

**FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE
INYECCIÓN DE AIRE EN UN YACIMIENTO DE CRUDO LIVIANO MEDIANTE
SIMULACIÓN NUMÉRICA**

OSCAR MAURICIO MANRIQUE DÍAZ

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

2016

**FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE
INYECCIÓN DE AIRE EN UN YACIMIENTO DE CRUDO LIVIANO MEDIANTE
SIMULACIÓN NUMÉRICA**

OSCAR MAURICIO MANRIQUE DÍAZ

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

Director

M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

Ingeniero de Petróleos

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

2016

DEDICATORIA

Este proyecto con el que culmina mi etapa universitaria es dedicado en primer lugar, a Dios quien es el ser todopoderoso y creador de la vida, quien conoce el tiempo perfecto de las cosas, quien me ha guiado por el buen camino dándome fuerzas para sonreír y salir adelante en momentos de dificultad. Gracias a Él por todas las bendiciones recibidas.

A mi familia, especialmente a mi mamá, mi abuela y mi hermano, que gracias al esfuerzo y apoyo incondicional que me han brindado, este sueño se hace realidad.

Finalmente a todas las personas que hicieron parte de esta experiencia.

Oscar Mauricio Manríque Díaz

AGRADECIMIENTOS

A nuestras familias por el apoyo incondicional.

A la Universidad Industrial de Santander, nuestro segundo hogar, por formarnos como excelentes personas y profesionales de calidad.

A los profesores de la escuela de Ingeniería de Petróleos, quienes nos impartieron enseñanzas y conocimientos en el proceso de nuestra formación académica y personal.

Al profesor Samuel Fernando Muñoz por la confianza depositada, la paciencia y por permitirnos la realización de este proyecto.

Al profesor Jorge Palma por sus valiosos aportes en la parte de la simulación numérica, por brindarnos unos minutos de su tiempo para solucionar dudas y aconsejarnos.

Al ingeniero Jorge Padilla que nos ayudó al inicio del proyecto y nos guio dándonos las bases para la continuación del mismo.

A todos nuestros compañeros y amigos que aportaron su granito de arena en la realización de este proyecto de manera desinteresada.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. INYECCIÓN DE AIRE	19
1.1. INYECCIÓN DE AIRE EN CRUDOS LIVIANOS (LOAI)	19
1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.	21
1.3. POR QUÉ CONSIDERAR LOAI COMO METODO DE RECOBRO.	23
1.4. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.	24
1.5. REACCIONES.	25
1.5.1. Cinética de oxidación.	26
1.5.2. Reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO).	27
1.5.3. Reacciones de oxidación a alta temperatura (HTO).	27
1.6. SCREENING.	28
1.7. VENTAJAS.	30
1.8. LIMITACIONES.	31
1.9. EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AIRE EN CRUDOS LIVIANOS.	31
1.10. INYECCIÓN DE AIRE A ALTAS PRESIONES (HPAI)	32
2. PARÁMETROS DE YACIMIENTO Y OPERACIONALES	33
2.1. PARÁMETROS DE YACIMIENTO.	33
2.1.1. Geología del yacimiento.	33
2.1.2. Temperatura del yacimiento.	33
2.1.3. Aceite en sitio al comenzar la inyección de aire.	34
2.2. PARÁMETROS OPERACIONALES	34

2.2.1.	Compresores.....	34
2.2.2.	Compresión del aire.	35
2.2.3.	Tasa de inyección de aire.	36
2.2.4.	Utilización del aire.	36
2.2.5.	Pozos inyectoros.	36
2.3.	PROBLEMAS OPERACIONALES.....	37
2.3.1.	Fuga de gas.	37
2.3.2.	Volúmenes de gas.....	38
2.3.3.	HSE.....	39
2.3.4.	Consideraciones especiales.....	40
3.	DESARROLLO DEL MODELO DE FLUIDOS	41
3.1.	COMPOSICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO.....	42
3.1.1.	Composición.	42
3.1.2.	Características.	44
3.2.	AGRUPAMIENTO DE LOS COMPONENTES DEL FLUIDO (LUMPING). 44	
3.3.	AJUSTE DE PRESIÓN DE SATURACIÓN.....	46
3.4.	PRUEBAS DE PRESIÓN VOLUMEN Y TEMPERATURA (PVT).	46
3.4.1.	Presión de saturación.....	47
3.4.2.	Prueba de liberación diferencial (LD).	47
3.4.3.	Prueba de expansión a composición constante (CCE).	48
3.5.	AJUSTE REPRESENTATIVO DEL MODELO FLUIDOS.....	49
3.5.1.	Ajuste de la prueba de liberación diferencial.	49
3.5.2.	Ajuste de la densidad.	51

3.5.3.	Ajuste de la viscosidad.....	52
3.6.	VALIDACIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS MEDIANTE LA HERRAMIENTA STARS.....	53
4.	MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	57
4.1.	ENMALLADO DE SIMULACIÓN.	57
4.2.	CONDICIONES INICIALES DE YACIMIENTO	58
4.2.1.	Propiedades petrofísicas del yacimiento.....	58
4.2.2.	End points y generación de las curvas de permeabilidad.	58
4.2.3.	Configuración de pozos.....	61
4.3.	CONSTRUCCIÓN DEL ANILLO DE CONFINAMIENTO.....	62
4.3.1.	Permeabilidad del anillo de confinamiento.	63
4.3.2.	Permeabilidad del anillo de confinamiento	63
4.4.	REACCIONES.....	64
4.5.	CALENDARIO DE PRODUCCIÓN.....	66
4.5.1.	Producción en frío.....	66
4.5.2.	Tiempo de inyección.....	67
4.6.	PROBLEMAS ASOCIADOS AL CASO BASE DE SIMULACIÓN	68
4.6.1.	Sensibilización del caudal de inyección.....	68
4.7.	GRÁFICAS DEL CASO BASE.....	72
4.7.1.	Perfil de temperatura.....	72
4.7.2.	Saturación de aceite.....	75
4.7.3.	Factor de recobro.....	77
4.7.4.	Producción de aceite.....	78

5. RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE AIRE POR MEDIO DE SIMULACIÓN	
81	
5.1. EFECTO DE LA PERMEABILIDAD	81
5.3. EFECTO DE LAS ZONAS PERFORADAS EN LOS POZOS	
PRODUCTORES.....	83
5.4. EFECTO DE LA DISTANCIA ENTRE POZOS.	85
5.5. COMPARACIÓN DE UNA INYECCIÓN DE AGUA CON UNA	
INYECCIÓN DE AIRE PARA UN YACIMIENTO DE CRUDO LIVIANO	86
CONCLUSIONES	91
BIBLIOGRAFÍA.....	93

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Características De Los Crudos Livianos Para Cada Una De Sus Aplicaciones.....	21
Tabla 2 Proyectos Exitosos De Inyección De Aire En Yacimientos De Crudo Liviano.....	28
Tabla 3 Screening Propuesto Por Los Autores.	30
Tabla 4 Composición Del Fluido.	43
Tabla 5 Datos Del Fluido.	44
Tabla 6 Agrupamiento De Componentes.	45
Tabla 7 Prueba De Liberación Diferencial.	47
Tabla 8 Prueba De Expansión A Composición Constante.....	48
Tabla 9 Prueba De Expansión A Composición Constante.....	49
Tabla 10 Dimensiones Del Enmallado De Simulación.	57
Tabla 11 condiciones Iniciales De Yacimiento.	58
Tabla 12 Propiedades Petrofísicas Del Yacimiento.	58
Tabla 13. Endpoints.	59
Tabla 14 Valores Del Modelo De Simulación.....	61
Tabla 15 Valores De Las Propiedades Termoquímicas En Las Reacciones.	65
Tabla 16 Calendario De Producción.	66
Tabla 17 Propiedades De La Inyección.	68
Tabla 18 Caudales Estudiados.	69

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Proceso Para Seleccionar La Inyección De Aire Como Método De Recobro Mejorado.....	20
Figura 2. Zonas Presentes En La Inyección De Aire En Crudos Livianos.	22
Figura 3 Región Del Gradiente Negativo De Temperatura.Figuratemperatura Vs Tasa De Absorción Del Aceite.....	26
Figura 4 Ajuste De La Compresibilidad.....	50
Figura 5 Ajuste De La Gravedad Especifica.	51
Figura 6 Ajuste De La Densidad.	52
Figura 7 Ajuste De La Viscosidad.	53
Figura 8 Factor Volumétrico De Formación.	54
Figura 9 Densidad Del Aceite.	54
Figura 10. Relación Gas-Aceite.	55
Figura 11. Viscosidad.	55
Figura 12 Curva De Permeabilidad Relativa Agua–Aceite.....	60
Figura 13. Curva De Permeabilidad Relativa Gas–Líquido.....	60
Figura 14. Arreglo De Pozos.....	61
Figura 15 Propiedades Usadas En El Anillo De Confinamiento.....	62
Figura 16. Anillo De Confinamiento Con La Permeabilidad Modificada En I	63
Figura 17. Anillo De Confinamiento Con La Porosidad Modificada.....	64
Figura 18. Producción En Frío.	67
Figura 19.Sensibilización De La Tasa De Inyección De Aire	70
Figura 20. Factor De Recobro Para Diferentes Presiones De Inyección	71
Figura 21. Perfiles De Temperatura Durante La Inyección Para Los Años 2022, 2030 Y 2035.....	73
Figura 22. Vista Areal Del Perfil De La Temperatura En El Año 2035.	74

Figura 23. Saturación De Aceite Durante La Inyección Para Los Años 2022, 2030 Y 2035.....	75
Figura 24. Vista Areal De La Saturación De Aceite En El Año 2035.....	77
Figura 25. Factor De Recobro Antes Y Después De La Inyección.	78
Figura 26. Producción De Aceite.	79
Figura 27 Producción De Gases Del Caso Base.	80
Figura 28 Efecto De La Permeabilidad Sobre El Factor De Recobro.	82
Figura 29 Factor De Recobro Cambio De Porosidad.....	83
Figura 30 Efecto Del Factor De Recobro En Las Zonas Perforadas.....	84
Figura 31 Gases En El Pozo Productor Con El Efecto De Las Zonas Perforadas.	85
Figura 32 Factor De Recobro Variando La Distancia De Los Pozos Productores.	86
Figura 33 Factor De Recobro Para Los Métodos De Inyección De Aire Y Agua. ..	87
Figura 34 Producción Acumulada De Agua Para Los Métodos De Inyección De Aire Y Agua.	88
Figura 35 Producción Acumulada De Aceite Para La Comparación De Métodos De Inyección De Aire Y Agua.....	89

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Metodología para el ajuste de un PVT de un crudo liviano en la herramienta de WinProp para una inyección de aire. **Pág. 97.**

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AIRE EN UN YACIMIENTO DE CRUDO LIVIANO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA*

AUTORES: Oscar Mauricio Manrique Díaz**

PALABRAS CLAVES: Aire, inyección, proceso, yacimiento, simulación, factibilidad, crudo liviano.

DESCRIPCIÓN

La técnica de inyección de aire en un yacimiento de crudo liviano es un proceso en el cual se inyecta aire comprimido en el yacimiento, con la expectativa de que el oxígeno contenido en el aire inyectado reaccione con una porción del aceite en el yacimiento, ocasionando la re-presurización y teniendo como principal mecanismo de producción los gases de combustión y el desplazamiento miscible o inmisible de los mismos.

En la literatura se encuentra una gran variedad de artículos que muestran el uso y éxito que ha tenido la adecuada implementación de este proceso en diferentes partes del mundo. Siendo los grandes referentes en este campo, Estados Unidos y Canadá, donde se han obtenido buenos resultados en la recuperación de hidrocarburos, aumentando de manera considerable el factor de recobro en yacimientos de gran profundidad, baja permeabilidad, alta presión, entre otras, donde la inyección de agua deja de ser una opción viable por requerimientos técnicos o razones económicas.

En este proyecto se realizará el ajuste de un modelo de fluidos para un crudo liviano, el cual es la base para el adecuado estudio del proceso por medio de la simulación numérica de yacimientos donde se analizaron las características del yacimiento necesarias para la aplicación de la técnica, además de la influencia en la variación de parámetros en los que se destacan la permeabilidad, la tasa de inyección de aire, el espaciamiento entre los pozos y la presión de inyección, con el fin de determinar la factibilidad de la implementación de la técnica con base en los resultados obtenidos a partir de la simulación.

*Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL FEASIBILITY OF AIR INJECTION PROCESS IMPLEMENTATION IN A LIGHT OIL RESERVOIR USING NUMERICAL SIMULATION*

AUTHORS: Oscar Mauricio Manrique Diaz**

KEYWORDS: Air, injection, process, reservoir, simulation, feasibility, light oil.

DESCRIPTION

The air injection technique into a light oil reservoir is a process in which compressed air is injected in reservoirs, with the expectation that the oxygen in the injected air reacts with a portion of oil in the reservoir. Causing re-pressurization, the flue gas production as a main mechanism of production and miscible or immiscible displacement thereof.

There is a wide variety of items in literature that demonstrate the use and success of the proper implementation of this process in different parts of the world. The major references in this field are United States and Canada where great results have been obtained in oil recovery significantly increasing the recovery factor in oil reservoirs with high depth, low permeability, and high pressure, among others, where water injection is no longer a viable option for technical requirements or economic reasons.

The adjustment of a fluid model for light oil is shown in this project, which is the basis for the proper study of the process by numerical simulation, where necessary reservoir characteristics are analysed for the technique implementation. In addition, the influence of parameters variation such as permeability, air injection rate, the spacing between the wells and the injection pressure is analysed; all this in order to determine the feasibility of the implementation of the technique based on the results shown by simulation.

*Degree Project.

**Physico-chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

INTRODUCCIÓN

Los proyectos de recobro mejorado de petróleo, se han constituido como un medio efectivo para aumentar el porcentaje de reservas recuperables de los yacimientos que han sido explotados por métodos primarios y/o secundarios, con los cuales se logra obtener entre un 40 y un 50% de las reservas del mismo; sin embargo, la selección del proceso de recobro mejorado adecuado para el óptimo desarrollo de un yacimiento en particular depende de las características propias de este.

Una alternativa para incrementar el factor de recobro son los métodos térmicos, que conllevan a varios mecanismos de producción, los cuales han sido ampliamente implementados en yacimientos de crudo pesado; sin embargo, durante los últimos años se ha desarrollado un proceso denominado inyección de aire en yacimientos de crudo liviano, LOAI (por sus siglas en inglés, *Light Oil Air Injection*), técnica que surgió como una alternativa frente a los métodos de recuperación mejorada tradicionales para yacimientos de crudo liviano.

LOAI ofrece beneficios únicos frente a las otras técnicas de recuperación mejorada, entre los que se destacan: re-presurización del yacimiento, desplazamiento miscible por los gases de combustión generados en sitio, reducción de la viscosidad por el hinchamiento del crudo y por el aumento de la temperatura del yacimiento, entre otros. El éxito técnico – económico del proceso y variantes del mismo ha sido reportado en diferentes yacimientos en el mundo, incluso en la actualidad existen campos en los cuales se han aplicado una variante de LOAI denominada HPAI (por sus siglas en inglés, *High Pressure Air Injection*), por más de 30 años.

La presente investigación está orientada a identificar y comprender los principales mecanismos asociados a la producción de petróleo mediante LOAI, para lo cual inicialmente se realizará la caracterización y ajuste del PVT del fluido por medio de la herramienta WinProp de la compañía CMG, el cual será usado para hacer la representación de este proceso con la ayuda del simulador térmico STARS de la misma compañía; con el fin de comprender los mecanismos asociados a la producción de petróleo mediante LOAI, con el objetivo principal de determinar la factibilidad técnica de la implementación de la inyección de aire en un yacimiento de crudo liviano.

1. INYECCIÓN DE AIRE

La inyección de aire es básicamente un proceso de recobro de aceite por inyección de gas, en el cual se genera calor dentro del yacimiento por medio del quemado de una porción de su aceite. Al generarse dicho frente de combustión, este aporta calor al hidrocarburo conllevando a una reducción de su viscosidad. Además de la reducción de la viscosidad, el empuje por gas y expansión térmica promueven la producción siendo estos dos últimos los dos principales mecanismos presentes en la inyección de aire en un yacimiento con hidrocarburo liviano.¹ La figura 1, es un esquema general del procedimiento que se evalúa en un proceso de inyección de aire. Cada uno de los pasos realizados se describe por medio del siguiente diagrama, el cual es un proceso completo; sin embargo, este trabajo se basó en la evaluación numérica, ya que se contaba con dicha información.

1.1. INYECCIÓN DE AIRE EN CRUDOS LIVIANOS (LOAI)

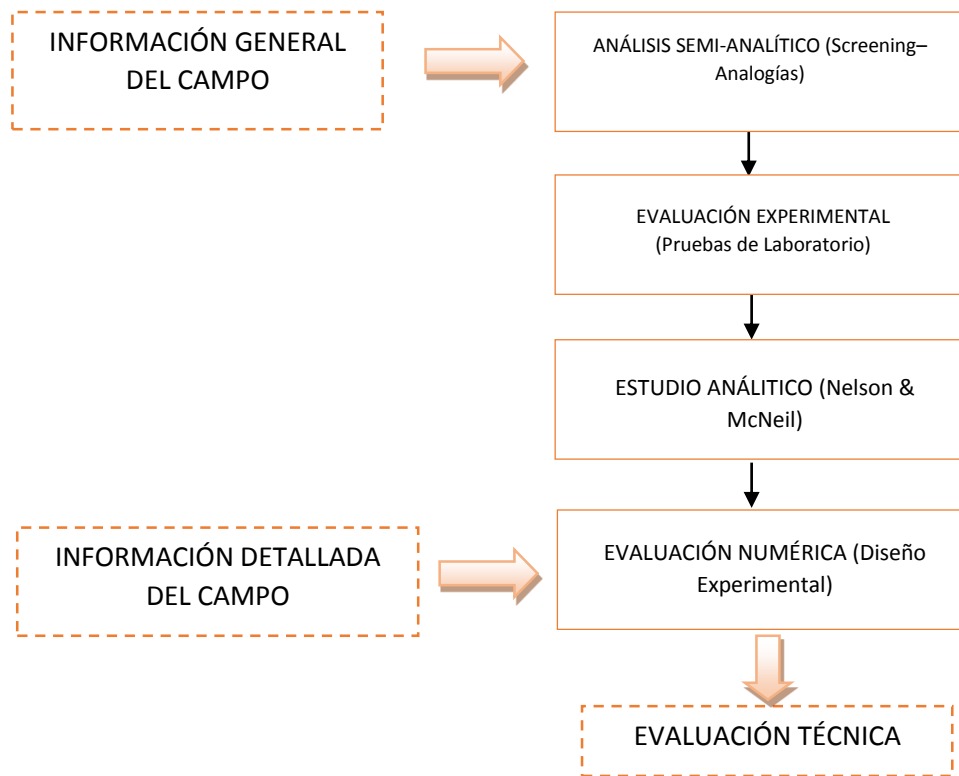
La inyección de aire en crudos livianos está definida como un proceso IOR (por sus siglas en inglés, *Improve Oil Recovery*), en el cual el aire comprimido es inyectado en yacimientos de crudo liviano, con la expectativa de que el oxígeno contenido en el aire reaccione con una fracción del hidrocarburo presente en el yacimiento (Esto se puede determinar mediante pruebas de laboratorio)², elevando la temperatura para producir dióxido de carbono formándose el frente de combustión donde las reacciones LTO (por sus siglas en inglés, *Low Temperature Oxidation*), se presentan a temperaturas más bajas que para una combustión in

¹ Delgadillo Claudia, Trujillo Marta. La inyección de aire como proceso de recobro mejorado en Colombia: selección y evaluación técnica. 2013. Vol 11. Revista Fuentes. P 2.

²Ibid; Pág. 2.

situ las cuales son las responsables del desplazamiento³. 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.⁴

Figura 1. Proceso para seleccionar la inyección de aire como método de recobro mejorado.



Fuente. Delgadillo, Claudia Lorena. Revista fuentes. (2013).

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

³ M. Greaves, SPE, S.R. Ren, SPE, and R.R. Rathbone, U. of Bath. Air Injection For IOR From Light-Oil Reservoirs: Oxidation Rate And Displacement Studies. Tulsa, Oklahoma, 19–22 April. Pág. 6.

⁴Moore, R.G; Mehta, S.A; Ursenbach, M.G. A Guide to High Pressure Air Injection (HPAI) Based Oil Recovery. SPE 75207. 2002. P 1.

Tabla 1. Características de los crudos livianos para cada una de sus aplicaciones.

CARACTERISTICA	LOAI	HPAI
Tipo de fluido	Liviano	Liviano
Profundidad	somero	Profundo
Porosidad	Alta	Baja
Permeabilidad	Alta	Baja

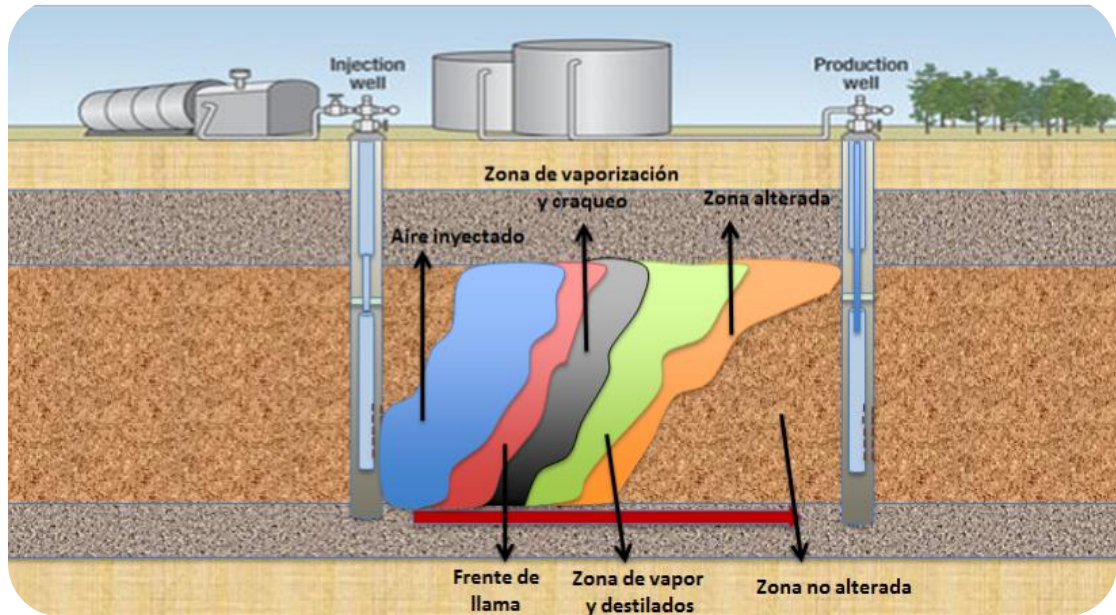
1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La técnica LOAI 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 con el fin de generarla artificialmente (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.⁵ En la figura 2, se aprecia el comportamiento de las zonas debido a la inyección de aire en un yacimiento.

⁵Ibid; Pág. 2.

Una vez ocurra la ignición del hidrocarburo y se forme el frente de oxidación, cuatro zonas principales pueden ser distinguidas en el yacimiento:⁶

Figura 2. Zonas presentes en la inyección de aire en crudos livianos.



- ✓ Zona quemada, se presenta un barrido por el frente de combustión, donde la saturación de aceite residual es relativamente baja y la temperatura es más alta que la temperatura inicial del yacimiento. El perfil de temperatura en esta zona es dependiente de la temperatura del frente de combustión, la temperatura inicial y los parámetros de transferencia de calor de la formación.⁷
- ✓ Zona de frente de combustión, donde el oxígeno es consumido y los gases de combustión se producen. Las temperaturas que se alcanzan en esta zona para la inyección de aire son normalmente entre 600°F y 800°F.

⁶Cédric Clara; Marc Durandea; Gérard Quenault, Tuyet-Hang Nguyen. Laboratory Studies for Light Oil Air Injection Projects: Potential Application in Handil Field. SPE 54377. 1999. P 2.

⁷ Gutierrez, Dubert; High Pressure Air Injection (HPAI) and Waterflood Performance Comparison of Two Adjacent Units in Buffalo Field. Thesis. University of Calgary. 2006. P. 9.

