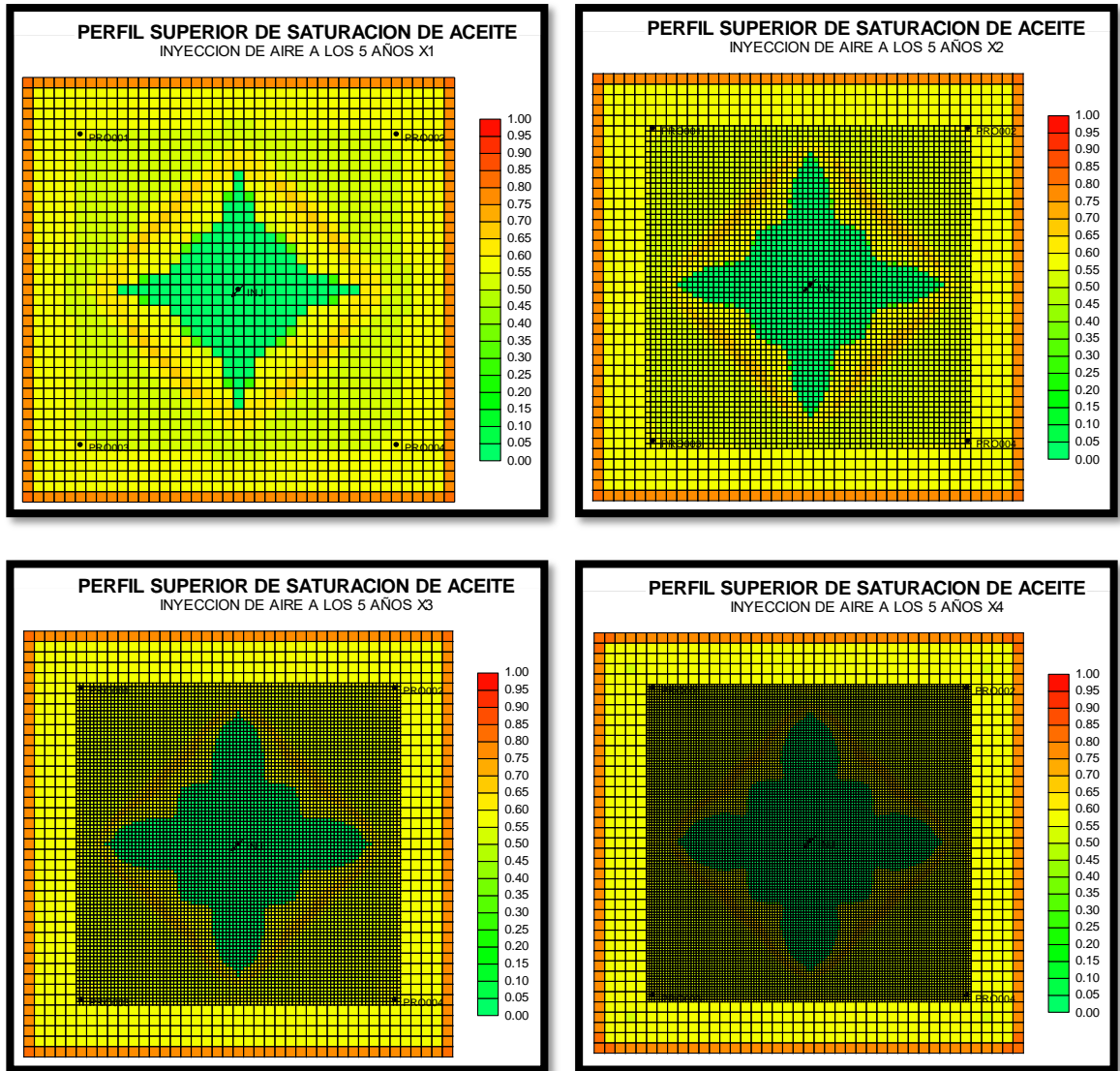
Figura 45. Perfil de saturación de aceite a los 15 años de iniciar la inyección de aire