- ✓ Zona delante del frente de combustión, donde los efectos térmicos ocurren y participan en la formación del banco de aceite, esta cantidad de aceite es parcialmente desplazada por los gases de combustión, el frente agua-vapor generado y el frente de combustión.
- ✓ Zona detrás del frente de combustión, donde los efectos térmicos no ocurren y la temperatura es esencialmente igual a la temperatura inicial del yacimiento. Esta zona contiene crudo nativo, el cual no fue afectado por el frente térmico y es barrido o desplazado por los gases de combustión.

1.3. LOAI COMO MÉTODO DE RECOBRO

Para que la recuperación de hidrocarburo sea efectiva en un proceso LOAI, se debe tener en cuenta que este proceso es aplicable en yacimientos donde la inyección de agua no es eficiente debido a la gravedad API que posee el hidrocarburo, o yacimientos en los cuales se está llegando al final de su límite económico. La inyección de aire también puede funcionar en combinación con una inyección de agua, ya que esta última sirve como medio para crear una combustión húmeda que ayuda a una mejor recuperación del aceite. A diferencia del agua (ya que sus restricciones se dan de modo ambiental), el aire es un recurso que está disponible en cualquier lugar, no es necesario implementar un medio de transporte para su utilización, sin embargo, este tiene un costo adicional (compresión). La implementación de esta técnica existe una variante denominada HPAI y está más enfocada a yacimientos profundos, con arenas apretadas y en los que no es factible una inyección de agua⁸. Por otra parte, la re-presurización del yacimiento ayuda a que los volúmenes de aire requeridos sean menores, ayudando generalmente a un mejor barrido y mantenimiento de la presión⁹.

⁸Ibid; Pág. 7.

⁹Moore, R.G.; Op.cit.Pág. 4.

En síntesis, entre las principales ventajas de la inyección de aire se destacan las siguientes¹⁰:

- ✓ El aire es abundante, y por lo tanto, no plantea limitaciones de la oferta.
- ✓ La ventaja de inyección de aire como una técnica de recuperación (Fassihi *et al.*, 1997) es que la infraestructura del método usado anteriormente se puede utilizar.
- ✓ Inyectividad superior de aire en comparación con el agua (Kumar *et al.*, 2008).
- ✓ Rápida re-presurización, debido a la compresibilidad del aire.
- ✓ Preferencia por el drenaje por gravedad en lugar de empujar el petróleo hasta la estructura debido a los efectos de permeabilidad relativa (Gillham *et al.*, 1997 y 1998).
- ✓ EL proceso de inyección de aire no requiere agua como un agente de control de la movilidad.
- ✓ El oxígeno contenido en el aire reacciona con hidrocarburos para crear una combustión de alta temperatura en el frente.

Aunque la producción temprana durante un proceso LOAI es debida a la re-presurización y efectos de la inyección de gas, una vez que un volumen de poro es llenado por el aire que se ha inyectado, el frente de combustión se convierte en un mecanismo adicional de producción.

1.4. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Los principales factores de recobro de este proceso aplicado en yacimientos de crudo liviano en forma descendiente son:¹¹¹²

¹⁰Hermenta S. and Shyamol D. Air Injection Potential in Kenmore Oilfield in Eromanga Basin, Australia: A Screening Study through Thermo gravimetric and Calorimetric Analyses. SPE 120595.2009.Pág. 3.

¹¹Ibid; Pág. 2.

- ✓ Desplazamiento por los gases de combustión.
- ✓ Re-presurización del yacimiento permitiendo una rápida producción de aceite.
- ✓ Hinchamiento del crudo, principalmente por el CO₂ generado en sitio.
- ✓ Reducción de la viscosidad del aceite por la disolución de CO₂.
- ✓ 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 Temperature Oxidation*), en el que se consume el coque oxidándose en este rango de temperatura. Por otra parte, se encuentra la Oxidación a Baja Temperatura, donde se producen 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 en yacimientos de crudo liviano.

1.5. REACCIONES

Las reacciones presentes en este proceso son muy similares a las presentes en la combustión in situ, aunque es necesario aclarar las principales características de cada régimen, ya que debido al tipo de fluido (pesado o liviano), la reactividad y el consumo de oxígeno por parte de los hidrocarburos varía considerablemente.¹³

¹² Hu Jia, Cheng Dong Yuan, Yu-Chuan Zhang, Huan Peng, Dong Zhong, Jin-Zhou Zhao. Recent Progress of High Pressure Air Injection (HPAI) Process in Light Oil Reservoir: Laboratory Investigation and Field Application. SPE 156974. 2012. P 4.

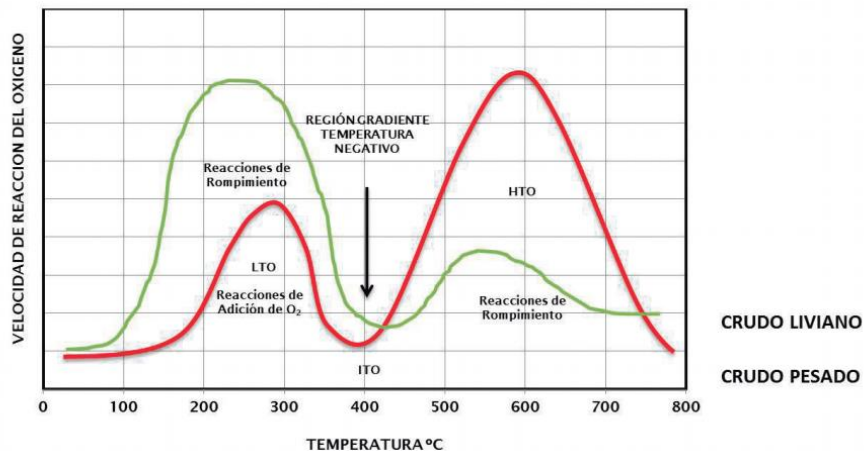
¹³Moore, R.G.; Op.cit.Pág. 2.

1.5.1. Cinética de oxidación.

En la aplicación de la técnica de inyección de aire, dentro del yacimiento ocurren 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.

En la figura 3, 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 cada fluido. 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 400°C. El otro gran grupo son las reacciones de adición de oxígeno, predominan a temperaturas por debajo de 150°C para crudos livianos y 300°C para crudos pesados¹⁴. Cuando ocurren estas reacciones no es eficiente la movilidad debido a que se está consumiendo el oxígeno.¹⁵

Figura 3. Región del gradiente negativo de temperatura. Figura temperatura vs tasa de absorción del aceite.



¹⁴Moore, R.G.; Op.cit.Pag. 90.

¹⁵ Ruiz Cañas, María C. Cinética de procesos de combustión in situ: Una discusión de los modelos cinéticos. Revista Fuentes. Vol 12. 2014. P. 9.

Fuente. Ruiz Cañas, Maria Carolina; Bottia Ramírez, Hernando; Muñoz Navarro, Samuel Fernando; Cinética de procesos de combustión in situ: una discusión de los modelos cinéticos. Revista Fuentes. Volumen 12. P. 9, 2014.

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 proceso¹⁶.

1.5.2. Reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO).

Este tipo de reacciones se dan a temperaturas mayores a 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, donde predomina el CO₂, además de generarse productos oxigenados tales como hidroperóxidos, aldehídos, cetonas y ácidos los cuales se polimerizan disminuyendo la eficiencia de desplazamiento del crudo¹⁷.

1.5.3. 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. En este punto, se originan las 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

¹⁶University Technology of Petronas. January. ISSN 1511-6794. 2004. Pág. 12.

¹⁷Ibid; Pág. 12.

oxidación y el responsable de que el hidrocarburo se desplace por empuje del frente de combustión¹⁸.

1.5.4. Reactividad del aceite.

La eficiencia de un proceso de inyección de aire, depende en gran medida de la reacción del oxígeno (reacciones de ruptura) para formar dióxidos de carbono; por tal motivo, es importante controlar la entrada de oxígeno y evitar tener presente en el yacimiento oxígeno sin reaccionar, puesto que podría cambiar la composición del crudo original. A partir a las experiencias, se ha demostrado que si un aceite no es reactivo en el laboratorio tampoco lo será en el yacimiento, por tanto, no es recomendable la aplicación de la técnica.¹⁹

1.6. SCREENING

Para la elaboración de un screening adecuado o cercano para la técnica de inyección de aire en crudos livianos, Niz Velazquez et al. (2014) se basaron en los rangos de los parámetros del proceso en yacimientos de crudo liviano donde se aplicó esta técnica.

A continuación, en la tabla 2, se muestran los principales parámetros representativos para la aplicación de la técnica y sus respectivos rangos de valores según el tipo de yacimiento donde se implementó.

En resumen, las características de los yacimientos de la tabla anterior son:

- ✓ Tipo I. Aceite ligero con alta presión y temperatura, poco espesor.

¹⁸Ibid; Pág. 13.

¹⁹ University Technology of Petronas; Op.cit.Pag. 13.

- ✓ Tipo 2. Yacimiento somero con baja presión y temperatura y alta transmisibilidad.
- ✓ Tipo 3. Yacimiento con presión y transmisibilidad moderada.
- ✓ Tipo 4. Yacimiento con alto buzamiento, alta concentración de aceite y alta transmisibilidad.

Tabla 2. Proyectos exitosos de inyección de aire en yacimientos de crudo liviano.

Parámetro	Unidades	Tipo 1 Williston Basin	Tipo 2 Brea- Olinda, May-Libby, Fosterton.	Tipo 3 Heidelber g, Sloss	Tipo 4 West Hackberry
Profundidad	ft	8000- 10000	3400-6200	6200- 11500	7500-9000
Presión	psi	3500-4200	50-800	1500- 2300	2500-3300
Transmisibilidad	md-ft/cp	50-250	2000-3400	260-3400	30000
Gravedad	API	30-39	22-40	24-39	30
Buzamiento	(°)	0-3	0-25	0-15	>60
Temperatura	°F	215-230	125-135	200-220	174-200
Concentración de crudo		0.09-0.11	0.13-0.16	0.06-0.13	0.224
Espesor neto	ft	10-20	8-150	14-30	70

Fuente. Niz Velazquez; Trujillo M. L. A methodology for screening and ranking of reservoir for light oil air injection implementation. SPE 169951-MS. P.7. 2014.

Con base en lo anterior, se propone el screening descrito en la Tabla 3, en el cual, la transmisibilidad es un parámetro que relaciona la viscosidad, el espesor y permeabilidad obteniendo un valor y unos rangos de aplicación.

Un yacimiento candidato a la aplicación de esta técnica, debe obtener un mínimo de 5.5 puntos al sumar los valores de ranking según los criterios de screening presentados en la siguiente tabla.

Tabla 3. Screening propuesto por los autores.

Parámetro	Unidades	Valor	Ranking
Transmisibilidad, Kh/ μ	mD-ft/cP	>20	1
Concentración de crudo (So)	%	>0.08	1
Espesor neto, h	ft	<66	1
		>66 con ángulo >10°	0,5
Gravedad	API	>20	1
Temperatura inicial, T	°F	>125	1
Profundidad, Z	ft	>3000	1

Fuente. Niz Velazquez; Trujillo M. L. A methodology for screening and ranking of reservoir for light oil air injection implementation. SPE 169951-MS. P.6. 2014.

1.7. VENTAJAS

La técnica de inyección de aire presenta varias ventajas notables, algunas ya mencionadas en los mecanismos de producción. Adicionalmente es aplicable a un amplio rango de condiciones de yacimiento como la presión, temperatura, saturación de agua, profundidad, etc. A continuación se destacan otras ventajas de la implementación de la técnica.

- ✓ Aplicable en yacimientos profundos y de baja permeabilidad.
- ✓ Viable en formaciones delgadas.
- ✓ Se puede dar la ignición espontánea.
- ✓ Precipitación de sales en la zona de vapor lo que promueve un mejor barrido volumétrico.
- ✓ La rápida movilización del aceite reduce temporalmente la permeabilidad relativa al gas, generando que el aire inyectado sea re-direccionado en caso de que el frente se desplace a donde no debería.
- ✓ Rápida transición del régimen LTO al HTO como consecuencia de la naturaleza del fluido.
- ✓ Factible en yacimientos de crudo liviano con altas saturaciones de agua.
- ✓ No existe formación de óxidos de nitrógeno debido a las bajas temperaturas del proceso.

1.8. LIMITACIONES

- ✓ La saturación de aceite en el yacimiento al iniciar la técnica debe ser mayor que la cantidad de crudo consumido como combustible obtenido en las pruebas de laboratorio.
- ✓ La irrupción temprana del oxígeno reduce los períodos de producción y por tanto disminuye el factor de recobro.
- ✓ Los costos de inyección dependen de la cantidad de fluido inyectado.
- ✓ La técnica requiere una mayor inversión de capital.
- ✓ El reflujo de oxígeno en el pozo inyector.

1.9. EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AIRE EN CRUDOS LIVIANOS

En el proceso de inyección de aire el aceite recuperado incluye líquido y gas; el mecanismo de recuperación es el desplazamiento por los gases de combustión. En esta técnica es normal apreciar factores de recobro altos en tiempos

tempranos debido al desprendimiento de los componentes livianos que acompañan al aceite dado por la re presurización. Es importante tener en cuenta que para una buena eficiencia de la técnica es necesario mantener la región de temperatura, ya que esta también se maneja como un mecanismo de producción.

1.10. INYECCIÓN DE AIRE A ALTAS PRESIONES

La técnica HPAI se define como un proceso IOR en el cual se inyecta aire comprimido dentro de un yacimiento de aceite de alta gravedad y alta presión, con la expectativa de que el oxígeno contenido en el aire inyectado reaccione con una fracción de aceite del yacimiento a una temperatura elevada para producir dióxido de carbono. La mezcla de gas resultante, el cual está compuesto principalmente por CO₂ y N₂, genera la fuerza de movilización al aceite que se encuentra delante del frente de combustión, desplazándolo a los pozos productores. La mezcla gas-aceite puede ser inmisible, parcial o completamente miscible. En algunas situaciones, la elevada temperatura en la zona de reacción puede constituir una parte crítica en el mecanismo de barrido, en términos de recobro incremental.²⁰

²⁰Moore, R.G; Op.cit.P 2.

2. PARÁMETROS DE YACIMIENTO Y OPERACIONALES

Para lograr un buen diseño de la implementación de la técnica de inyección de aire en crudos livianos, se deben tener en cuenta algunos parámetros relacionados con las propiedades del yacimiento y las condiciones operacionales, con el fin de comprender el desempeño de la misma y determinar la factibilidad técnica del proceso.

2.1. PARÁMETROS DE YACIMIENTO

Los factores a nivel de yacimiento más importantes a tener en cuenta en el diseño y monitoreo de los proyectos de inyección de aire en crudos livianos son los siguientes.

2.1.1. Geología del yacimiento.

Los parámetros geológicos del yacimiento en un proceso de inyección de aire son básicamente los mismos que para un proceso de inyección de gas. Debido a la alta inyectividad que posee el aire en los yacimientos apretados, existen pocas limitaciones en el ámbito geológico. Las verdaderas limitaciones se encuentran en la reactividad, ya que esta es la causante de que el frente de combustión no se presente y la técnica se considere un fracaso.²¹

2.1.2. Temperatura del yacimiento.

La temperatura del yacimiento es un parámetro clave en un proceso de inyección de aire, debido a que si no se presenta la temperatura adecuada no se podrá generar la ignición. La eficiencia de desplazamiento del banco de fluidos miscibles puede reducir la concentración de hidrocarburos ocasionando posiblemente la extinción del frente de combustión. El restablecimiento de una nueva zona de

²¹University technological of petronas. Op.cit.Pag. 14.

reacción delante del frente, solo será alcanzada si la combinación de saturación residual, temperatura y flujo de aire es suficiente para lograr la re-ignición espontánea.²²

2.1.3. Aceite en sitio al comenzar la inyección de aire.

Como para cualquier proceso de recobro mejorado, el aceite original en sitio al inicio de la inyección de aire (reflejado por el producto de la porosidad y la saturación de aceite inicial) es un parámetro económico clave ya que tiene un impacto directo en la relación incremental y acumulada entre el aire inyectado y el aceite producido. Esto es de gran importancia para proyectos donde el desplazamiento por el frente térmico es significativo.²³

2.2. PARÁMETROS OPERACIONALES

Estos parámetros comprenden algunas facilidades de superficie requeridas para una buena implementación de la técnica. Entre ellos los más importantes se describen a continuación:

2.2.1. Compresores.

Anteriormente los compresores de aire no eran fiables y, a menudo sujetos a fallas mecánicas, y por lo tanto eran un eslabón débil en los proyectos de combustión in situ²⁴. Sin embargo, la mayoría de estos problemas anteriores se han superado con tecnología mejorada, incluyendo lubricantes sintéticos. Los compresores de aire son el corazón de un proceso de inyección de aire, por ende se requiere cuidado en su selección, sobre todo al escoger la de presión y capacidad de volúmenes de las unidades.

²²University technological of petronas; Op.cit.Pag. 14.

²³University technological of petronas; Op.cit.Pag. 14.

²⁴Moore, R.G; Op. cit. Pág 3.

Existe una variedad de opciones disponibles para la obtención de aire comprimido, que van desde la adquisición y el funcionamiento de compresores hasta compra de aire comprimido en la puerta de la planta o en cabeza de pozo. Otras optimizaciones se pueden obtener en la selección de una fuente de alimentación para el compresor; ya sea gas o electricidad natural, dependiendo de las circunstancias locales.

2.2.2. Compresión del aire.

Los dos puntos clave a considerar en el diseño de compresión para un proyecto de inyección de aire son²⁵:

- ✓ La instalación de un sistema de compresión dual
- ✓ La capacidad del compresor

Un sistema de compresión dual ofrece 'espacio vacío' de compresión y, por tanto, la redundancia en el sistema de compresión. La redundancia se usa comúnmente para reducir el estrés de las unidades individuales y asegurar que el sistema no se detenga por completo si una unidad falla.

En la inyección de aire la redundancia es fundamental desde las perspectivas de rendimiento de seguridad y del proceso. En primer lugar, se asegura que no ocurra reflujos de aire en el inyector, eliminando la posibilidad de una explosión. En segundo lugar, se mantiene el flujo de aire continuo y suficiente para que las reacciones que se producen en el yacimiento no estén privadas de oxígeno.

Los sistemas de compresión deben ser diseñados para satisfacer las necesidades de inyección durante toda la vida del proyecto. En el caso de la inyección de aire,

²⁵Hughes, B.L; Sarma, H.K; SPE; U. of Adelaide. "Burning Reserves for Greater Recovery? Air Injection Potential in Australian Light Oil Reservoirs" SPE 101099, 2006.Pág 11.

la capacidad de compresión debe ser diseñada por encima de lo que inicialmente se requiere, esto es debido a la presión 'pico' que se produce en el yacimiento.

2.2.3. Tasa de inyección de aire.

La tasa de inyección de aire es importante para aumentar la recuperación de petróleo en la inyección de aire. Si la tasa de inyección de aire es más alta que la tasa de gas crítico, ocurre una canalización del aire inyectado dentro del yacimiento y la eficiencia del barrido vertical disminuye de manera significativa.

En conclusión la tasa de inyección de aire debería ser baja para controlar la canalización del aire y lo suficientemente alta para mantener la combustión. La tasa de inyección es necesaria para incrementar el factor de recobro de HPAI, y podría ser calculada por estudios de simulación o pilotos.

2.2.4. Utilización del aire.

La utilidad del aire se define como la cantidad de aire inyectado para producir un barril incremental del aceite; también se conoce como la relación de aire-aceite incremental (AOR) y se usa generalmente para medir el rendimiento de un proyecto de inyección de aire. Para proyectos de este tipo, el AOR es de 12 a 16 MSCF/STB, los cuales fueron determinados de casos donde se han obtenido buenos resultados de la técnica con un AOR acumulado aproximado de 14 MSCF por barril incremental de aceite.²⁶

2.2.5. Pozos inyectoros.

Al momento de aplicar el proceso de inyección de aire en un yacimiento determinado es necesario decidir si se perfora un pozo para inyectar o se adecua los pozos ya existentes para esta función.

²⁶Gutierrez, D; Miller, R.J; Computer Modelling Group. "Buffalo Field High Pressure Air Injection Projects: Technical Performance and Operational Challenges" SPE 113254, 2008.Pág 7.

Cuando se opta por los pozos ya existentes, lo más conveniente es que la decisión se tome teniendo en cuenta la experiencia de las personas que más estén familiarizadas con el campo en consideración ya que la mayoría de operadores quieren minimizar el número de nuevos pozos que deben ser perforados²⁷; por lo tanto, es importante seleccionar adecuadamente los inyectores, con el fin de hacer el mejor uso posible de la infraestructura ya existente. Para esta selección se debe tener en cuenta que el pozo existente tenga una buena comunicación con el yacimiento para que el proceso sea posible.

Al inicio de un proyecto de inyección de aire los expertos recomiendan que al menos dos inyectores sean instalados de modo que el operador tenga la posibilidad de variar las tasas de inyección sin tener que cerrar los compresores o liberar el exceso de aire.

2.3. PROBLEMAS OPERACIONALES

Los principales problemas operacionales que se pueden presentar son los siguientes:

2.3.1. Fuga de gas.

En los pozos de inyección de aire es posible que se presente taponamiento de la formación cercana al pozo y fugas de gas por el anular. El mejor método para determinar si hay daño, ha sido correr durante 30 minutos una prueba fall off y comparar con las anteriores pruebas. Debido a que si el pozo presentaba un daño, los primeros cinco minutos de la prueba mostraban una sustancial disminución de la presión.

²⁷Moore; Op. cit. Pág 5.

Este daño puede ser causado probablemente por una combinación de aceite lubricante del compresor u otros factores en la cara del pozo. Los pozos de inyección que presentaban daños retornaban el aire a la atmósfera durante 15 a 30 minutos mientras era reparado el problema. En algunos casos, los pozos son acidificados para eliminar el daño.

Varios de los siguientes métodos son usados para eliminar o mitigar el problema de fugas de aire²⁸:

- ✓ Revestimiento de plástico para evitar que pequeñas fugas de aire y la corrosión.
- ✓ Cementación de la tubería dentro del casing para eliminar el fluido acuoso del empaque.
- ✓ Cambiar el lubricante de tubería de las roscas de tubería para minimizar la oxidación.
- ✓ Prueba de las conexiones de la tubería con el hidrógeno y el helio en lugar de agua para detectar mejor los posibles fugas de aire.
- ✓ Sustitución de los medidores de 5000 psi a medidores de 1000 psi para detectar pequeñas fugas de aire más rápido.

2.3.2. Volúmenes de gas.

El volumen de gas producido en el proceso de la inyección de aire es un factor a considerar, ya que puede causar dificultades al manejarlo en superficie. La alta producción de gas puede generar erosión en los equipos y problemas mecánicos. El proceso de inyección de aire genera un ambiente corrosivo, el cual es causado por la mezcla de agua y oxígeno en el inyector, además de la generación y producción del CO₂. La corrosión en el pozo puede causar fugas, provocando la

²⁸Gutierrez; Op. cit. P. 9.

disminución en la eficiencia de la inyección, y un peligro para la seguridad debido a la posibilidad de reacción incontrolada de oxígeno²⁹.

2.3.3. HSE.

La salud, Seguridad y Medio Ambiente son consideraciones clave en cualquier aspecto de la industria de petróleo y gas. El factor de seguridad a tener en cuenta en una inyección de aire es la combinación entre los hidrocarburos y el aire a una determinada presión. Los posibles peligros reconocidos incluyen:

- ✓ Explosión en el compresor y líneas de inyección de aire
- ✓ Explosión en el pozo inyector debido al reflujo de los hidrocarburos
- ✓ Explosión en el productor debido al avance o tasa de oxígeno.

Con el fin de prevenir los peligros mencionados, previamente la planta de inyección es diseñada para:

- ✓ Proveer la seguridad y redundancia de todos los sistemas.
- ✓ Proporcionar control por ordenador y activación del sistema de alerta.
- ✓ Controlar la tasa y la presión en cada pozo de inyección.

Algunas medidas que se toman en el pozo productor del proceso son:

- ✓ Se monitorea la producción de gas para detectar la concentración de oxígeno.
- ✓ Se cierra inmediatamente una vez la fracción molar de oxígeno alcance un nivel específico (generalmente 3-5%)³⁰.

²⁹Hughes, B.L; Op. cit Pág 11.

³⁰Hughes; Op. cit. Pág 11.

2.3.4. Consideraciones especiales

En el caso de implementar un proceso de inyección de aire a altas presiones se deben tomar algunas precauciones para prevenir los problemas de explosión debido a la alta presión que se maneja en la técnica. Para reducir este riesgo, los siguientes equipos, materiales y procesos son empleados con base en la información recopilada en campos donde se ha implementado la técnica³¹.

- ✓ Empaques especiales, conexiones de tubería de dos pasos, y las pruebas de presión para minimizar la posibilidad de fugas de fondo de pozo.
- ✓ Lubricantes especiales que soporten una alta temperatura para compresores, cabezas de pozo y la tubería para reducir al mínimo el peligro de explosión.
- ✓ Los controles en cabeza de pozo de los pozos de inyección para evitar el reflujó y el aumento de la presión.
- ✓ Compresores duales para añadir redundancia y mantener la inyección constante en el yacimiento.
- ✓ Un sistema de despliegue de nitrógeno para asegurar una presión continua positiva en el yacimiento en el caso de que ambos compresores funcionen mal al mismo tiempo.
- ✓ Un generador de emergencia para proporcionar respaldo eléctrico automático en caso de una falla en la energía.

³¹Watts, B.C; Hall, T.F; SPE; Petri, D.J; Total Minatome Corporation. "The horse creek air injection project" SPE 38359, 1997. Pág 5.

3. DESARROLLO DEL MODELO DE FLUIDOS

La generación de un PVT para un fluido dado, es necesaria para simular y observar el comportamiento de dicho fluido a ciertas condiciones de presión y temperatura. El procedimiento a seguir para desarrollar el modelo de fluidos se podrá observar con mayor detenimiento en el anexo 1 del presente documento.

La herramienta utilizada durante la construcción del modelo de fluidos es WinProp, un programa especialmente enfocado en el modelamiento de las propiedades del fluido y el comportamiento de sus fases. El software WinProp hace parte de los simuladores de la compañía CMG y es un instrumento de ingeniería completo con ecuaciones de estado, permitiendo la modelación numérica del fluido a partir de las ecuaciones de estado. Esta herramienta se puede utilizar bajo condiciones de yacimiento o de superficie, ya que puede usar pruebas de laboratorio, composición térmica, o simulación de composición.

Este software se puede utilizar para:

- Caracterización de componentes
- Ajustes de PVT
- Estudios de miscibilidad
- Modelar pruebas de laboratorio
- Predicción de parafinas y producción de asfáltenos
- Generación de datos PVT para los simuladores de CMG.

3.1. COMPOSICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO

Para el presente trabajo se presentarán unos criterios de selección ya nombrados en el capítulo 1. Es importante resaltar que el fluido a utilizar es un aceite ligero, a continuación se puede observar que las características iniciales del fluido en yacimiento son las apropiadas para la aplicación de la técnica de inyección de aire. La data del fluido de análisis fue suministrado por el Grupo de Recobro Mejorado (GRM) de la Universidad Industrial de Santander, está compuesto por 36 componentes entre hidrocarburos y no hidrocarburos, donde se puede observar algunas de las propiedades dadas a escala de laboratorio para su futuro análisis.

3.1.1. Composición.

Para muchos crudos, las mediciones que se realizan a escala de laboratorio, corresponden a gravedad específica (GE), peso molecular (PM), entre otras. Sin embargo, es necesario conocer la composición del crudo, dado que esta información es importante para el estudio y caracterización del fluido en base a las pruebas de laboratorio.

A continuación se describe la composición del fluido hidrocarburo con sus componentes no hidrocarburos en base seca.

Tabla 4 Composición del fluido.

COMPONENTES	% Wt	% Mol
Nitrógeno	0,0387	0,1804
Dióxido de carbono	0,6480	1,9223
Metano	3,7782	30,7540
Etano	1,3966	6,0639
Propano	1,4739	4,3637
Isobutano	0,5094	1,1443
Normal Butano	0,7705	1,7309
Isopentano	0,5918	1,0710
Normal Pentano	0,5357	0,9694
Hexanos	1,5013	2,3335
Heptanos	2,2390	3,0450
Octanos	3,4712	4,2355
Nonanos	3,4166	3,6866
Decanos	3,2133	3,1309
Undecanos	2,7748	2,4645
Dodecanos	2,7902	2,2627
Tridecanos	4,0952	3,0553
Tetradecanos	4,3913	3,0176
Pentadecanos	3,9453	2,5005
Hexadecanos	3,6611	2,1532
Heptadecanos	3,7227	2,0508
Octadecanos	4,0575	2,1106
Nanodecanos	3,8818	1,9271
Eicosanos	3,3429	1,5871
Henicosanos	3,0606	1,3732
Docosanos	2,8895	1,2369
Tricosanos	2,5492	1,0467

Tetracosanos	2,6118	1,0302
Pentacosanos	2,2770	0,8617
Hexacosanos	2,0480	0,7448
Heptacosanos	2,0986	0,7326
Octocosanos	1,8485	0,6220
nonacosanos	1,7712	0,5753
Tricontanos plus	18,1013	3,2942
Benceno	0,0681	0,1138
Tolueno	0,4295	0,6082

Fuente. Análisis PVT de un crudo liviano, suministrado por el GRM.

3.1.2. Características.

Para la apropiada caracterización del comportamiento del fluido, es necesario contar con datos de importancia como lo son la presión del yacimiento, su debida temperatura, el punto de saturación del fluido entre otras.

Tabla 5 Datos del fluido.

DATO	VALOR	UNIDAD
Presión del yacimiento	4170	Psi
Presión de burbuja	2501	Psi
Temperatura	252	°F
Gravedad	30	API

Fuente. Análisis PVT de un crudo liviano, suministrado por el GRM.

3.2. AGRUPAMIENTO DE LOS COMPONENTES DEL FLUIDO (LUMPING)

Teniendo en cuenta que se realizará una inyección de aire, es necesario tener por separado la caracterización del dióxido de carbono y nitrógeno, así como agrupar livianos, medianos y pesados; ya que estos parámetros son los de monitoreo y

claves en la combustión para determinar el momento de ignición. Para ellos se tuvieron en cuenta varios documentos que contuvieran diferentes agrupamientos de componentes con sus respectivas reacciones para una inyección de aire en crudo liviano.

Para el agrupamiento de componentes se tuvo en cuenta que este estuviese acorde al presentado en el documento en el que se basó la simulación y del cual se tomó base para las reacciones que serán analizadas más adelante en el presente documento. En la tabla 6, se presenta el agrupamiento dado con su respectivo peso. Como se nombró anteriormente, se hizo posible tomar como referencia el documento datado por Fasihi et al. 2002, ya que al realizar el agrupamiento, las fracciones pesadas muestran porcentajes parecidos con un error menor al 5%.

Tabla 6. Agrupamiento de componentes.

COMPOSICIÓN	PORCENTAJE MOLAR
N_2	0.0018039928
CO_2	0.019222923
CH_4	0.30753877
$C_2 - nC_4$	0.13302747
$iC_5 - C_6$	0.050958796
$C_7 - C_{11}$	0.16562434
$C_{12} - C_{17}$	0.1504004
$C_{18} - C_{30}$	0.17142331
Sumatoria	1.000000018

Fuente: Fasihi M.R. "Laboratory and Simulation Characterization of Light Oil Air Injection". P.12. 2002.

3.3. AJUSTE DE PRESIÓN DE SATURACIÓN

Para obtener un buen comportamiento en cada de los ajustes que se realizarán a las pruebas de laboratorio que se tienen para el fluido en estudio, es necesario comprobar que la presión de saturación se encuentra en valores dados por el simulador, por ello se hace este ajuste. Además de mostrar el comportamiento mostrado y el valor dado por pruebas de laboratorio, la presión de saturación es un parámetro que se estará observando cada vez que se realice un ajuste a una prueba, sea la liberación diferencial o CCE. En primera instancia se analizó el punto de saturación de la composición antes del agrupamiento de componentes encontrando el valor de 5000 psi, podemos ver que este valor no es el indicado, dado que las pruebas de laboratorio me evidencian que la presión de saturación está en el valor de 2501 psi. Después de analizado el mejor agrupamiento de componentes, se verificó nuevamente este valor encontrando que es de 2501,3 psi. Para este caso encontramos que el error con el valor de laboratorio medido es menor al 1%. Por ello podemos concluir que el comportamiento del fluido se presentará de manera adecuada mostrando los cambios dados para un fluido ligero. Finalmente en el momento de la verificación del ajuste dado en la herramienta WinProp se evidenció una presión de saturación final de 2508 psi.

3.4. PRUEBAS DE PRESIÓN VOLUMEN Y TEMPERATURA (PVT)

Para realizar un ajuste apropiado del fluido se hace necesario cargar una serie de pruebas tales como: presión de saturación, liberación diferencial y expansión a composición constante, entre otras. En este caso se cuenta con cuatro pruebas PVT para el análisis del ajuste del modelo de fluidos basándose en las pruebas experimentales modeladas. A continuación se muestra la forma en que fueron cargadas las pruebas.

3.4.1. Presión de saturación.

La presión de saturación es un cálculo que se establece en WinProp y es necesario hacerlo antes de cargar una prueba; para realizar este cálculo se debe ingresar algunos datos que son requeridos por el simulador tales como: la presión de saturación experimental y la temperatura del yacimiento que se encuentran en las pruebas PVT que se tienen para el ajuste.

3.4.2. Prueba de liberación diferencial (LD).

Esta es una prueba que se realiza a los diferentes fluidos para simular las condiciones encontradas en el yacimiento. En la siguiente tabla se encuentra los datos utilizados a diferentes presiones para esta prueba.

Tabla 7 Prueba de liberación diferencial.

Presión (psia)	Oil FVF (rb/STB)	GOR (SCF/STB)
2501	1.3777	517.884
2200	1.3502	457.227
1900	1.322	398.036
1600	1.296	339.029
1300	1.2692	283.03
1000	1.2428	226.547
600	1.2063	149.769
200	1.1576	60.359
15	1.0957	-

Fuente. Análisis PVT de un crudo liviano, suministrado por el GRM.

3.4.3. Prueba de expansión a composición constante (CCE).

Para el ajuste del fluido se cuentan con dos pruebas a composición constante donde se ingresan los datos principales que son la temperatura del yacimiento y la presión de saturación, de estas dos pruebas la primera representa la densidad y la segunda la viscosidad del fluido.

Tabla 8. Prueba de expansión a composición constante.

Presión (psia)	Densidad del aceite (lbm/ft ³)
6000	46.71181071
4400	45.98023183
4200	45.87973337
3600	45.57698955
3400	45.48523008
3000	45.30545643
2600	45.09322365
2501	45.03704439
1600	46.41468482
1000	47.43652323
200	49.0913147
15	50.57195045

Fuente. Análisis PVT de un crudo liviano, suministrado por el GRM.

Tabla 9. Prueba de expansión a composición constante.

Presión (psia)	Viscosidad del aceite (cp)
6000	0.5389
5100	0.5169
4800	0.5095
3800	0.485
3600	0.4819
3400	0.4752
2800	0.4605
2600	0.4576
2501	0.4555
1300	0.633
1000	0.6938
15	-

Fuente. Análisis PVT de un crudo liviano, suministrado por el GRM.

3.5. AJUSTE REPRESENTATIVO DEL MODELO FLUIDOS

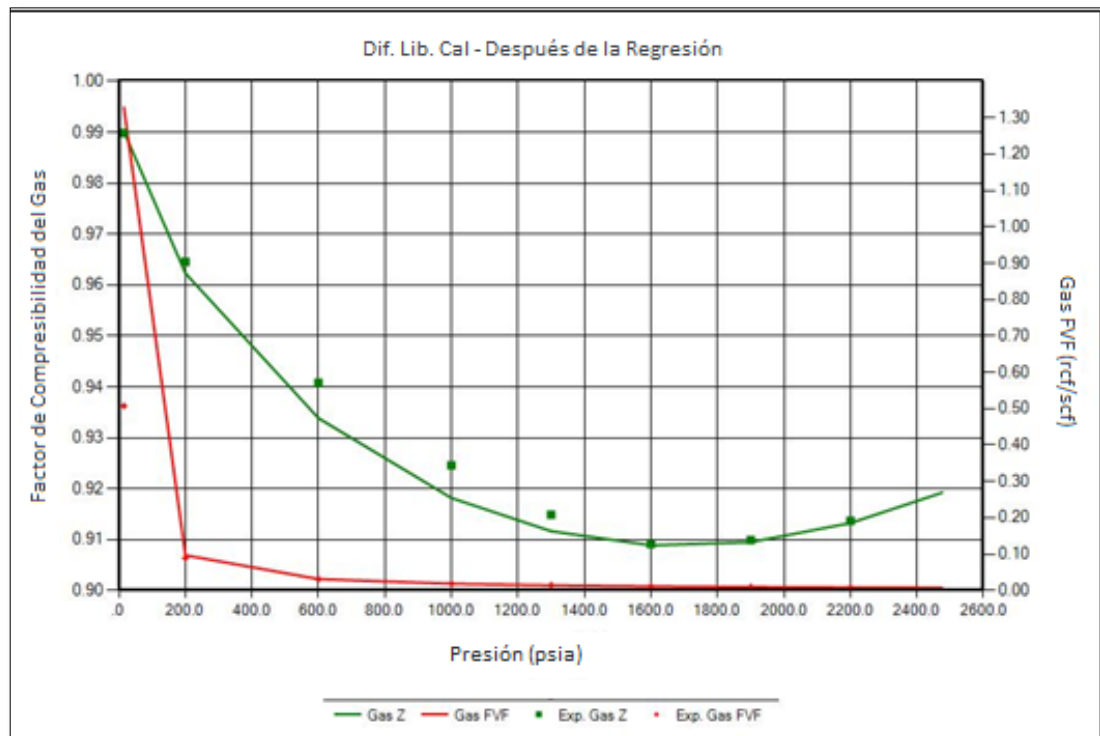
Al momento de realizar un ajuste en la herramienta de WinProp se hace necesario reducir al máximo la diferencia entre el comportamiento calculado y el experimental ya que se presentan algunas variaciones en las tendencias generadas. A continuación se presentan las respectivas Ilustraciones ajustadas en la herramienta.

3.5.1. Ajuste de la prueba de liberación diferencial.

Para lograr un adecuado ajuste de la prueba de liberación diferencial se debe tener en cuenta el tipo de crudo que se quiere ajustar, ya que se deben escoger

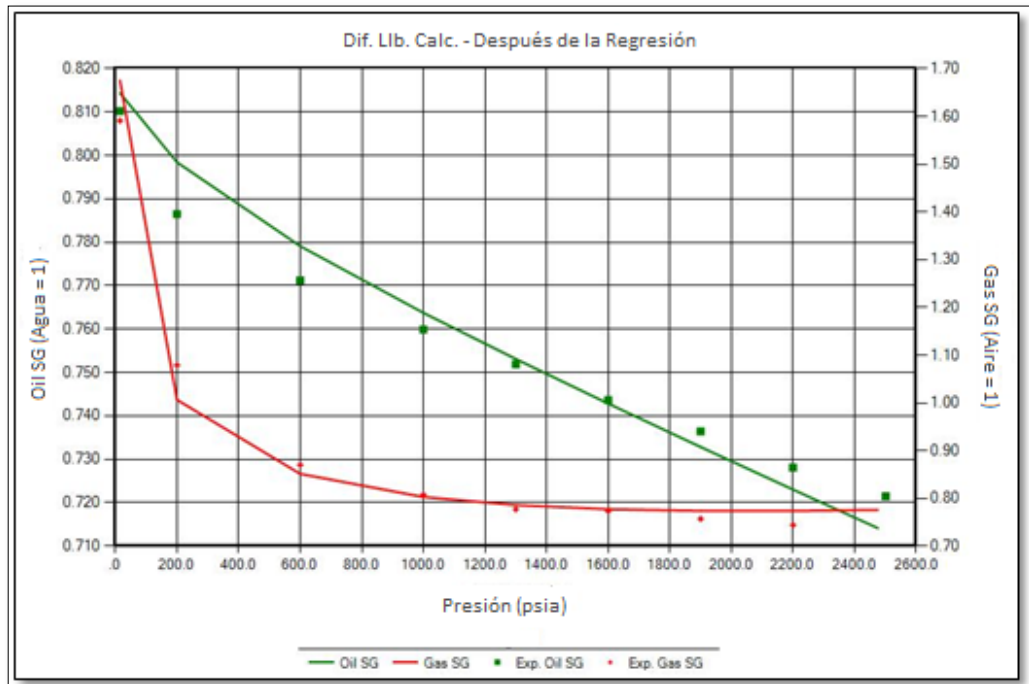
los parámetros que se van a variar para el respectivo ajuste a los datos experimentales, y no será lo mismo el comportamiento de un crudo pesado a uno liviano, siendo este último el usado para el ajuste. A continuación se presentan las gráficas generadas por la herramienta después de la respectiva regresión de la prueba cargada. En la figura 4, se aprecia el ajuste de la relación gas aceite y volumen relativo del aceite. Presentando un error menor al 5%.

Figura 4. Ajuste de la compresibilidad.



Fuente. Computer Modelling Group. WinProp

Figura 5. Ajuste de la gravedad específica.

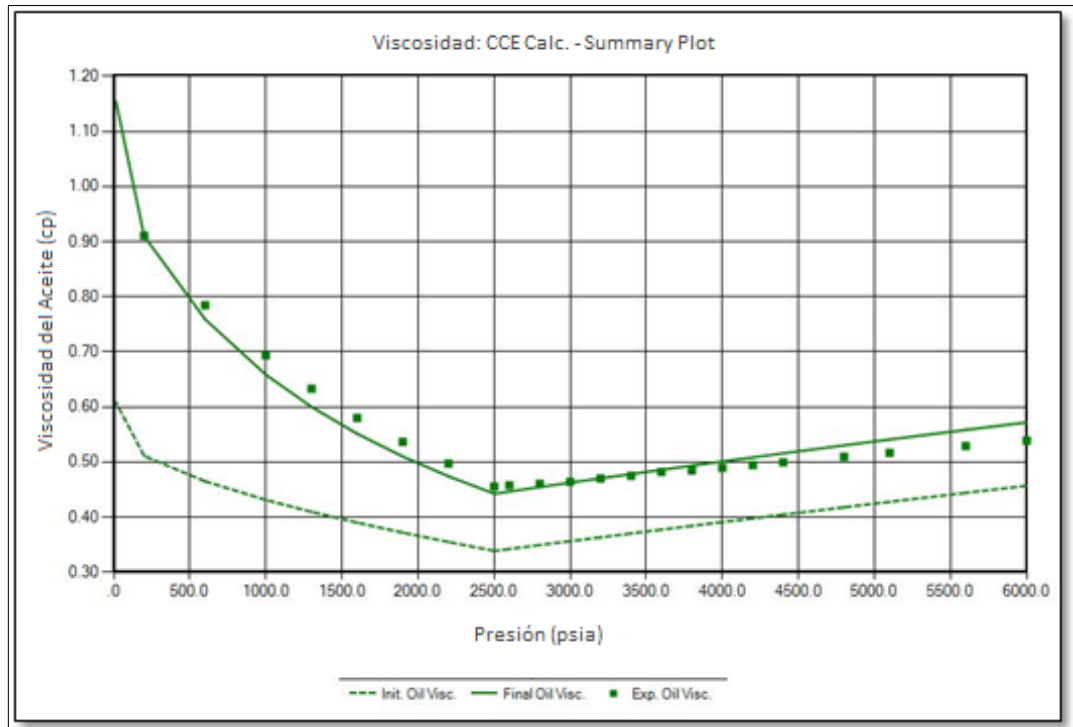


Fuente. Computer Modelling Group. WinProp

3.5.2. Ajuste de la densidad.

El ajuste de la densidad no tuvo inconvenientes, ya que el comportamiento calculado por la herramienta y los datos experimentales presenta un error menor al 5%, generando una buena tendencia que se observa en la figura6, donde la presión de saturación corresponde a la ingresada. Presentando un error menor al 5%.

Figura 6. Ajuste de la densidad.

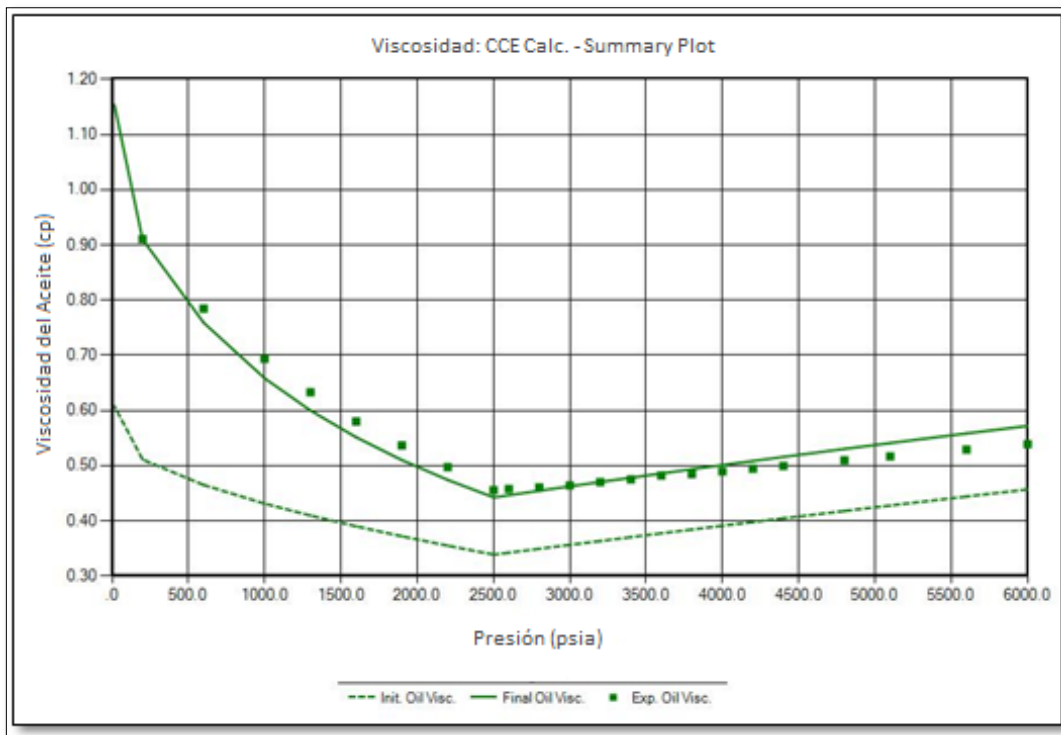


Fuente. Computer Modelling Group. WinProp

3.5.3. Ajuste de la viscosidad.

Entre los ajustes más importantes se encuentra la viscosidad debido a que su tendencia debe ser lo más cercana posible a la movilidad real del fluido en yacimiento; para este caso se realizó el ajuste por medio de la correlación Jossi-Stiel-Thodos que está incluida en la herramienta, después se seleccionaron los parámetros de viscosidad que permitieron un ajuste adecuado como se puede observar en la figura 7. Presentando un error menor al 5%.

Figura 7. Ajuste de la viscosidad.