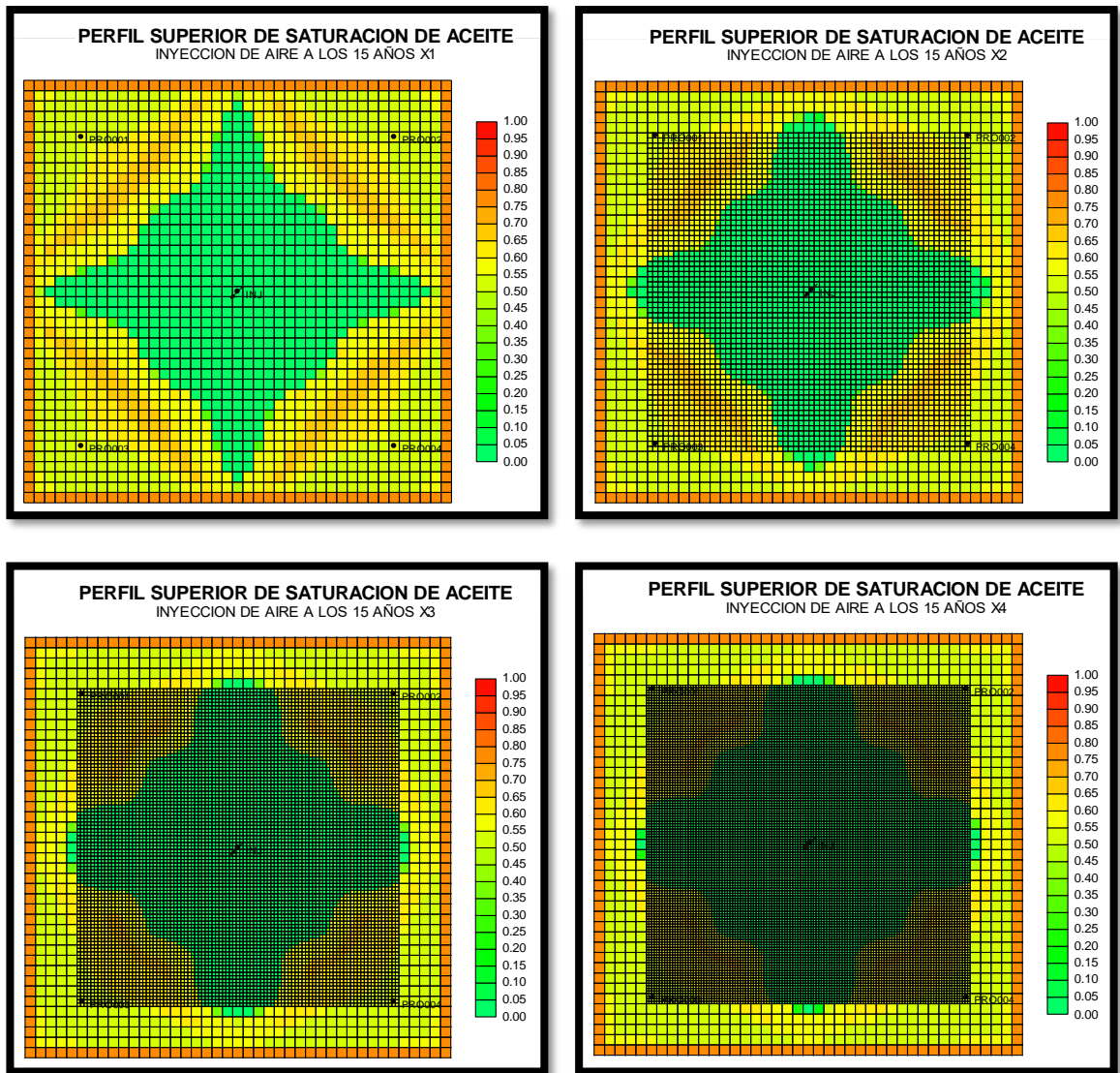
Fuente: *Computer Modeling Group, STARS.*

Figura 46. Vista aérea del frente de combustión a los 5 años con sus respectivos refinamientos



Fuente: *Computer Modeling Group, STARS.*

Figura 47. Vista aérea del frente de combustión a los 15 años con sus respectivos refinamientos