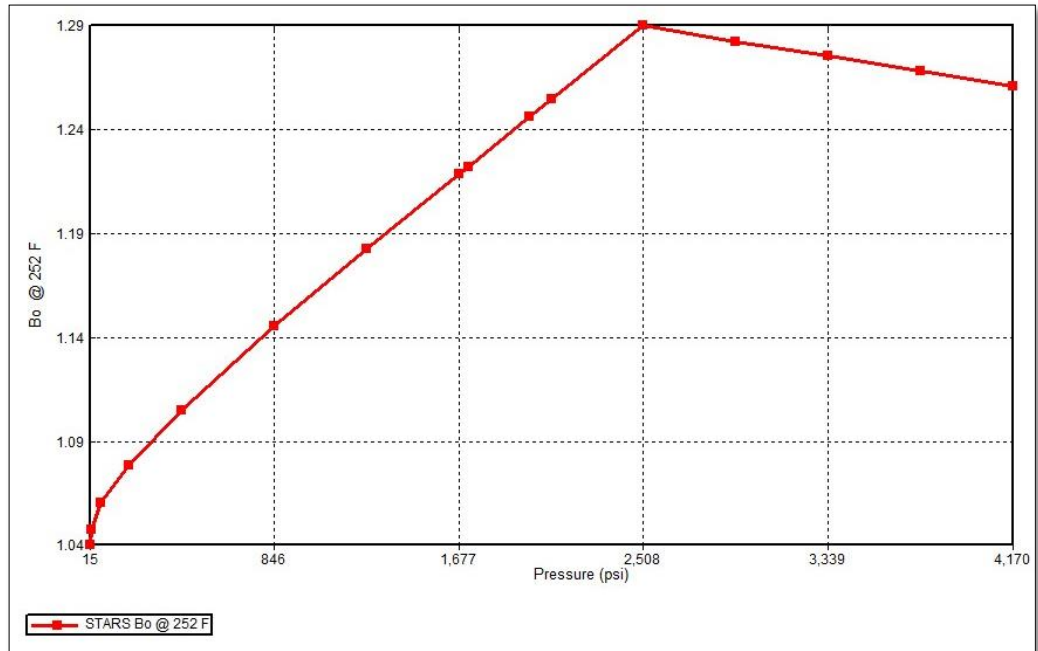
Fuente. Computer Modelling Group. WinProp

3.6. VALIDACIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS MEDIANTE LA HERRAMIENTA STARS

Una vez terminado el ajuste representativo del fluido en la herramienta WinProp se procedió a exportar el archivo a la herramienta STARS, en donde se va a construir el modelo base de simulación y se hará el desarrollo de la técnica.

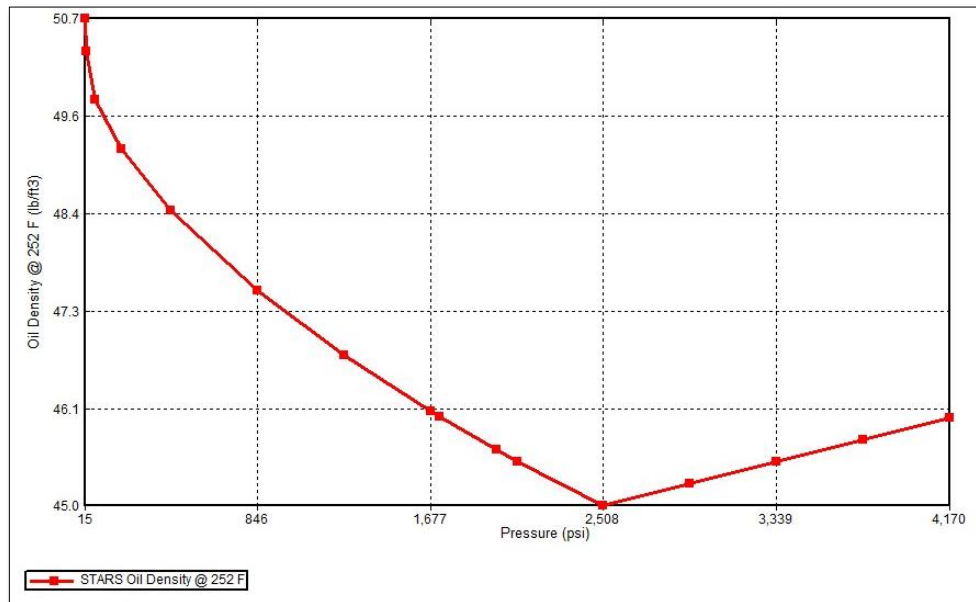
Después de la validación del PVT por parte de la herramienta STARS, esta genera unas nuevas ilustraciones que fueron calculadas a partir de correlaciones que presenta el simulador térmico. A continuación se presentan las tendencias generadas en STARS.

Figura 8. Factor volumétrico de formación.



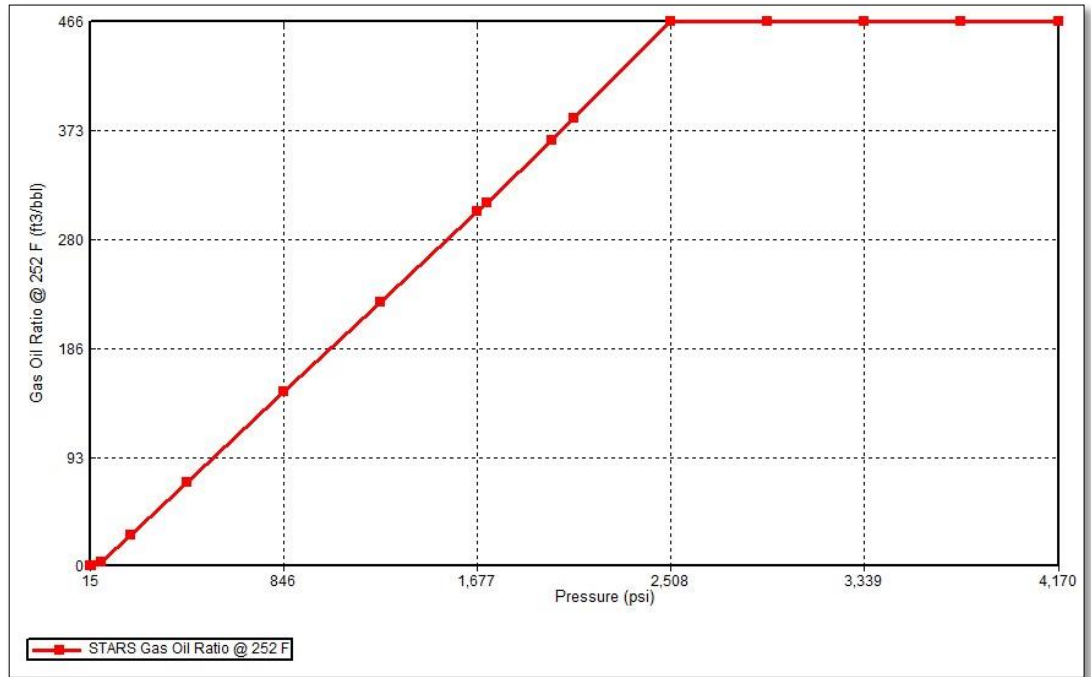
Fuente. Computer Modelling Group. STARS

Figura 9. Densidad del aceite.



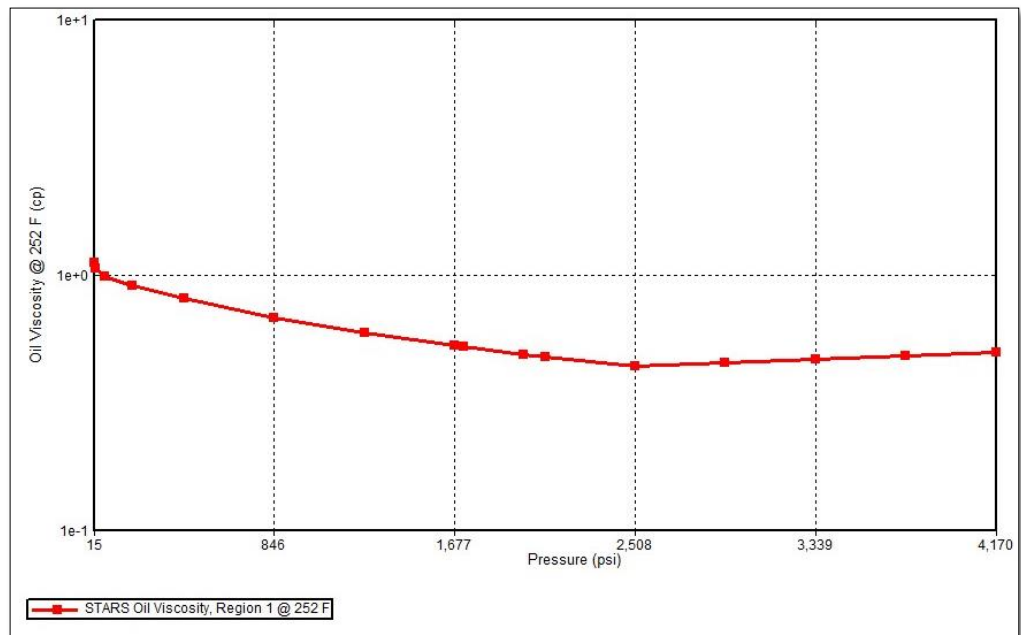
Fuente. Computer Modelling Group. Stars

Figura 10. Relación gas-aceite.



Fuente: Computer Modelling Group. STARS

Figura 11. Viscosidad.



Fuente. Computer Modelling Group. STARS

De las figuras anteriores se puede decir que cada propiedad cumple con la tendencia esperada y que se había observado en WinProp cuando se realizó el ajuste. Vale la pena decir que la presión de saturación correspondiente del yacimiento es de 2501 psia tal como se ingresó en WinProp, pero una vez validado en STARS varió a 2508 psia presentando un error menor al 1%, ya que esta herramienta usa sus propias correlaciones para este cálculo.

4. MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

Para la elaboración del modelo conceptual de simulación, que permita representar las características de un yacimiento de crudo liviano sometido a una inyección de aire, es necesario realizar sensibilizaciones a diferentes parámetros que permitan analizar el comportamiento y la eficiencia de la técnica; por ende, se utilizará la herramienta STARS de la compañía CMG, debido a que esta simula procesos térmicos. Los diferentes valores de los parámetros a utilizar en el modelo conceptual, se escogieron con base en los resultados de la investigación bibliográfica de yacimientos donde se ha implementado la técnica de manera exitosa definiendo unos criterios de selección.

4.1. ENMALLADO DE SIMULACIÓN

El enmallado de simulación involucra el número de celdas, su distribución representando la extensión física (área y espesor) y forma del yacimiento. Para este caso se definió un enmallado de tipo cartesiano, las dimensiones del enmallado se observan en la tabla 10.

Tabla 10 Dimensiones del enmallado de simulación.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Celdas en i	31	-
Celdas en j	31	-
Celdas en k	8	-
Longitud celdas i,j	36	ft
Profundidad	8700	ft

4.2. CONDICIONES INICIALES DE YACIMIENTO

Es necesario definir las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento que se muestran en la tabla 11.

Tabla 11 Condiciones iniciales de yacimiento.

CONDICIONES INICIALES DEL YACIMIENTO	
Presión	4170 psi
Temperatura	252 °F

4.2.1. Propiedades petrofísicas del yacimiento.

Las propiedades petrofísicas del modelo se presentan en la tabla 12.

Tabla 12. Propiedades petrofísicas del yacimiento.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Porosidad	20	%
Permeabilidad	10	mD
Espesor	80	Pies
Saturacion de aceite	90	%
Saturacion de agua	10	%

4.2.2. Endpoints y generación de las curvas de permeabilidad.

Las figuras 12 y 13 se muestran las curvas de permeabilidad relativa para los sistemas agua/aceite y líquido/gas. Las tres fases de permeabilidades relativas están en un set y fueron calculadas usando el modelo Stone II en STARS. Las curvas originales de permeabilidad relativa fueron obtenidas de un estudio

conducido por Niz Velasquez et al. 2009; siendo un núcleo especializado el cual fue usado para un desempeño secuencial de inyecciones.³²

Los valores de los endpoints que generan las curvas de permeabilidades relativas se muestran en la tabla 13.

Tabla 13. Endpoints.

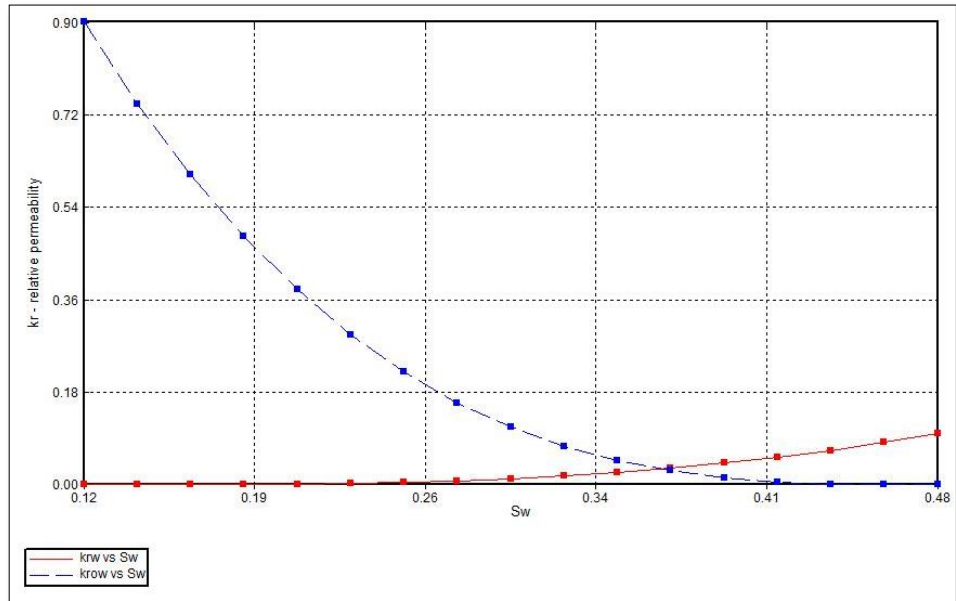
ENDPOINTS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	
PROPIEDAD	VALOR
Saturación de agua connata	0.12
Saturación de agua critica	0.12
Saturación de aceite irreducible (Curva agua-aceite)	0.52
Saturación de aceite residual (Curva agua-aceite)	0.52
Saturación de aceite irreducible (Curva gas-liquido)	0.52
Saturación de aceite residual (Curva gas-liquido)	0.52
Saturación de gas connata	0
Saturación critica de gas	0
Permeabilidad relativa aceite en saturación agua connata	0.9
Permeabilidad relativa agua en saturación aceite irreducible	0.1
Permeabilidad relativa al gas en liquido connata	0.15
Exponentes n para las correlaciones de Stone	3

Fuente. Yalda Barzin. "An Experimental and Numerical Study of the Oxidation/Combustion Reaction Kinetics in High Pressure Air Injection Process". University of Calgary.2013.

Se realiza el ingreso de los valores de los endpoints previamente mostrados, ya que por medio de estos, el simulador genera las curvas de permeabilidad relativa para el agua/aceite y gas/líquidos que se muestran en las siguientes Ilustraciones.

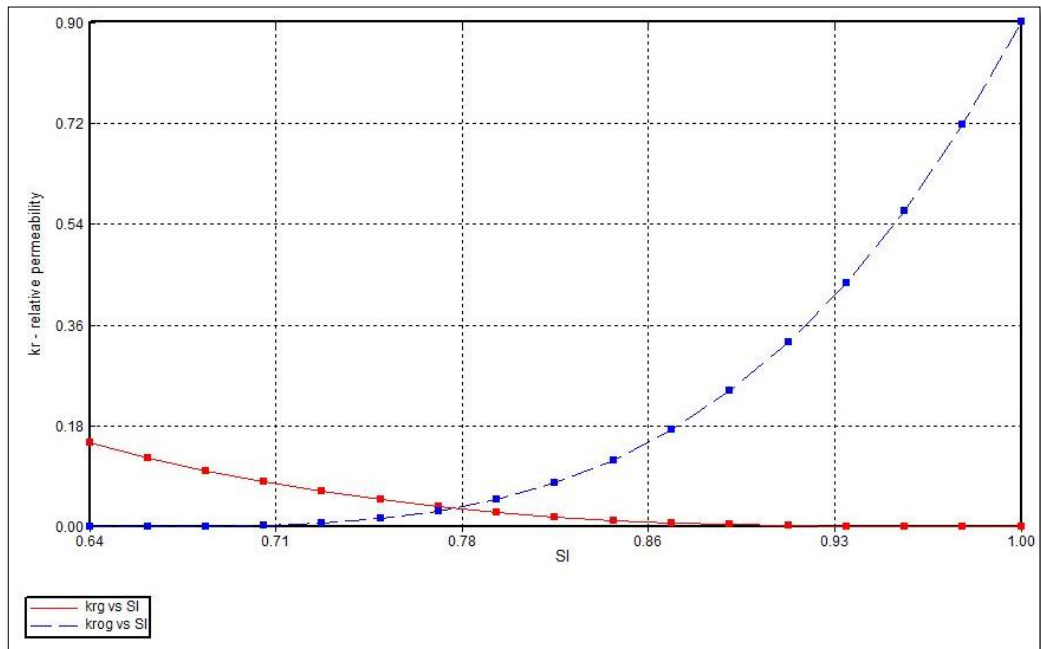
³²Barzin Yalda. An experimental and numerical study of the oxidation/combustion reaction kinetic in high air injection process. Thesis of Calgary. 2013. P 158.

Figura 12. Curva de permeabilidad relativa Agua–Aceite



Fuente. Computer Modelling Group. STARS

Figura 13. Curva de permeabilidad relativa Gas–Líquido



Fuente. Computer Modelling Group. STARS

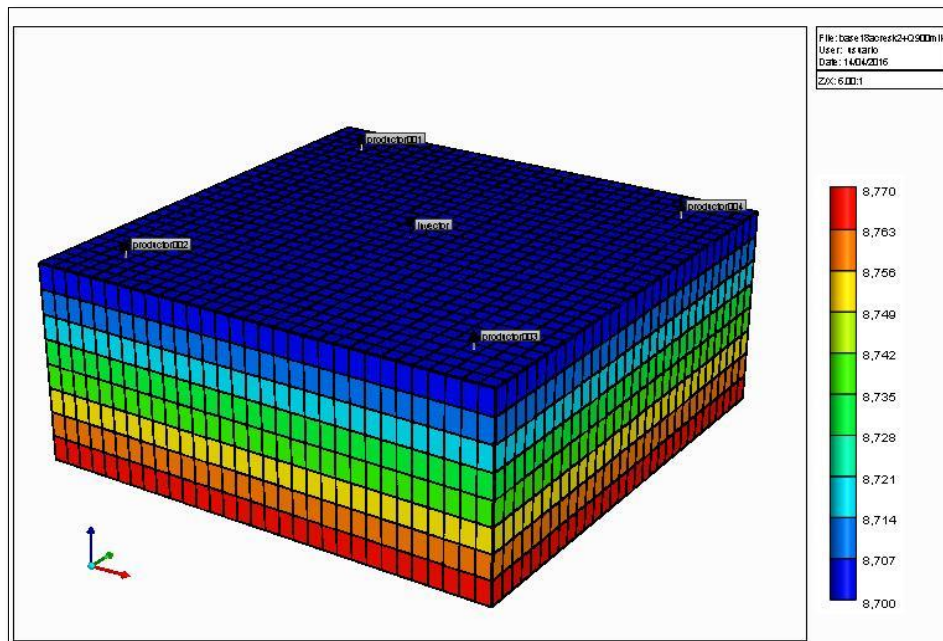
4.2.3. Configuración de pozos.

Al terminar el ingreso de los datos de yacimiento en el simulador, se procede a realizar el montaje de la con configuración de los pozos para su posterior producción e inyección. En este caso, se optó por un patrón de cinco puntos invertido, como se muestra en la figura 14.

Tabla 14 Valores del modelo de simulación.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Área total	2232	ft^2
Área trabajada	2088	ft^2
Área de anillo de confinamiento	144	ft^2
Distanciamiento pozo productor-inyector	610	ft^2

Figura 14. Arreglo de pozos.

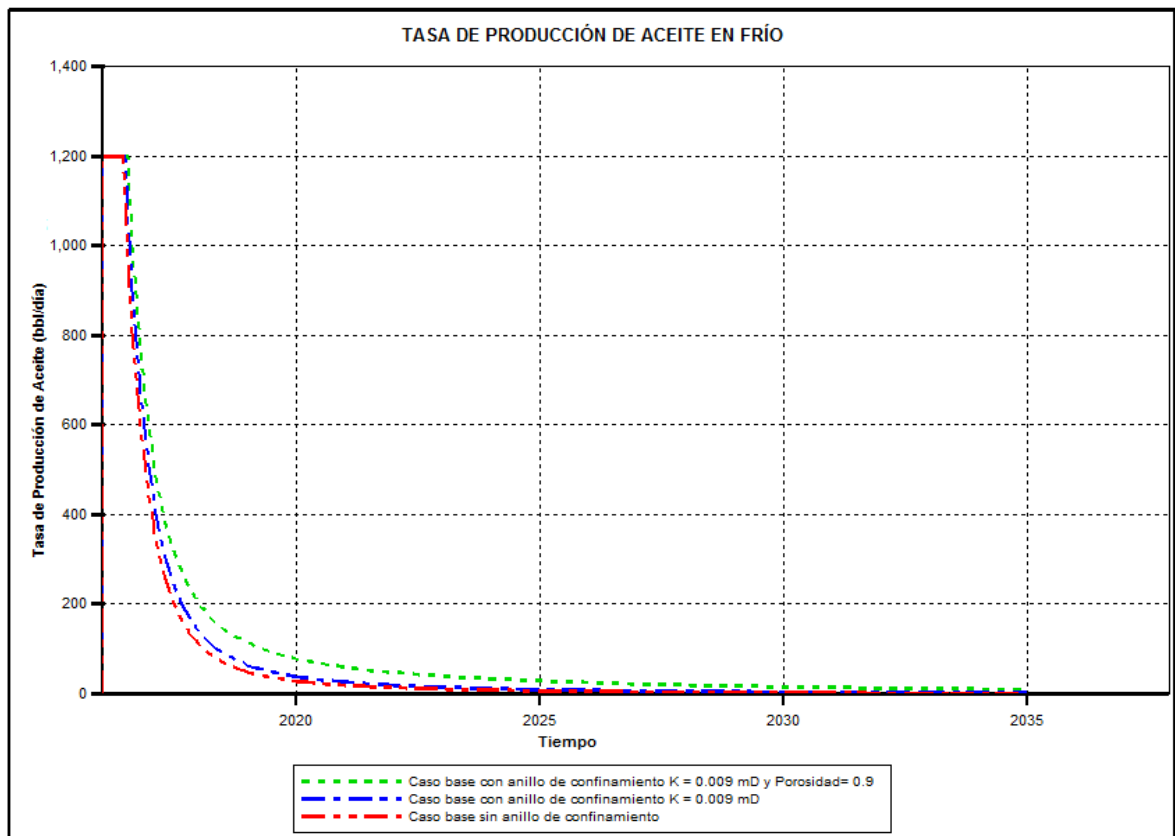


Fuente: Computer Modelling Group. STARS

4.3. CONSTRUCCIÓN DEL ANILLO DE CONFINAMIENTO

El anillo de confinamiento de un modelo base de simulación tiene un papel importante, ya que este permite reducir la caída de presión en el yacimiento, mediante la modificación de las propiedades en los bordes del modelo permitiendo representar una extensión más allá de las fronteras del modelo de simulación, impidiendo el flujo de fluidos. En la Figura 15, se observa que sin anillo de confinamiento la caída de presión es abrupta, por tal motivo se consideró implementar un anillo de confinamiento. Modificando los valores de las propiedades al anillo, se evidencia como se contribuye en una caída más suave de la presión con el tiempo de producción.

Figura 15. Propiedades usadas en el anillo de confinamiento.

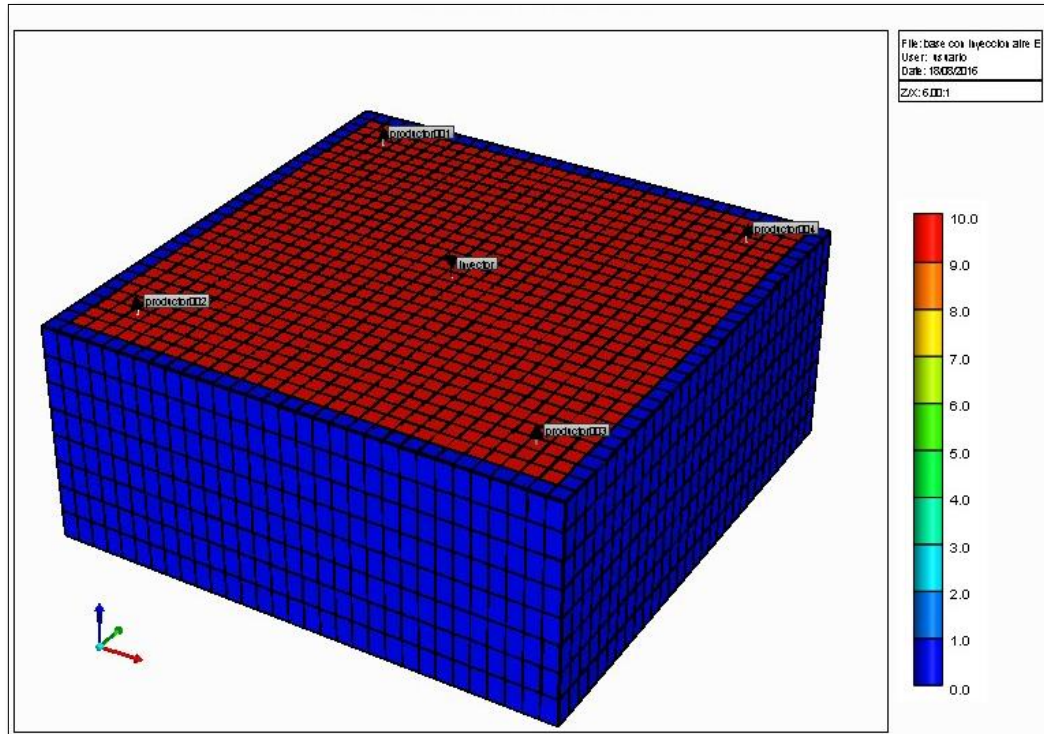


Fuente: Computer Modelling Group. STARS

4.3.1. Permeabilidad del anillo de confinamiento.

El objetivo de ingresar un valor mínimo de permeabilidad (0.009 mD) al anillo de confinamiento es evitar el aporte de fluidos por parte de este o zonas cercanas al grid o sector.

Figura 16. Anillo de confinamiento con la permeabilidad modificada en I

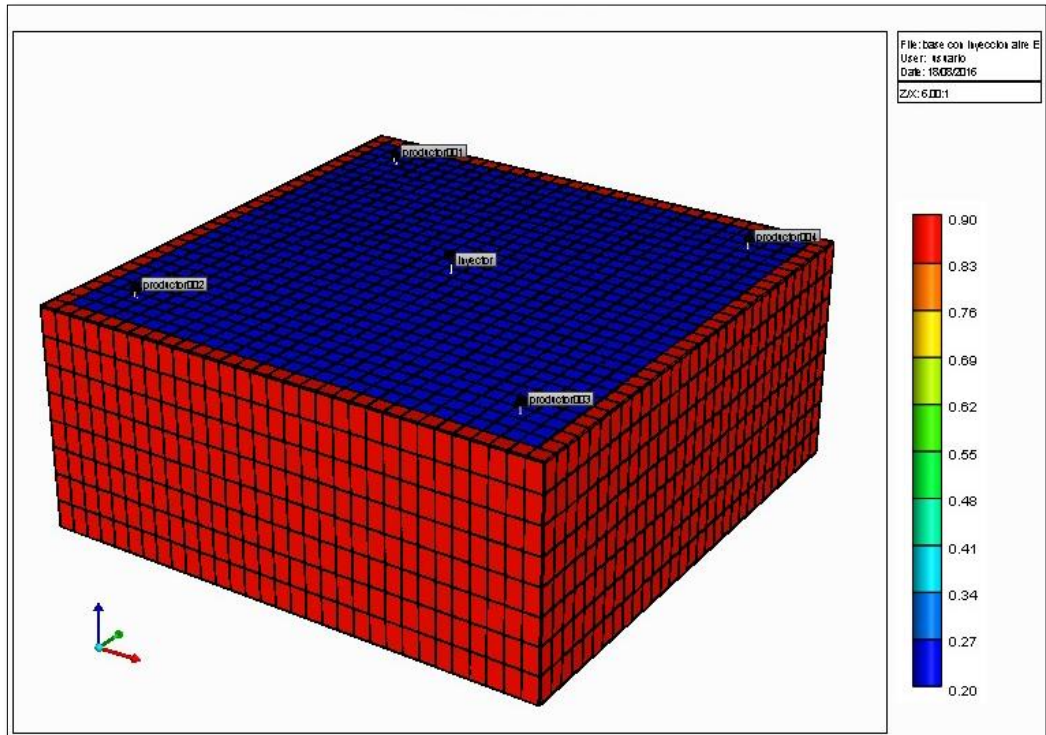


Fuente: Computer Modelling Group. STARS.

4.3.2. Porosidad del anillo de confinamiento.

Al ingresar un valor determinado de porosidad (0.90 %) al anillo de confinamiento se busca mejorar el comportamiento de la caída de presión del yacimiento y un ligero incremento en el factor de recobro.

Figura 17. Anillo de confinamiento con la porosidad modificada

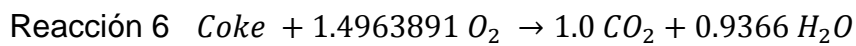
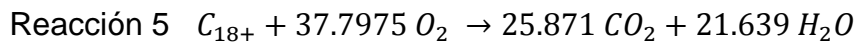
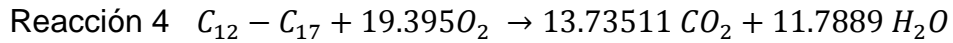
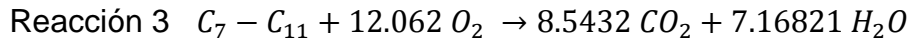
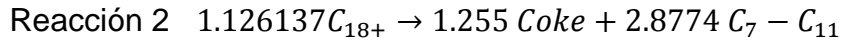
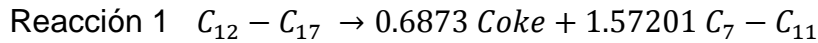


Fuente: Computer Modelling Group. STARS

4.4. REACCIONES

Un modelamiento adecuado de las reacciones de oxidación es necesario para la inyección de aire, ya que este define la respuesta del yacimiento al proceso. Para el caso base de simulación se tomaron como datos iniciales el modelo de reacción y los parámetros cinéticos de un estudio realizado por Fasihi para inyección de aire en crudo liviano en laboratorio³³, vale la pena aclarar que los parámetros deben ser sometidos a un análisis de sensibilización y modificación dentro de ciertos rangos para obtener un ajuste apropiado.

³³Fasihi M.R. "Laboratory and Simulation Characterisation of Light Oil Air Injection". 2002.



Para encontrar los coeficientes estequiométricos adecuados de las reacciones del modelo, se realizó un ajuste a través de la herramienta STARS a prueba y error hasta obtener un error de balance de masa mostrado por el simulador menor a $1 * 10^{-5}\%$, se realizaron iteraciones de los coeficientes de las reacciones debido a que en el documento de Fasihi, los componentes livianos poseían diferentes porcentajes de fracciones; sin embargo, las fracciones pesadas presentan una similitud en los porcentajes molares. En la tabla 14 se muestra los parámetros cinéticos de cada una de las reacciones.

Tabla 15 Valores de las propiedades termoquímicas en las reacciones.

Reacción	Factor de frecuencia	Entalpia	Energía de activación
1	3.3521E10	0 Btu/lbmol	77435 Btu/lbmol
2	3.3521E10	0 Btu/lbmol	77435 Btu/lbmol
3	4.0E10	2.17E+06 Btu/lbmol	48600 Btu/lbmol
4	4.0E10	3.49E+06 Btu/lbmol	48600 Btu/lbmol
5	4.0E10	6.81E+06 Btu/lbmol	48600 Btu/lbmol
6	1.0E8	2.7E+06 Btu/lbmol	14967 Btu/lbmol

Fuente: Fasihi M.R. "Laboratory and Simulation Characterization of Light Oil Air Injection". Modificado por autores.

Los valores de entalpia se obtuvieron por medio de cálculos de entalpías de formación, en la cual se tomó como valor de la entalpia de reacción 100 Kcal por gramo mol oxígeno consumido, asumiendo una conversión completa de hidrocarburos a dióxido de carbono y agua.³⁴

4.5. CALENDARIO DE PRODUCCIÓN

Para la buena aplicación de la técnica es necesario comprender en qué tiempo es necesario manejar parámetros operaciones como lo son el tiempo de la inyección, ya que si ésta se realiza a edades maduras del yacimiento, es posible que se encuentre en un estado de depleción muy alto y pueda ocasionar que la aplicación de la técnica sea un fracaso económico; por ello, se aconseja manejar edades tempranas o intermedias de la vida de producción del yacimiento para la implementación de un mecanismo adicional de recobro.

Tabla 16 Calendario de producción.

AÑO	2016	2020	2035
ETAPA	PRODUCCIÓN EN FRÍO	INYECCIÓN DE AIRE	RESULTADOS

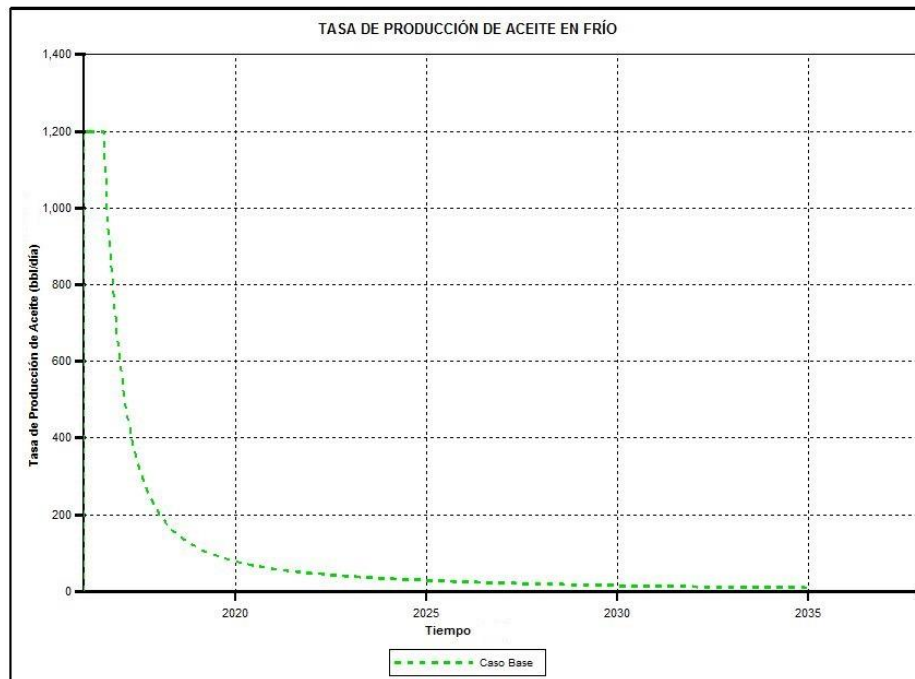
4.5.1. Producción en frío.

En la figura 18, se puede observar la producción mostrada para cuatro pozos productores, donde se evidencia que la caída de presión ocurre rápidamente en el primer año, debido a que el mecanismo de producción primario es poco eficiente aportando al mantenimiento de la presión. A medida que avanzan los años

³⁴Ibíd. Pág 22.

proyectados para la producción se nota cómo se logra estabilizar la producción; sin embargo, esta es muy baja para el área y tipo de fluido que se está utilizando.

Figura 18. Producción en frío.



Fuente: Computer Modelling Group. Result Graph.

4.5.2. Tiempo de inyección.

El tiempo de inyección es un parámetro importante como se nombraba anteriormente, ya que es determinante para el porcentaje del éxito del proyecto; para el caso en estudio, se analizó de manera minuciosa la producción en frío presentada en la figura 18, se encontró que la inyección debía iniciarse en el año 2020, en la tabla 17, se muestran algunos datos importantes sobre la inyección realizada.

Tabla 17 Propiedades de la inyección.

PROPIEDADES DE LA INYECCIÓN		
PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Tasa De Inyección	900.000	ft ³ /d
Temperatura de inyección	80	°F
Composición Del Aire	21 - O ₂ 79 - N ₂	%
Tiempo De Inyección	15	Años

4.6. PROBLEMAS ASOCIADOS AL CASO BASE DE SIMULACIÓN

Uno de los principales desafíos radicó en que la data experimental no era precisa en el esquema experimental de reacciones en la prueba de tubo de combustión, debido a esto se decidió tomar como base para las reacciones y demás componentes necesarios para la realización del análisis lo documentado por Fasihi et al. 2002, ya que se cuenta con una composición similar, especialmente en la fracción pesada del fluido; por ello, como se nombró anteriormente se trabajó el mismo lumping datado en el artículo; Sin embargo, los errores en la reacciones fueron del orden del 5%, por ello, se procedió a realizar un balance de materia para ajustar los coeficientes de las reacciones del fluido en estudio; finalmente se obtuvieron errores del orden de 10^{-5} , lo cual es más permisible en el momento de utilizar el simulador. Adicionalmente se puede encontrar cierto nivel de incertidumbre en el caudal de aire, por ello se implementó una sensibilización para reducir la misma.

4.6.1. Sensibilización del caudal de inyección.

En varias ocasiones se ha nombrado la importancia que tiene el caudal de inyección sobre la aplicación de la técnica. Esta nos permite determinar el frente de combustión, dado que si el caudal de inyección es demasiado bajo; el frente de

combustión no se propagará de manera constante, además de no alcanzar las temperaturas necesarias para que se presente las reacciones LTO y HTO que se necesitan para crear los gases de combustión que proporcionarán uno de los principales mecanismos de empuje del petróleo.

Si la tasa de inyección de aire es más alta que la crítica, se presentará una canalización de gas dentro del yacimiento, disminuyendo la eficiencia de barrido volumétrico y afectando directamente el factor de recobro. Por ello, el valor de la tasa de inyección debe ser lo suficientemente baja para evitar la canalización y a su vez la necesaria para mantener el frente de combustión.

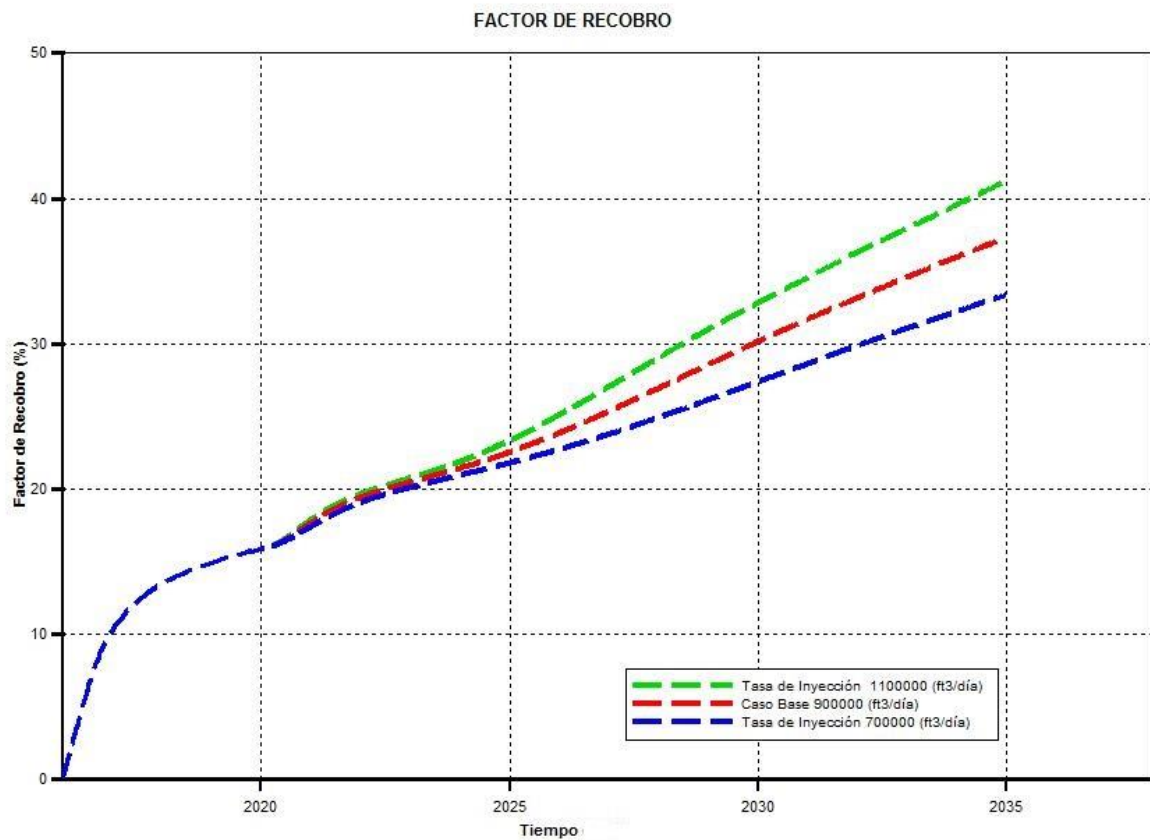
Para cumplir con este objetivo se analizaron diferentes caudales cercanos a un millón de pies cúbicos por día, tales como, lo fueron 1.1 millones y 700 mil pies cúbicos por día y se determinó que el mejor comportamiento en el frente de combustión, temperatura, caída de presión y comportamiento de la producción en esta etapa del proceso se obtenía para un caudal de 900000 pies cúbicos por día.

Por otro lado, es necesario resaltar que la producción se dio a través de sólo tres estratos de los ocho que posee el yacimiento, además de mantener bajo supervisión constante la presión de inyección para cada caudal a fin de garantizar que esta no fuera menor a la presión del yacimiento ni excediera a la presión de fractura. A su vez también se monitorearon parámetros tales como la producción de aceite, el factor de recobro, el perfil de temperatura y las saturaciones de aceite y gas, ya que sus comportamientos deben ser acorde al tipo de fluido y yacimiento que se está modelando. En la tabla 18, se describen los caudales usados, cabe resaltar que para el caso base el caudal es de 900.000 ft³/d.

Tabla 18 Caudales estudiados.

	TASA DE INYECCIÓN DE AIRE (ft ³ /d)	FACTOR DE RECOBRO	FR (%)
CASO MAYOR	1100000	Sube	42
CASO BASE	900000	-	38
CASO MENOR	700000	Baja	33

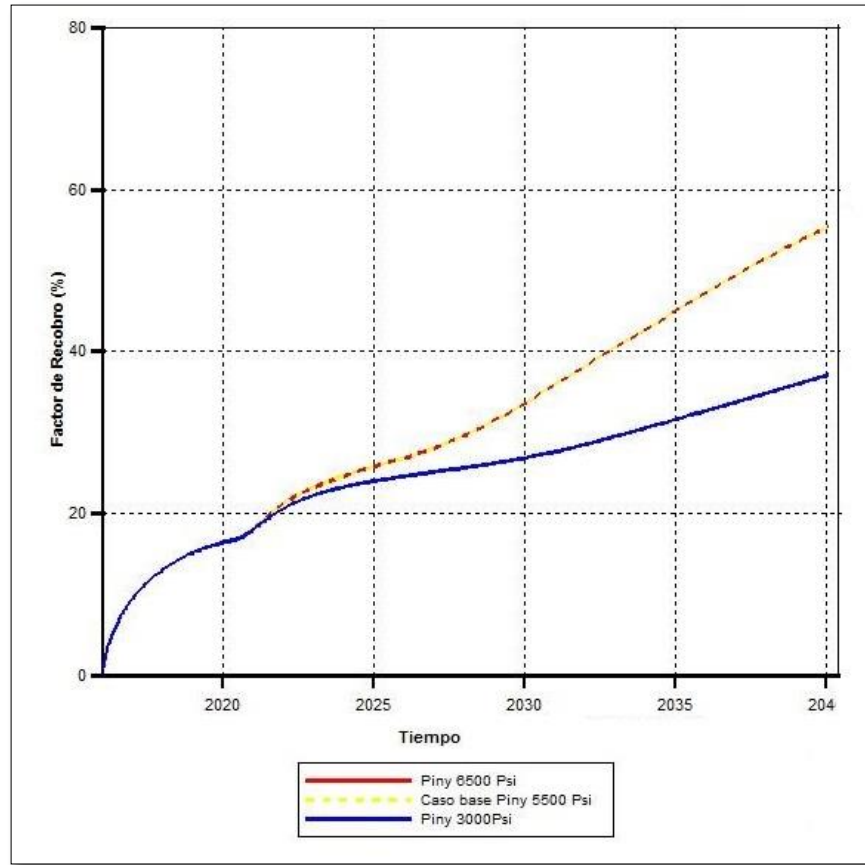
Figura19. Sensibilización de la tasa de inyección de aire



Fuente: Computer Modelling Group. Result Graph

En la figura 19, se puede observar que al disminuir la tasa de inyección de aire, el factor de recobro alcanzado es menor, dado que el oxígeno a reaccionar no es el suficiente y no se alcanza la temperatura necesaria para que el frente de combustión avance de manera uniforme, por lo tanto, los gases de combustión no desplazarán al aceite con la misma fuerza.

Figura20. Factor de recobro para diferentes presiones de inyección



Fuente: Computer Modelling Group. Result Graph

Ya que la presión de inyección es un parámetro importante a tener en cuenta durante la implementación de una técnica de inyección de aire puesto que garantiza que el proceso se mantenga durante el tiempo requerido, se procedió a analizar su efecto sobre el factor de recobro, como se evidencia en la figura 20, en la cual se puede apreciar que a menor presión de inyección el factor de recobro disminuye considerablemente debido a que el aire inyectado no ingresa al yacimiento con la misma presión del sistema, ocasionando una disminución en el barrido volumétrico. Por otra parte, cuando el aire es inyectado a una mayor presión, se observa que ambas tendencias se superponen, debido a un exceso de

presión innecesaria que no ejercerá ningún efecto sobre el sistema, el cual sólo se afectará cuando esta presión supere a la presión de fractura.