Fuente: *Computer Modeling Group, STARS.*

7. CONCLUSIONES

- Cada celda base tiene una medida de 50 ft en I y J, al disminuir el tamaño de las celdas a través de refinamiento se reduce la medida, pero también crece el número de celdas, demostrado que entre más grande las celdas mayor porcentaje de error, pero menos tiempo de computo, esto debido a que los simuladores de yacimiento realizan un balance de masa y energía a cada celda.
- Los resultados de las corridas de simulaciones de producción primaria de capa de gas y expansión fluido demostraron que a mayor refinamiento de mayor precisión en los resultados en general, pero al analizar los resultados obtenidos por cada fluido individual, se observó que el agua presenta un errores de 4.3% para la capa de gas y de 7% para expansión de fluido, esto es ocasionado debido a que la máxima producción diaria de agua es de 1 bbl en promedio y cualquier cambio en la producción de agua afectaría considerablemente el porcentaje de error.
- Para cada simulación se realizó un análisis gráfico y numérico para determinar cuál opción de refinamiento es la mejor opción en relación resultados vs tiempo, obteniendo que la simulación de capa de gas, se pueden obtener buenos resultados con el refinamiento (X2), ya que en promedio el porcentaje de error es menor a 1 entre corridas, en la simulación de gas en solución también se determinó que con el refinamiento (X2) se proporciona resultados más representativos, con porcentaje de error menor a 2 entre corrida y la simulación de inyección de agua estableció que con el refinamiento (X2) se obtienen buenos resultados, aunque el porcentaje de error entre corridas con refinamiento X2 vs X3 en la producción de agua sea de 5.86%, en promedio de producción de agua

es menor a 1 bbl diario, y el resto de fluidos producidos presentan un error entre refinamientos menor al 2%.

- El análisis de la influencia del refinamiento en las diferentes datas de simulación con diferentes métodos de producción partiendo de una data base X1 (celdas de 50 ft en dirección I,J), determino que los procesos de producción primaria y secundaria el refinamiento de la data X1 (celdas de 50 ft en dirección I,J) y x2 (celdas de 25 ft en dirección I,J) aportan buenos resultados debido a que la diferencia no supera el 3 % entre datas, para simulaciones con métodos de producción terciario, en nuestro caso combustión in situ, apporto resultados con márgenes de error menores a 3% entre diferencia de datas con la data X3 (celdas de 16,6 ft en dirección I,J), teniendo en cuenta estos resultados podemos concluir que entre más complejo sea el método de producción a utilizar, de menor tamaño tienen que ser las celdas para obtener resultados más representativos.
- El estudio del refinamiento demostró que escoger un refinamiento correcto propician una mayor capacidad en las tomas de decisiones, siendo más visibles en los modelos de implementación de producción secundaria y terciaria, ya que nos proporcionan una mayor visualización de tiempo de ruptura de los frentes y como estos se van desplazando a través del yacimiento, por tal motivo se analizó que entre mayor complejidad sea el modelo de producción a modelar escoger un refinamiento optimo antes de hacer sensibilidades aumentara la exactitud de los resultados.

BIBLIOGRAFÍA

AGURTO SANCHEZ Elbert Alberto. Mejoras en el tratamiento de agua de inyección para campos maduros de petróleo usando microburbujas de gas natural. 2009.

ARTIGAS Marcelo. Exploración y producción de petróleo: Reservorios, perforación y terminación de pozos.

BELTRAN, José. Clasificación de yacimientos petroleros de acuerdo al tipo de fluidos y composición mineral. 2015.

BLANCO, Johanna y DELGADILLO Claudia. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. 2006.

CHARLES URBEN Laster. Ingeniería de producción del petróleo. 1964.

CRAFT, B.C. and HAWKINS M.F. "Applied Reservoir Engineering". Prentice-Hall International. New Jersey, 1991.

DAKE, L.P. "Fundamental of Reservoir Engineering". Elsevier Scientific Publishing Co. 1978.

DURAN, Jose y RUIZ Juan. Explotación de campos maduros, aplicaciones de campo". 2009.

ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 2008.

FERRER, J. Mantenimiento de presión por inyección de gas. 1961.

FERRER, J. Tecnología en la inyección de agua y gas. 1980.

FISHER IZAGUIRRE, Edgar Luis. Combustión In Situ: Consideraciones para su aplicación en campo. 2015.

FRICK, Th. C. y TAYLOR, R.W Petroleum production handbook, McGraw Hill book Company, Inc, New York. 1962.

MCCAIN, W. "The Properties of the Petroleum Fluids". Gulf Publishing Co. 1988.

MCCAIN, W.D. Jr. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed., Pennwell Books, Tulsa, Ok. 1989.

PARIS DE FERRER Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos .

RIVERA, José. Práctica de Ingeniería de yacimientos petrolíferos.

WALSH, M.P. & LAKE, L.W. A generalized approach to primary hydrocarbon recovery, handbook of Petroleum exploration and production. 2003

WILHITE, G.P. Waterflooding, Textbook Series, SPE, Richardson, TX 1986.