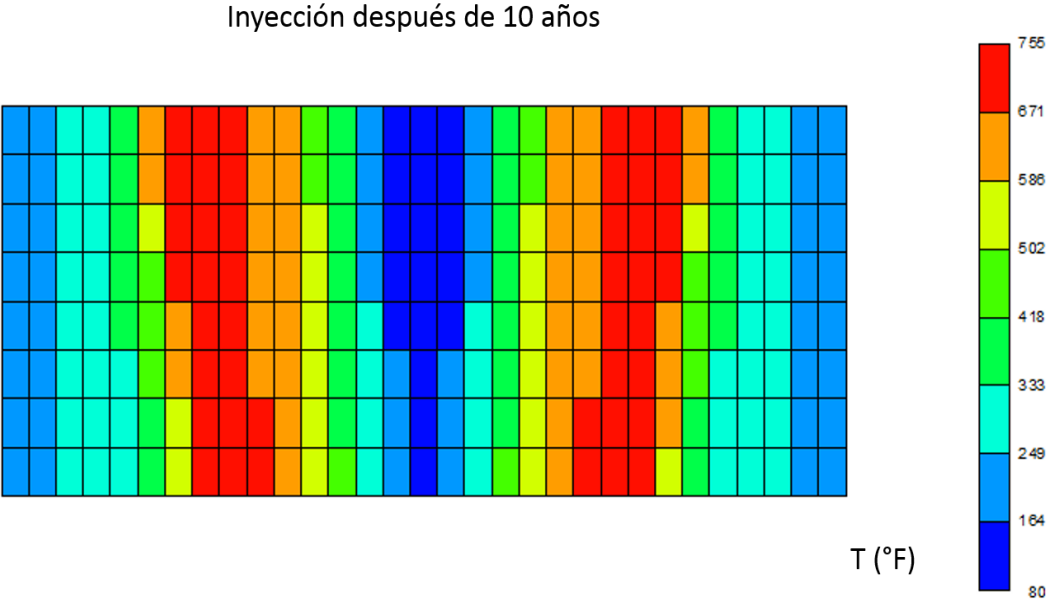
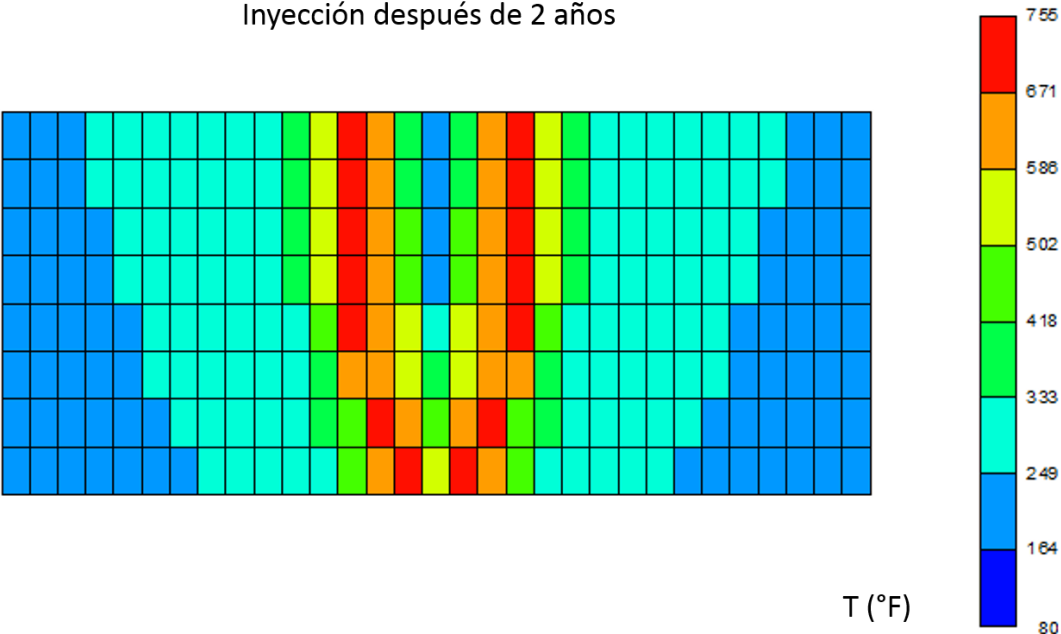
4.7. RESULTADO DEL CASO BASE

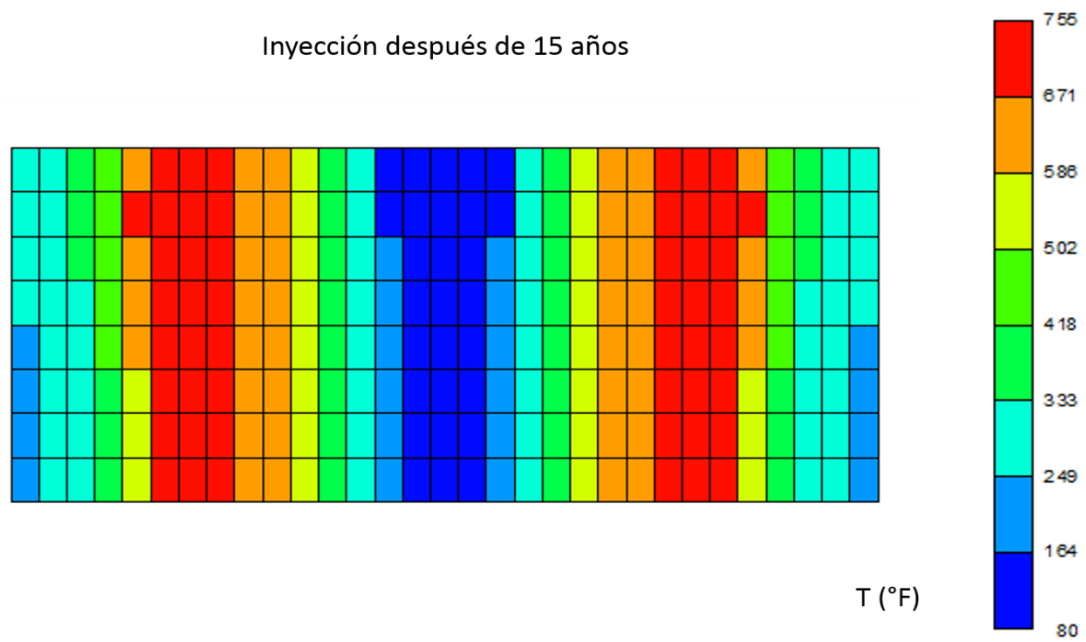
A continuación, se puede observar cada uno de los parámetros analizados para el ajuste del caudal en el caso base, para que en posteriores análisis se puedan sensibilizar otros parámetros que son importantes para que este tipo de proyectos se lleven a cabo de manera eficiente.

4.7.1. Perfil de temperatura.

En la figura 21, se muestra el perfil de temperatura para el caso base en diferentes etapas del proyecto. La zona roja corresponde a la porción del yacimiento donde se alcanza la mayor temperatura como consecuencia de la inyección de aire, ocasionando un incremento en la producción. En la figura 21, es posible apreciar claramente los fenómenos involucrados en el desarrollo de la técnica como son: el desprendimiento en la fase inicial de la fracción más liviana del aceite lo que incrementa notoriamente la temperatura, formándose el coque necesario para mantener el frente durante el resto de la implementación de la técnica, además de la estabilización de un frente de combustión durante todo el periodo de producción.

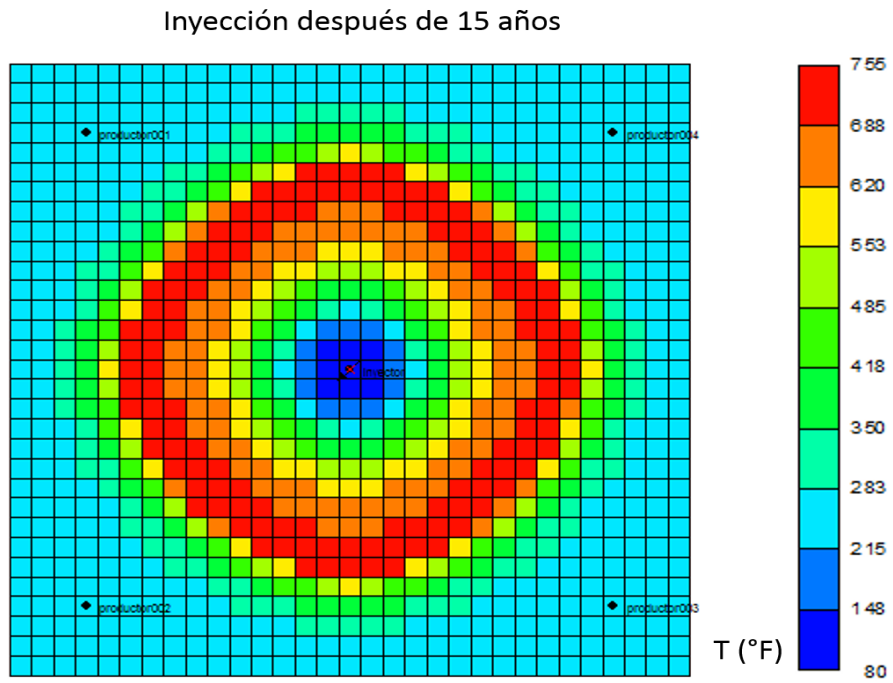
Figura 21. Perfiles de temperatura durante la inyección para los años 2022, 2030 y 2035.





Fuente: Computer Modelling Group. Results 3d

Figura 22. Vista areal del perfil de la temperatura en el año 2035.

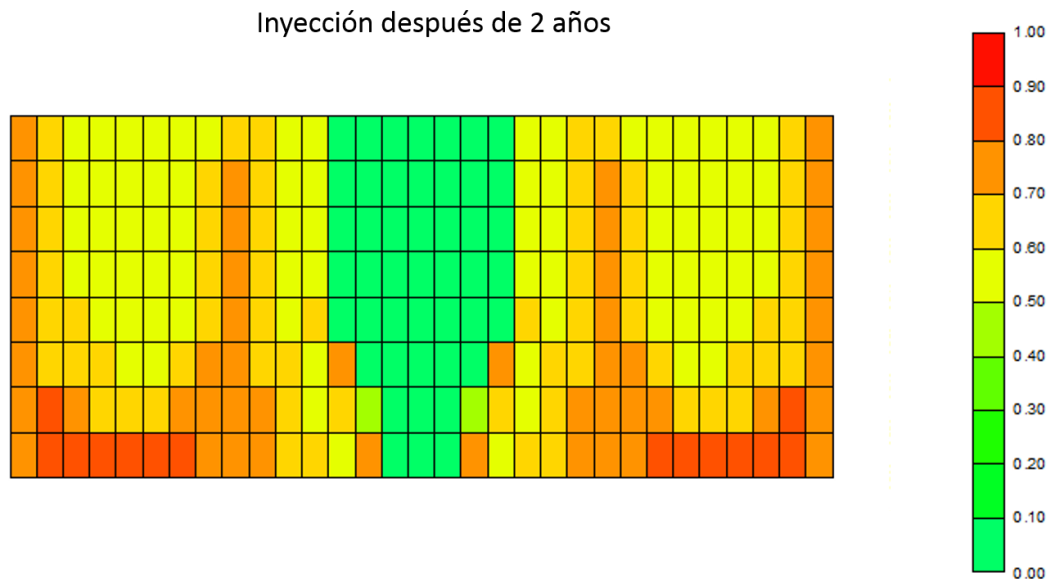


Fuente: Computer Modelling Group. Results 3d

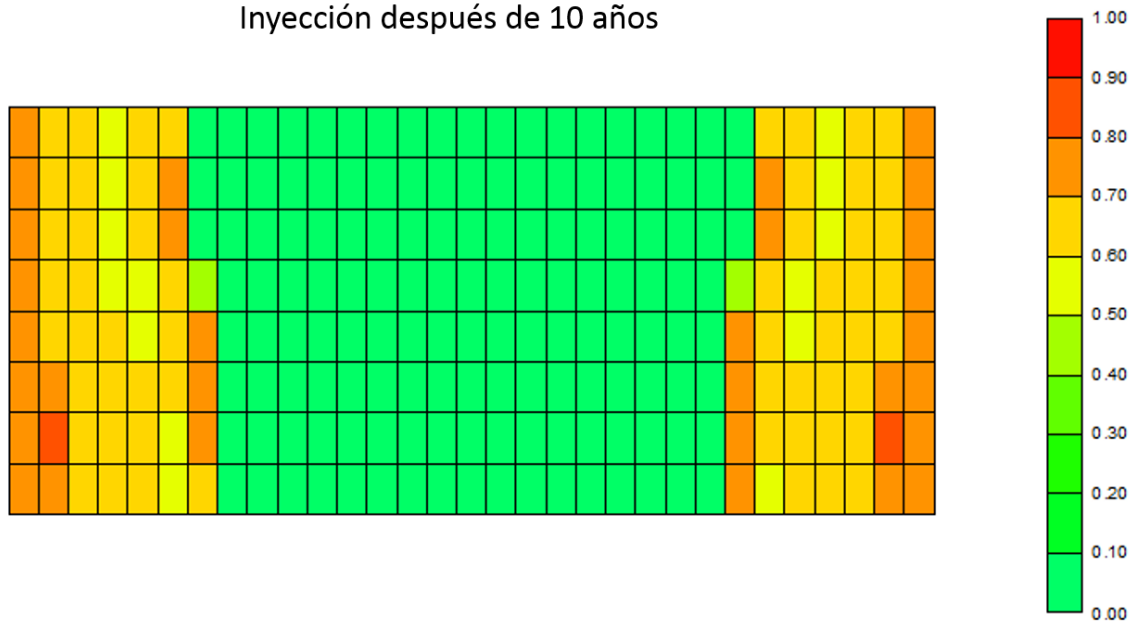
4.7.2. Saturación de aceite.

De la figura 23 es posible afirmar que la técnica de inyección de aire logra un barrido eficiente de aceite dentro del yacimiento, obteniéndose una reducción significativa en la saturación de aceite residual, lo cual se traduce en un aumento del factor de recobro, pues de un 20% alcanzado para la producción primaria, se obtiene un factor de recobro del 38% en un periodo de 15 años de inyección después de implementada la técnica.

Figura 23. Saturación de aceite durante la inyección para los años 2022, 2030 y 2035.



Inyección después de 10 años



Inyección después de 15 años

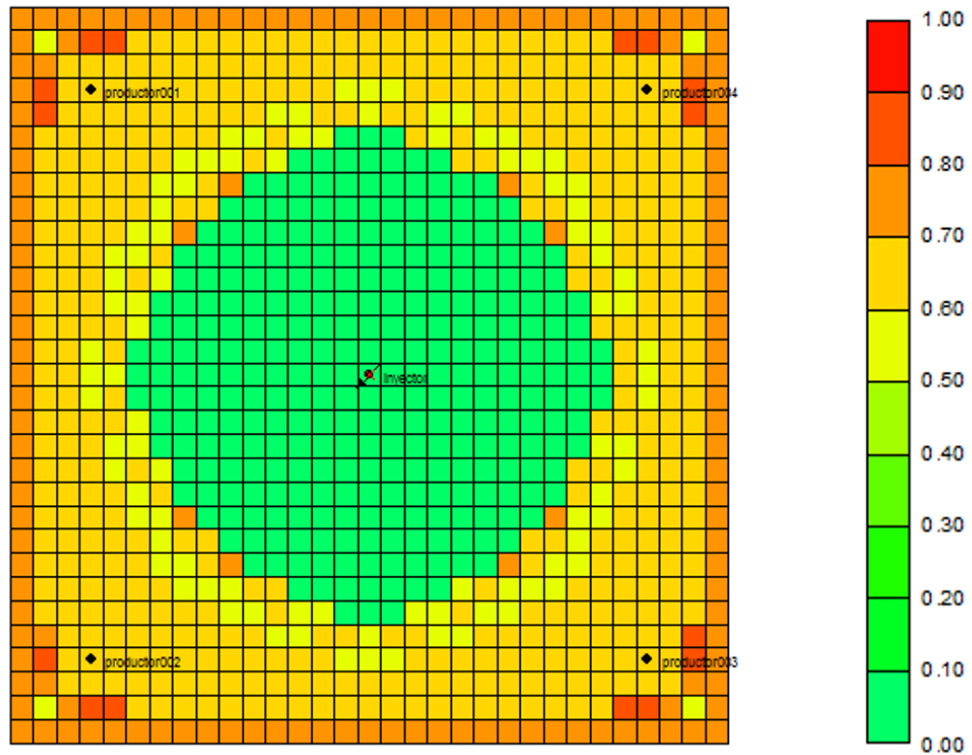


Fuente: Computer Modelling Group. Results 3D.

A continuación se muestra la figura 24, donde se aprecia la vista areal del perfil de saturación de aceite en el 2035.

Figura 24. Vista areal de la saturación de aceite en el año 2035.

Inyección después de 15 años

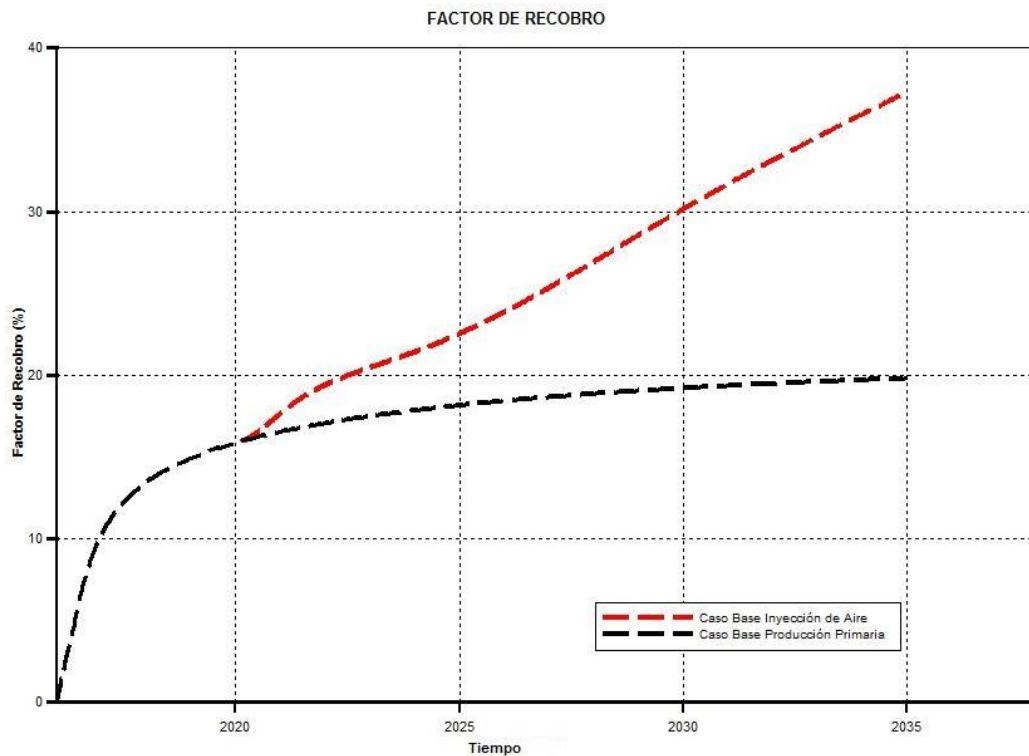


Fuente: Computer Modelling Group. Results 3d

4.7.3. Factor de recobro.

Se puede observar que el factor de recobro mostrado en la etapa primaria de producción es del 20% y para el proceso de inyección es del 38% dando un diferencial del 18% que representa el porcentaje recuperación de aceite del yacimiento con la implementación de la técnica. Esto es debido a la reactividad del aceite con el oxígeno contenido en el aire inyectado, produciendo gases de combustión los cuales generan un barrido volumétrico más uniforme a través de las zonas formadas por la técnica.

Figura25. Factor de recobro antes y después de la inyección.



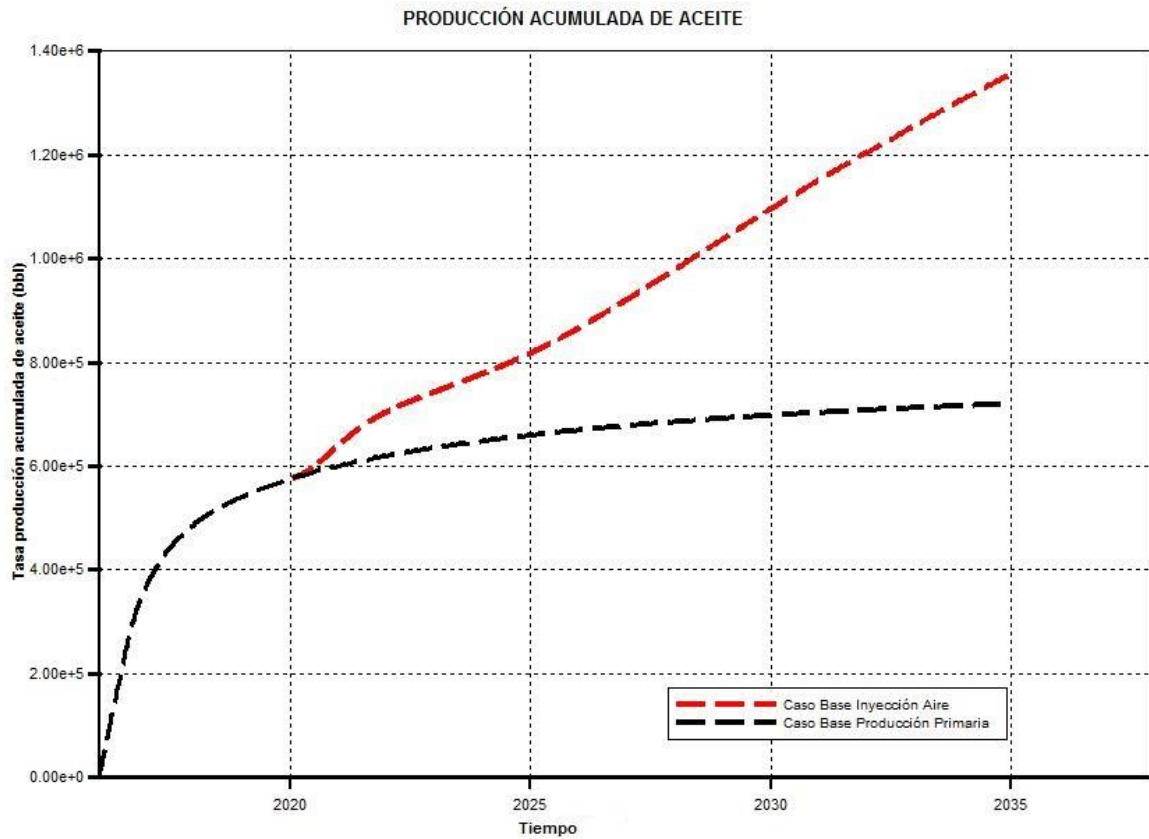
Fuente: Computer Modelling Group. Result Graph

4.7.4. Producción de aceite.

En una primera instancia se evalúa la producción en frío que presenta bajo las condiciones descritas en partes anteriores, en la figura 17, se puede observar como cae la presión abruptamente en el primer año, esto debido al mecanismo de producción, adicionando que el tipo de fluido que estamos trabajando es un aceite ligero. Después de la inyección de aire realizada en el año 2020 se evidenció un aumento en la producción de aceite como se puede observar en la figura 26, siendo significativa la eficiencia del proceso y prolongando a su vez el tiempo de vida del yacimiento. Adicionalmente se presentan dos incrementos que se evidencian en el comportamiento de la gráfica, la primera ocasionada por el

desprendimiento de las fracciones livianas y la segunda debida a la estabilización del frente de combustión.

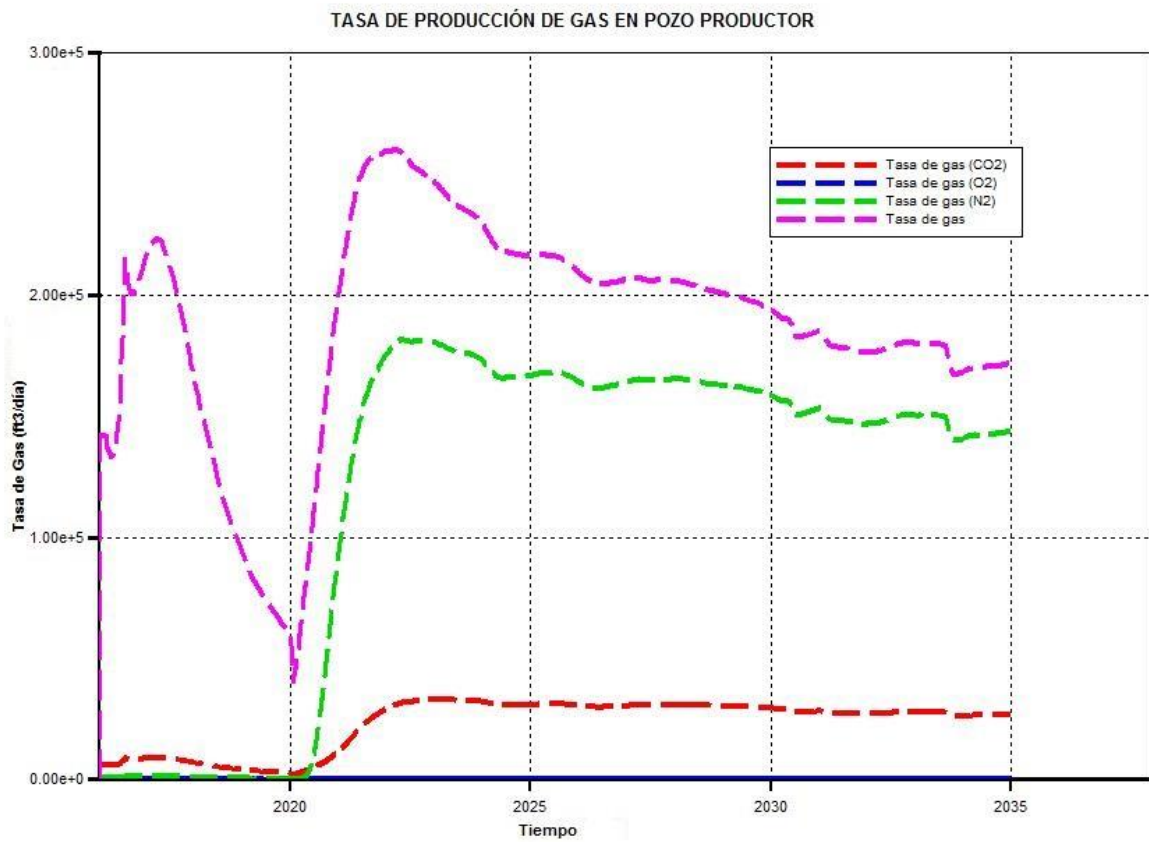
Figura 26. Producción de aceite.



Fuente. Computer Modelling Group. Result Graph

En la figura 27, se observa cómo se comportan los gases dentro del yacimiento y durante la inyección, confirmando el consumo total del oxígeno y la presencia de dióxido y nitrógeno de acuerdo a lo propuesto por los autores estudiados.

Figura 27. Producción De Gases Del Caso Base.



Fuente: Computer Modelling Group. Result Graph

5. RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE AIRE POR MEDIO DE SIMULACIÓN

En el presente capítulo se realizará un análisis de sensibilización para diferentes parámetros que inciden en la técnica con el fin de verificar como estos afectan su desarrollo en general. Adicionalmente se realizará una comparación con un proceso de inyección de agua y se demostrará cual proceso es el más factible.

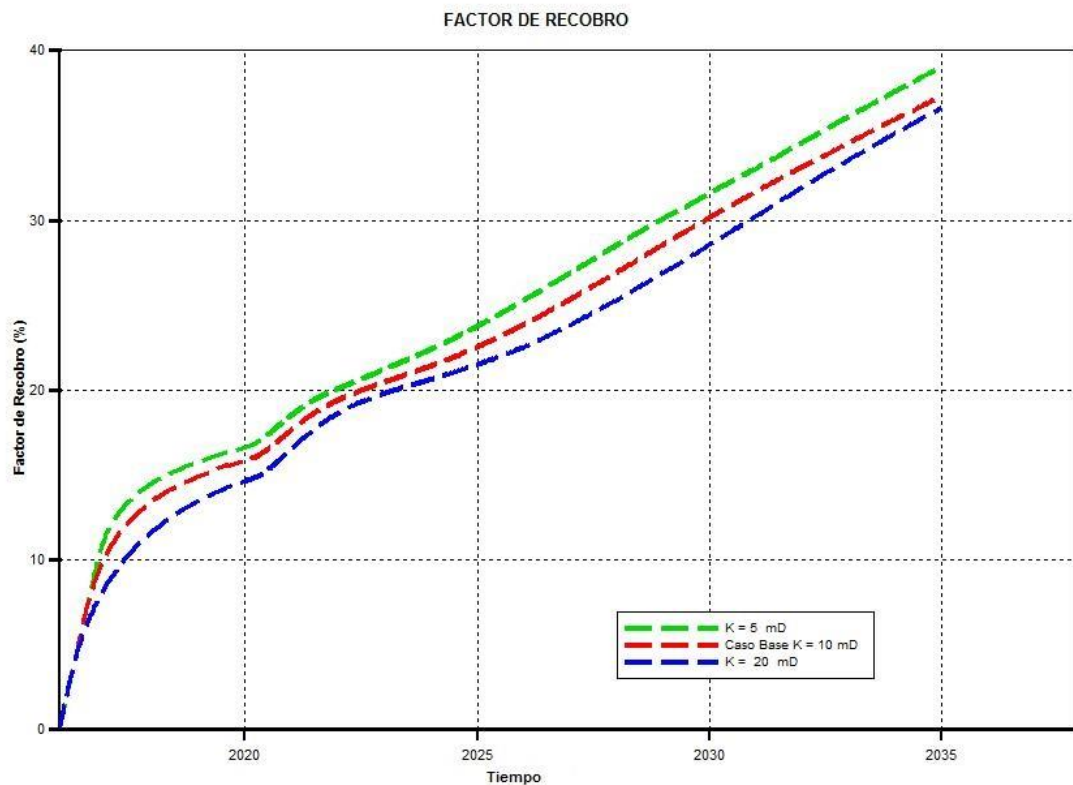
5.1. EFECTO DE LA PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una propiedad innata del yacimiento, sin embargo, yacimientos de arenas apretadas como los que se presentan generalmente para la implementación de esta técnica tiene un rango de variación pequeña en cuanto a este parámetro. Por ello se realizó una sensibilización para ver el efecto sobre el factor de recobro final.

Para este estudio, se tuvieron en cuenta permeabilidades de 5 mD y 20 mD, además del caso base descrita anteriormente. Si se analiza de manera detallada, se puede comprender que se está trabajando a altas presiones y temperaturas, adicionando el hecho de que el fluido a tratar es un fluido ligero; por ello, en la producción primaria es normal y eventual que se presente una caída abrupta de la producción a permeabilidades mayores, ya que el yacimiento inicialmente se encuentra a una alta presión y al comenzar a producir y tener una movilidad alta se va a “escapar” o fluir rápidamente hacia el pozo productor perdiendo la presión que se tenía de manera rápida. En la figura 28, se puede apreciar que el efecto del cambio de permeabilidad no afecta el factor de recobro final debido a que los rangos de variación son pequeños; sin embargo, se puede apreciar que a menor

permeabilidad el factor de recobro aumenta debido a que el frente de combustión se desplazará a una menor velocidad, mejorando el barrido volumétrico.

Figura 28 Efecto de la permeabilidad sobre el factor de recobro.



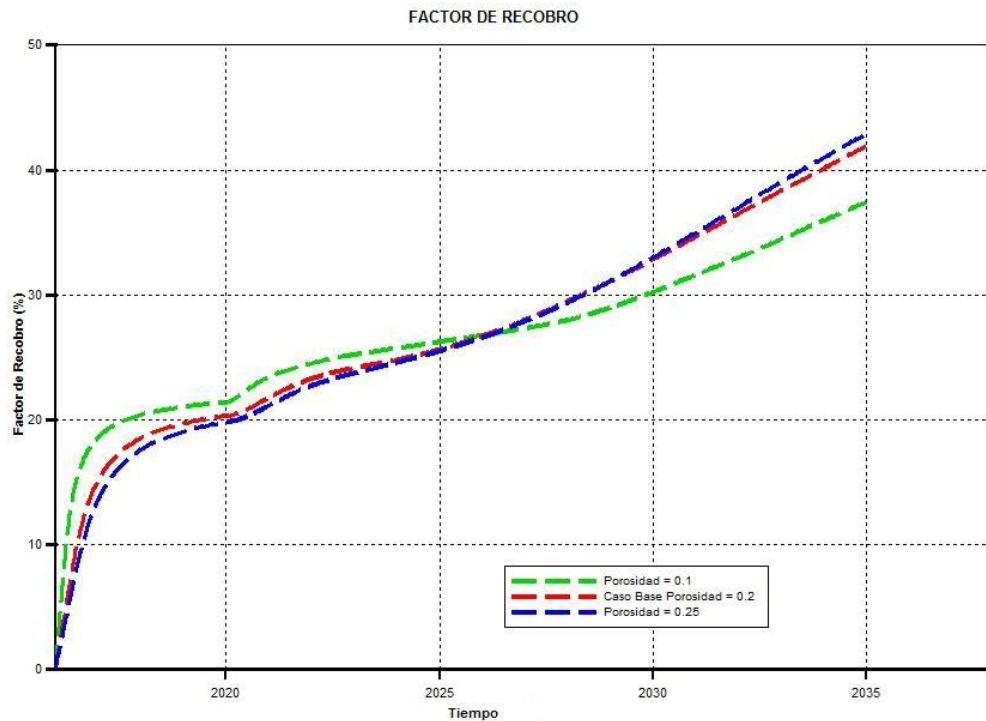
Fuente: Computer Modelling Group. Result Graph

5.2. EFECTO DE LA POROSIDAD

La variación de la porosidad también tiene una influencia considerable en el factor de recobro. En la figura 29, se puede apreciar en la etapa de producción en frío la cual se evidencia antes del 2020 (tiempo de inyección) que a mayor porosidad, mayor producción y más caída de presión, esto debido a que mayor conexión en

el espacio poroso mayor volumen para que los componentes ligeros escapen hacia el pozo productor.

Figura 29. Factor de recobro cambio de porosidad

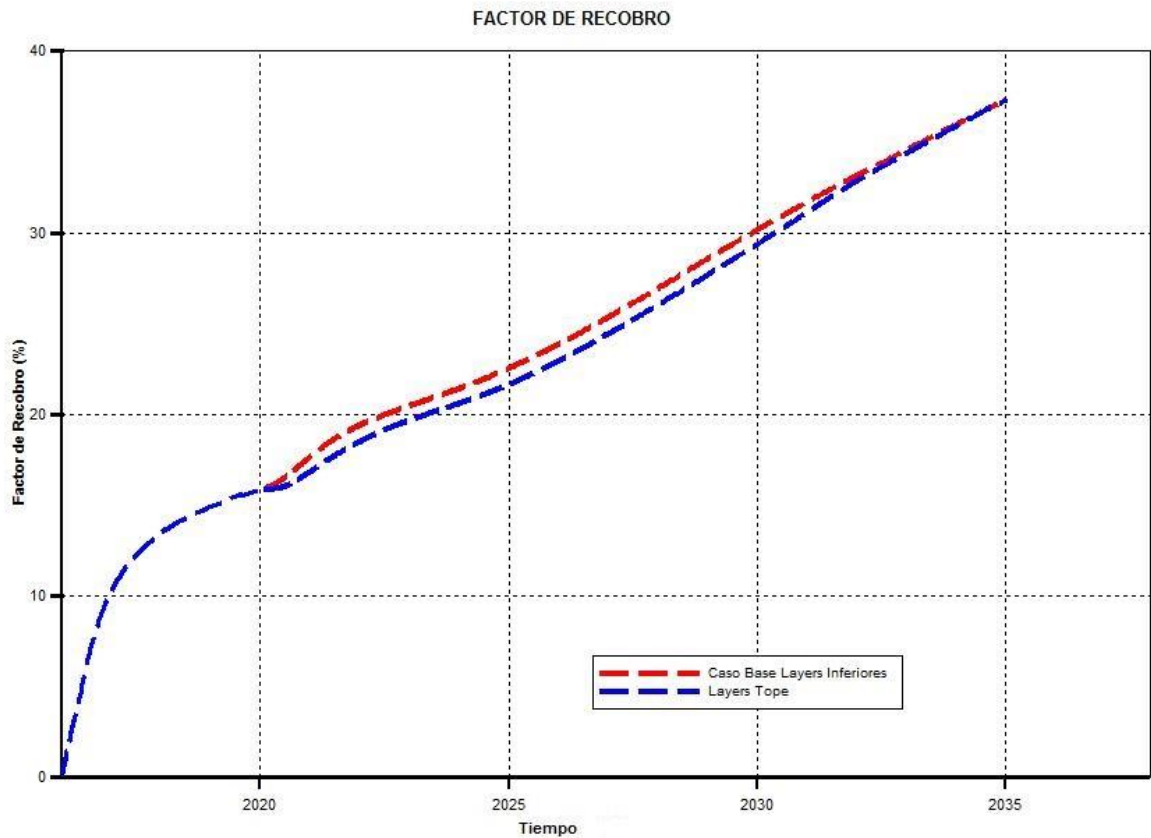


Fuente: Computer Modelling Group. Result Graph

5.3. EFECTO DE LAS ZONAS PERFORADAS EN LOS POZOS PRODUCTORES

Para el análisis del efecto de las zonas productoras, se debe tener en cuenta que el caso base descrito anteriormente usó los tres estratos inferiores para la producción después de realizada la inyección.

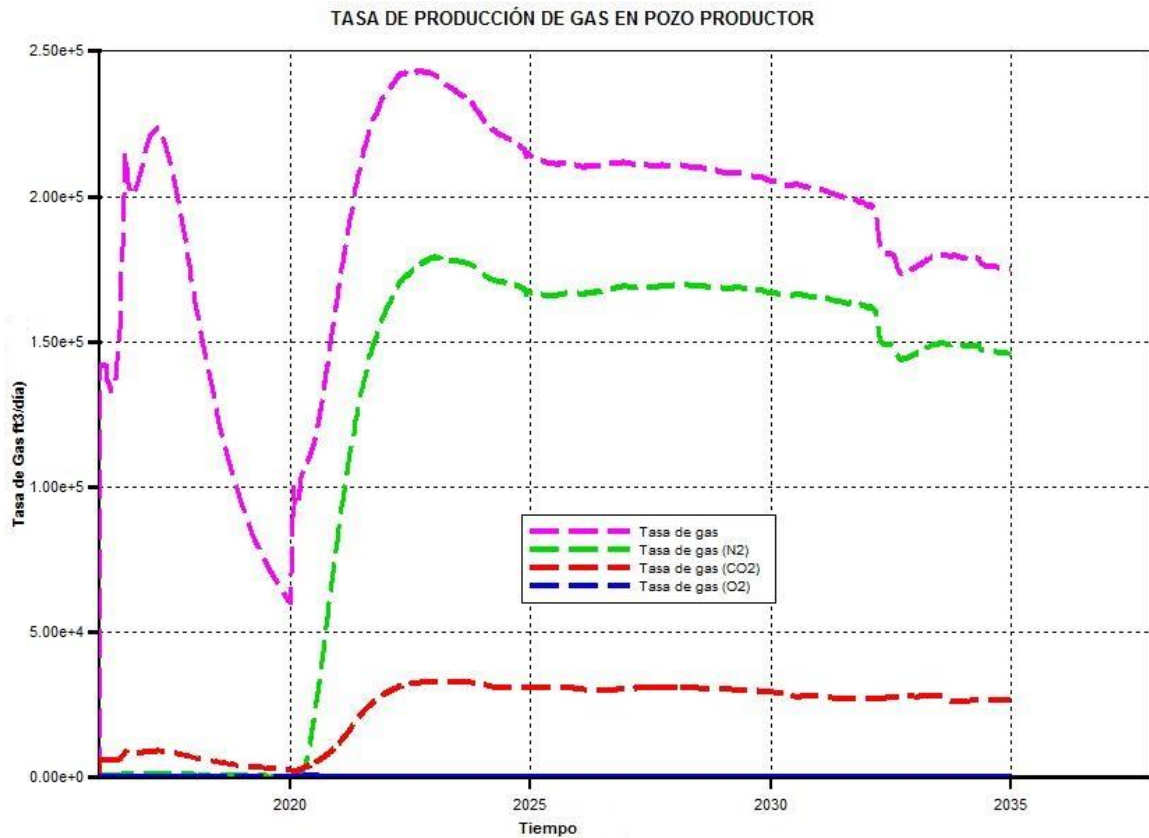
Figura 30. Efecto del factor de recobro en las zonas perforadas.



Fuente: Computer Modelling Group. Result Graph

De la figura anterior queda evidenciado que la zona donde se deja producir el pozo, ya sea inferior o superior no es un factor que altere el factor de recobro. Se observó que al producir por los estratos superiores, el factor de recobro disminuye durante el tiempo en el que predomina el mecanismo de producción por gases de combustión, mientras que para los periodos de tiempo en los cuales el frente de combustión se ha estabilizado, el factor de recobro es el mismo para ambos casos.

Figura 31. Gases en el pozo productor con el efecto de las zonas perforadas



Fuente: Computer Modelling Group. Result Graph

En la Figura 31, se verifica que el oxígeno presente en el yacimiento se consume completamente impidiendo su producción en el pozo.

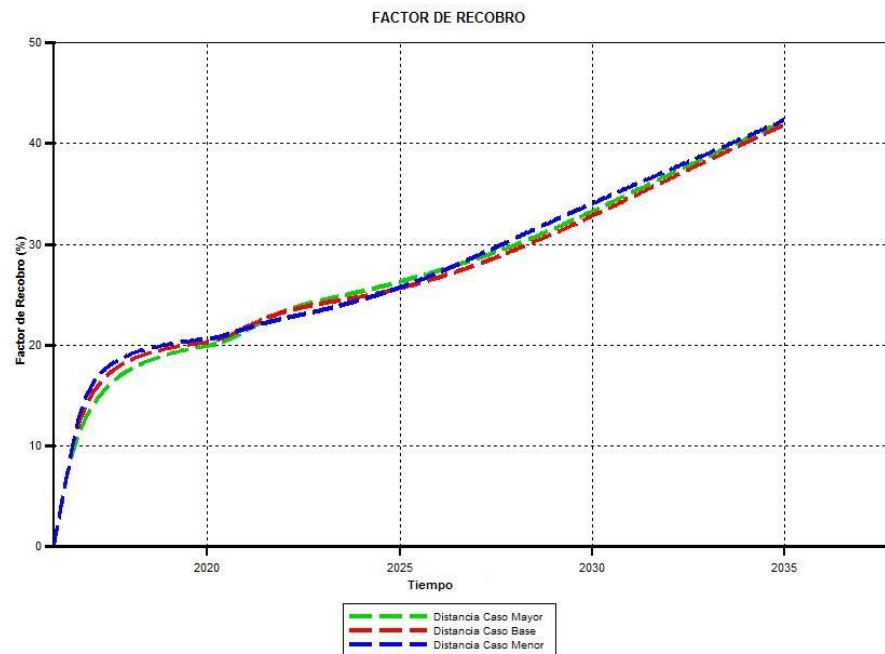
5.4. EFECTO DE LA DISTANCIA ENTRE POZOS

Para analizar la incidencia de la distancia entre los pozos productores en el proceso de inyección de aire, se realizó una modificación a este valor; por lo cual el área del patrón de inyección es diferente para cada caso, logrando de este

modo tener una idea más clara del efecto de este parámetro sobre el factor de recobro alcanzado. En el caso base los pozos productores se encuentran separados a una distancia de 25 celdas (900 pies).

En la figura 32, se concluye que la distancia entre pozos no ejerce un efecto significativo sobre el factor de recobro final; sin embargo, a mayor distanciamiento entre pozos mayor heterogeneidad en el yacimiento, ocasionando una disminución en el barrido volumétrico del mismo.

Figura 32. Factor de recobro variando la distancia de los pozos productores.



Fuente: Computer Modelling Group. Result Graph

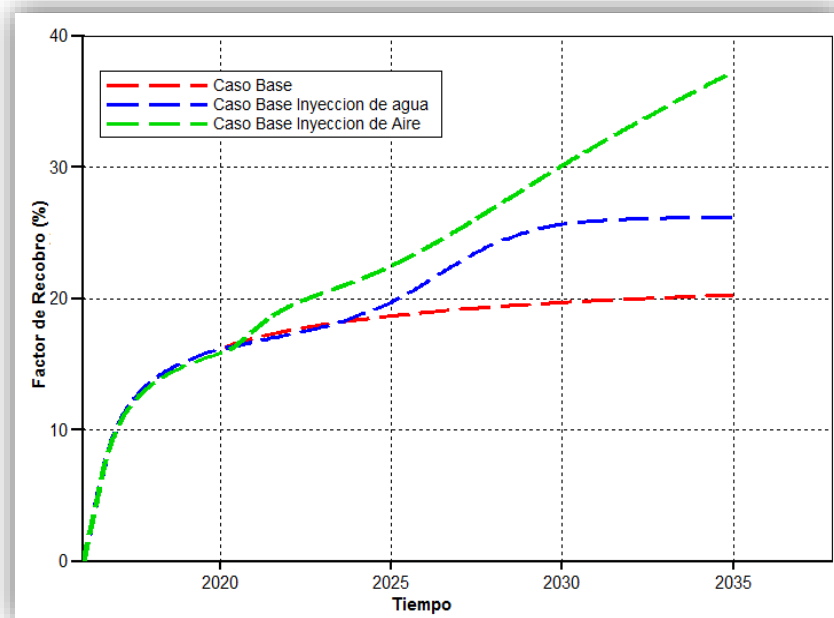
5.5. COMPARACIÓN DE UNA INYECCIÓN DE AGUA CON UNA INYECCIÓN DE AIRE PARA UN YACIMIENTO DE CRUDO LIVIANO

Debido a las características del yacimiento, se determinó realizar una comparación entre dos métodos de recobro con la finalidad de observar cual presenta mayor

eficiencia de barrido volumétrico, la cual se puede evidenciar en el factor de recobro.

La comparación se realizó entre una inyección de agua como método de recobro secundario y la inyección de aire. Se observó que el método que presenta mayor factor de recobro fue la inyección de aire con un valor de 37.29%, seguido de la inyección de agua con 26.2% y la producción primaria con 20.2 %.

Figura 33. Factor de recobro para los métodos de inyección de aire y agua.

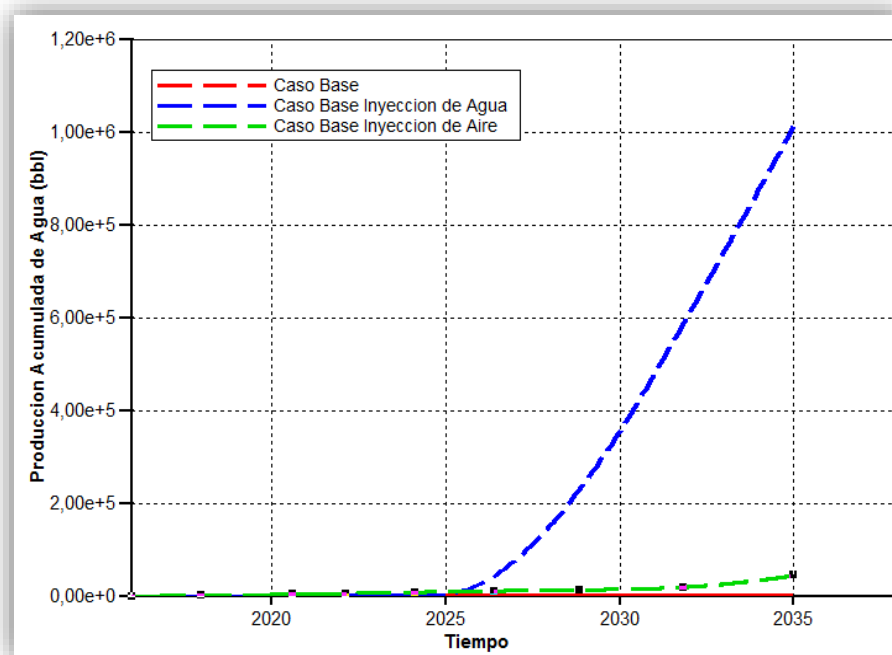


Fuente. Computer Modelling Group. Result Graph

De la figura 33, se puede decir que una de las principales causas por las que la inyección de aire genera un mayor factor de recobro en comparación a la inyección de agua es por la eficiencia de barrido volumétrico, debido a que el método de recuperación principal es el empuje por gases de combustión, estos

gases generan el hinchamiento del aceite facilitando su desplazamiento, sin presentar cambios notables en la composición de aceite de yacimiento. El segundo método utiliza un empuje por agua, aunque ambos métodos generan una re-presurización del yacimiento, la inyección de agua presenta una mayor dificultad de movimiento del fluido a través de la roca que tiene una permeabilidad de 10 mD, esto debido a que el agua posee una menor compresibilidad, a diferencia de la inyección de aire donde los gases de combustión tienen una mayor facilidad de movimiento.

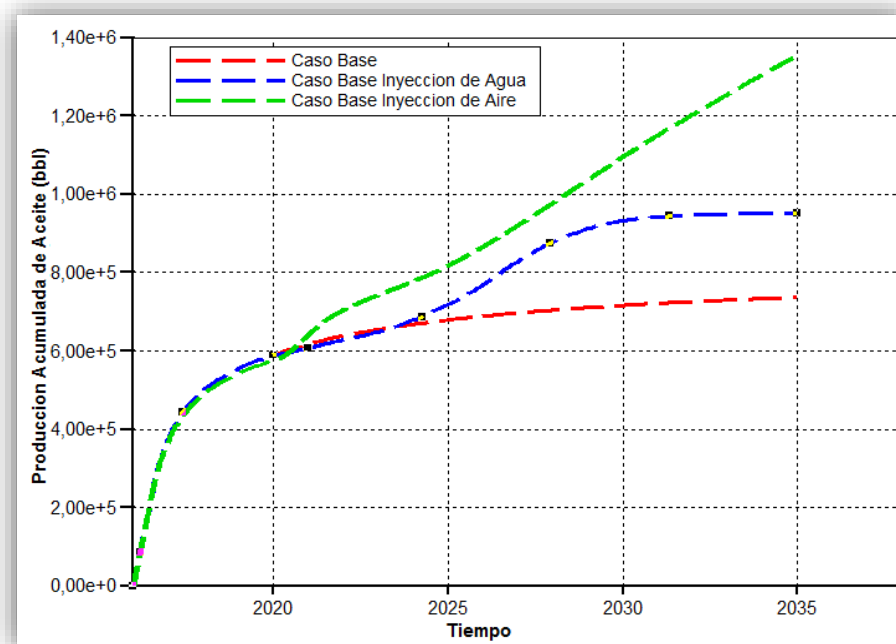
Figura 34. Producción acumulada de agua para los métodos de inyección de aire y agua.



Fuente: Computer Modelling Group. Result Graph

Como se puede observar en la figura 34, se puede apreciar que para la inyección de aire la producción de agua es mínima; sin embargo, para la inyección de agua podemos observar que el agua irrumpe rápidamente en los pozos productores, generando un barrido ineficiente del yacimiento reflejándose en la disminución del factor de recobro.

Figura 35. Producción acumulada de aceite para la comparación de métodos de inyección de aire y agua.



Fuente: Computer Modelling Group. Result Graph

En la figura 35, se observa que la inyección de aire en el yacimiento presenta una rápida respuesta a la implementación de la técnica, lo cual se evidenció en el aumento de la producción acumulada de aceite alrededor del 2021. Se mostró que el incremento es constante, debido a la eficiencia de barrido volumétrico y los mecanismos de producción generados por la misma. Por otra parte, la inyección de agua debe cumplir con el tiempo de llenado para que el frente desplace el crudo; sin embargo, se puede apreciar que el agua irrumpe en los pozos

productores a causa de la digitación viscosa, generando un aumento en la producción de agua.

CONCLUSIONES

- ✓ Al implementar la técnica de inyección de aire para el modelo de simulación construido, se logró un aumento en el factor de recobro final de 18% en un periodo de 15 años.
- ✓ En el análisis de resultados de la simulación, se evidencia que las temperaturas del frente de combustión no alcanzan rangos tan elevados en comparación con una combustión in situ a unas mismas condiciones de operación, debido a que el coque generado es poco y el poder calorífico del crudo es menor, obteniéndose un frente de combustión estable a una menor tasa de inyección de aire.
- ✓ A partir de los resultados obtenidos, se logró demostrar que al producir por los estratos superiores, el factor de recobro disminuye con relación al caso base durante el tiempo en el que predomina el mecanismo de producción por gases de combustión.

RECOMENDACIONES

Diseñar un esquema de explotación para ajustar el modelo de simulación utilizado, con el fin de seleccionar las condiciones de operación óptimas para maximizar la recuperación de aceite.

Evaluar la viabilidad técnica financiera del proceso de inyección de aire en yacimientos de crudo liviano, teniendo en cuenta factores como las facilidades de superficie y parámetros operacionales.

Determinar la influencia que tienen los diferentes mecanismos de producción sobre el desarrollo de la implementación de la técnica, en presencia de un acuífero en el yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

AARSHAVI SHAH; KAUSHAL MODI. Feasibility of High Pressure Air Injection in Heterogeneous Light Oil Reservoir by Thermal Simulation. SPE 152978. 2012.

BARZIN, Y; MOORE, R.G; METHA, S.A; and URSENBACH; M.G; UNIVERSITY of CALGARY. A Comprehensive Kinetics Model for Light Oil Oxidation/Combustion Reactions under High Pressure Air Injection Process (HPAI). Paper SPE 166483 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 30 September – 2 October 2013.

BARZIN, Y. An Experimental and Numerical Study of the Oxidation/Combustion Reaction Kinetics in High Pressure Air Injection Process. University of Calgary. 2013.

DELGADILLO, Claudia Lorena; TRUJILLO, Marta Liliana. Inyección de Aire como Proceso de Recobro Mejorado en Colombia: Selección y Evaluación Técnica. Revista Fuentes: El Reventón Energético. Vol. 11. Junio. 2013.

FASSIHI, M.R; YANNIMARAS, D.V; NEWBOLD Fred; BELGRAVE John. Laboratory and Simulation Characterisation of Light Oil Air Injection. 2002.

GERMAIN, P; GEYELIN L. Air Injection into a Light Oil Reservoir: The Horse Creek Project. SPE 37782. 1997.

GILLHAM, T.H.; CERVENY, B.W.; TUREK, E.A.; YANNIMARAS, D.V. Keys to Increasing Production Via Air Injection in Gulf Coast Light Oil Reservoirs. SPE 38848. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas. 5-8 October 1997.

GUTIERREZ, D; MILLER, R.J; Computer Modelling Group. Buffalo Field High Pressure Air Injection Projects: Technical Performance and Operational Challenges SPE 113254. 2008.

GUTIERREZ D. High Pressure Air Injection (HPAI) and Waterflood Performance Comparison of Two Adjacent Units in Buffalo Field. Thesis. University of Calgary. 2006.

HONGMIN YU; BAOQUAN YANG; GUORUI XU; JIEXIANG WANG; REN, S; CHINA UNIVERSITY of PETROLEUM; WEIMIN, L; LIANG XIAO; HAITAO GAO; ZHONG YUAN. Air Foam Injection for IOR: from Laboratory to Field Implementation in Zhong Yuan Oilfield China. SPE 113913. Oklahoma, USA. 2008.

HU JLIA; CHENG DONG YUAN; YU CHUAN Zhang; HUAN PENG. Recent Progress of High Pressure Air Injection (HPAI) Process in Light Oil Reservoir: Laboratory Investigation and Field Application. Paper SPE 156974 presented at the SPE Heavy Oil Conference Canada held in Calgary, Alberta, Canada, 12-14 June 2012.

HUGHES, B.L.; SARMA, H.K; SPE; U. of Adelaide. Burning Reserves for Greater Recovery Air Injection Potential in Australian Light Oil

Reservoir.SPE101099.Presented at the SPE Asian Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Adelaide, Australia. 11-13 September 2006.

KUMAR, V.K; GUTIERREZ, D; MOORE, R.G; MEHTA, S.A; U OF CALGARY. Air Injection and Waterflood Performance Comparison of Two Adjacent Units in Buffalo Field: Economic Analysis. SPE 104479. Ohio, USA. 2006.

MOORE, R.G; METHA, S.A; and URSENBACH, M.G; UNIVERSITY OF CALGARY. A Guide to High Pressure Air Injection (HPAI) Based Oil Recovery. Paper SPE 75207 presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 13 -17 April 2002.

MOORE, R.G; MEHTA, S: A; UNIVERSITY of CALGARY. High Pressure Air Injection and Waterflood Performance Comparison of Two Adjacent Units in Buffalo Field. Paper 2007-004 presented at the Petroleum Society's eighth Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 12-14 June 2007.

MORTEN, R. K. Development of Models and Algorithms for the Study of Re-active Porous Media Processes. Technical University of Denmark. 2008.

NIZ VELASQUEZ, E; TRUJILLO M.L; DELGADILLO C; ECOPETROL S.A. and PADILLA J. 2014.A Methodology for Screening and Ranking of Reservoirs for Light Oil Air Injection Implementation. Paper SPE 169951-MS. Presented at the SPE Biennial Energy Resources Conference Geld In Port of Spain, Trinidad 9-11 June.

REN, S.R; SPE; HERIOT-WATT U; GREAVES, M; U of Bath. Air Injection LTO Process: An IOR Technique for Light-Oil Reservoirs. 2002.

SAKTHIKUMAR S, MADAQUI K, CHASTANG J, TOTAL. An Investigation of Feasibility of Air Injection into a Waterflood Light Oil Reservoir. Paper SPE 29806 presented at the SPE Middle East Oil Show held in Bahrain, 11-14 March 1995.

SARATHI, P. In-Situ Combustion Handbook Principles and Practices. National Petroleum Technology Office. U.S. Department of Energy. Tulsa, Oklahoma. January. 1999.

VEGA, Sandra; MARTINEZ, Julieth. Análisis y Desarrollo de Modelos de Fluidos Asociados a la Simulación Numérica de Procesos de Combustión in Situ. Tesis. Universidad Industrial de Santander. 2012.

WATTS, B.C; HALL, T.F; SPE; PETRI, D.J; Total Minatome Corporation. The horse creek air injection project" SPE 38359, 1997.

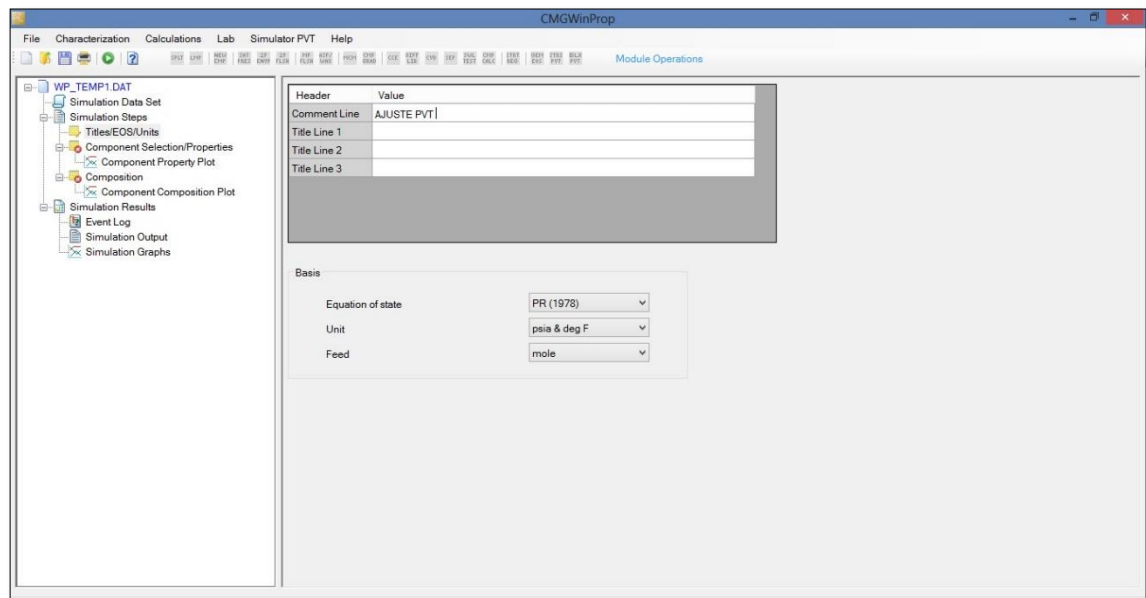
ANEXO A

METODOLOGÍA PARA EL AJUSTE DE UN PVT DE UN CRUDO LIVIANO EN LA HERRAMIENTA DE WINPROP PARA UNA INYECCIÓN DE AIRE.

En este anexo se explicará el procedimiento para el ajuste del PVT de un crudo liviano.

- Seleccione la herramienta WinProp del Launcher del simulador.
- Se abrirá una pestaña igual a la mostrada en la siguiente Figura.

Figura 1. Título y Ecuación de estado (EOS).

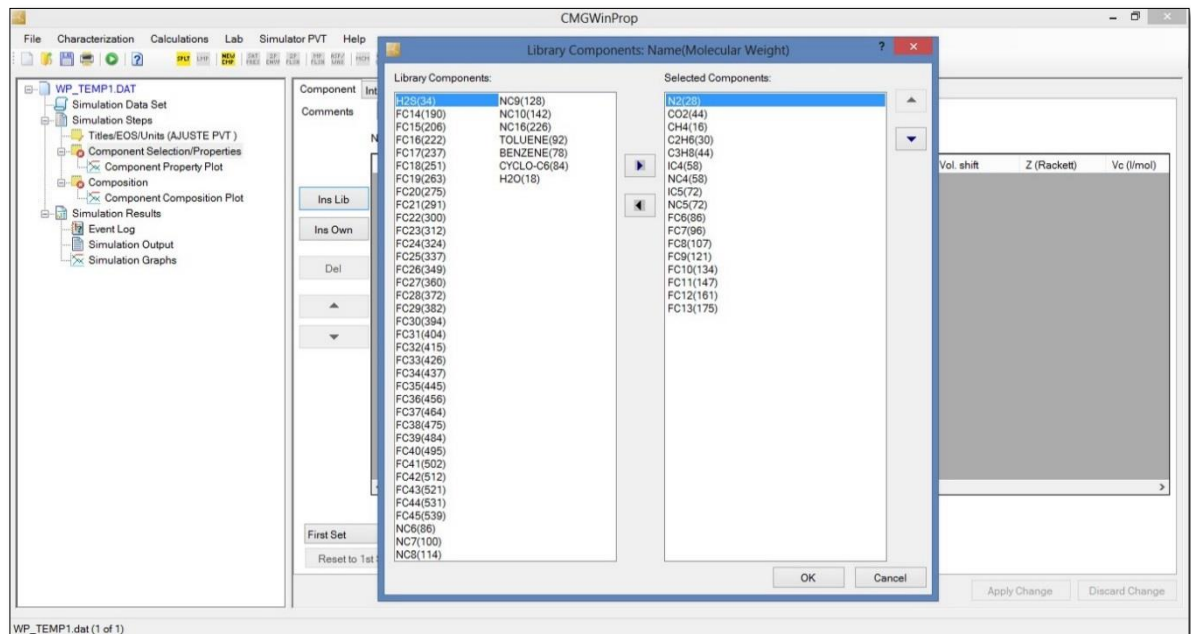


Fuente: WinProp. CMG.

- Haga clic en **Titles/EOS/Units**; ingrese un nombre al archivo.
- Seleccione la EOS de **Peng-Robinson (1978)** con unidades (**Psia & deg F**) y **mole**.

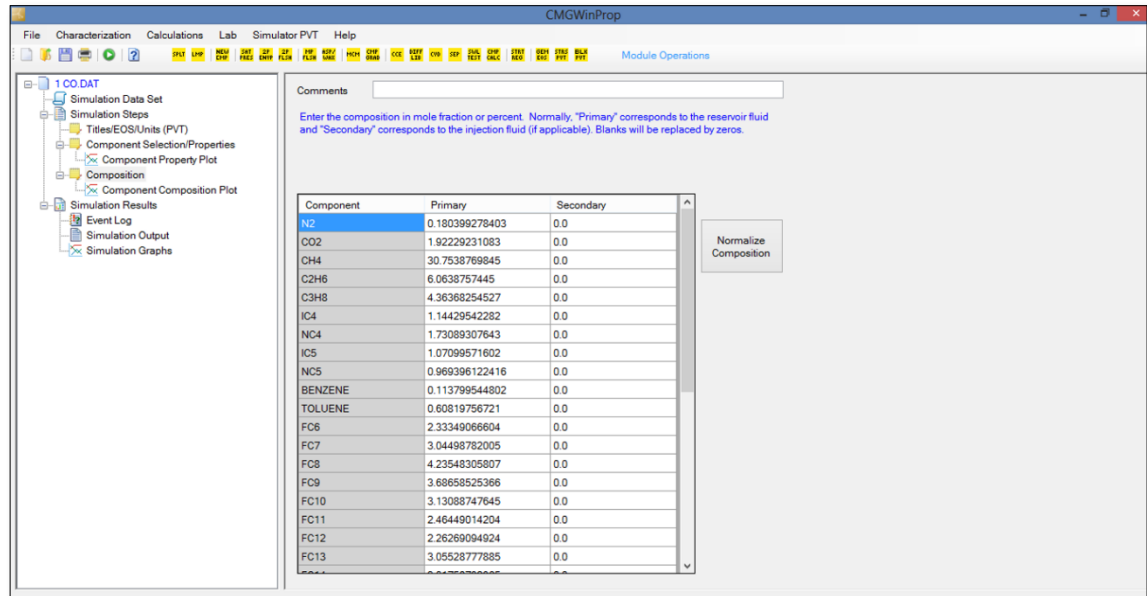
- Haga clic en **Component Selection/Properties**, donde podrá ingresar los componentes del fluido.
- Haga clic en **Ins Lib** y saldrá una imagen como la figura 2.
- De la librería, seleccione los componentes del fluido que serán agregados en la columna de la derecha de la figura 2.
- Si algún componente no está en la librería, se selecciona **Ins Own** donde se debe ingresar el peso molecular (MW) y la gravedad específica (SG) para que sea aceptado, generalmente se hace esto para los pseudocomponentes.

Figura 2. Selección de componentes.



Fuente: WinProp. CMG.

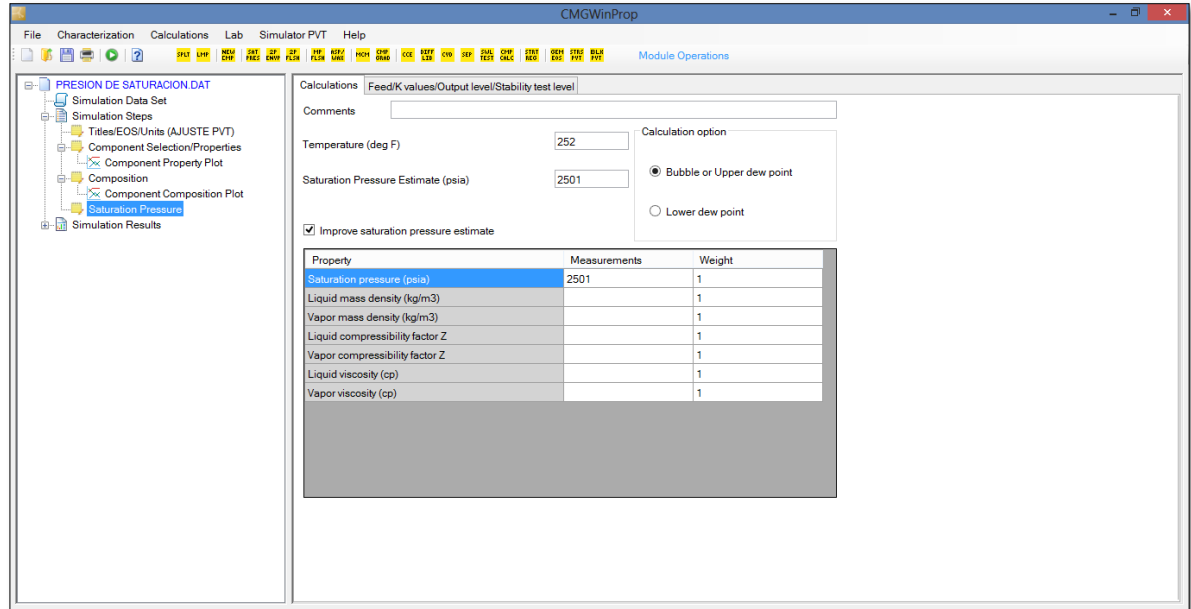
Figura 3. Composición molar.



Fuente: WinProp. CMG.

- Ingrese la fracción molar como se muestra en la figura 3, la composición debe sumar 1 o 100, de lo contrario haga clic en **Normalize Composition**.
- Guarde el archivo en la ubicación deseada, se generara un archivo **.dat**.
- Ahora en la parte superior de la herramienta en los iconos amarillos, seleccione **Saturation Pressure**.
- Ingrese los datos solicitados como se muestra en la figura 4.

Figura 4. Presión de saturación.

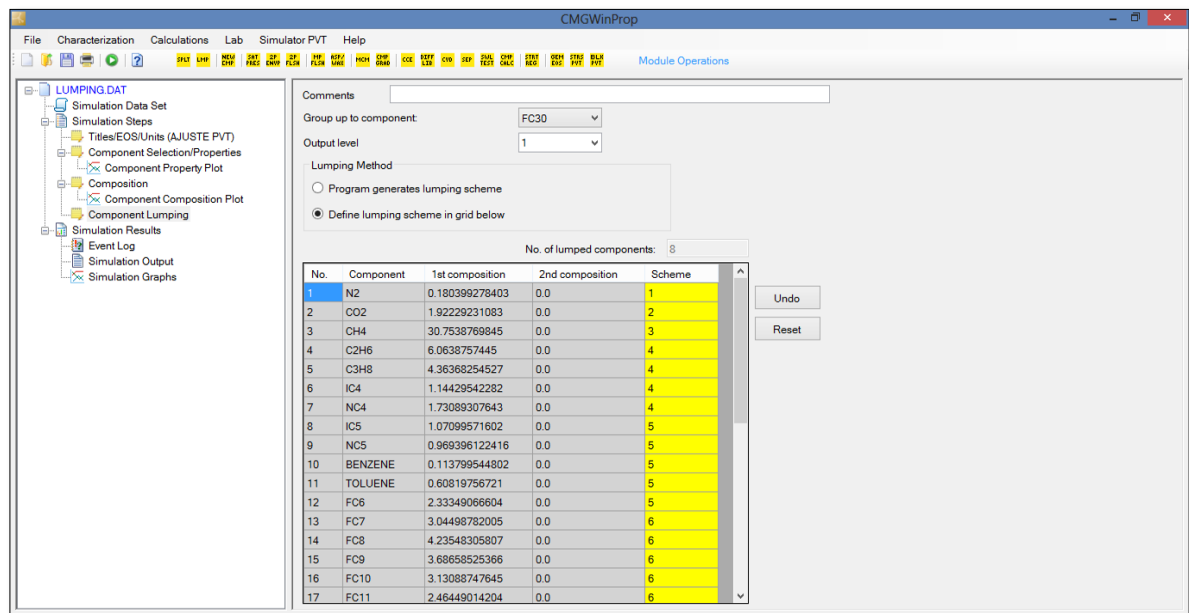


Fuente: WinProp. CMG.

- Guarde y corra el archivo.
- En **Simulation Results** abra el que dice **Simulation Output** y revise donde diga **After Regression** el valor de la presión de saturación que sea muy cercano o igual al ingresado.
- De lo contrario es necesario iniciar una regresión y seleccionar los parámetros que puedan afectar este valor, esto se explicara más adelante al ingresar una prueba PVT.
- Una vez corroborada la presión de saturación, se procede a realizar un agrupamiento de los componentes del fluido en base al comportamiento o algunas características como: componentes livianos, medianos, pesados, oxígeno, entre otros.

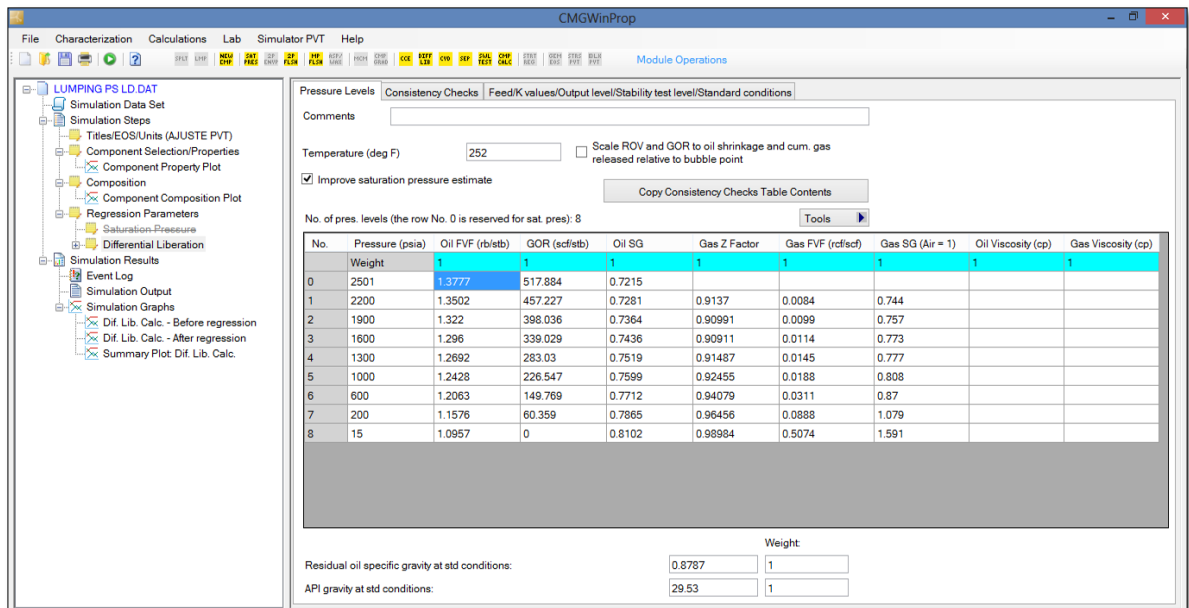
- Este agrupamiento es conocido como **Lumping**, para ello se debe seleccionar esta opción de los iconos amarillos en la parte superior donde saldrá algo como en la figura 5.
- Seleccione la opción **Define Lumping Scheme**, después de acuerdo al agrupamiento que desea realice el procedimiento.
- Saldrá un número al frente de cada componente indicando a que grupo pertenece.
- Después de realizar el Lumping, corra y vaya a **File** donde debe hacer clic en **Update Component Properties**, para que el simulador efectúe el cambio hecho y lo guarde adecuadamente.
- Ahora el archivo está listo para cargar las pruebas PVT que se tienen y realizar el respectivo ajuste.
- Hecho este cambio se da clic derecho en el Lumping, ubicado en la barra de la izquierda del archivo y selecciona la opción **Cut** para eliminarlo, esto no alterara el archivo, ya que se había guardado previamente.

Figura 5. Agrupamiento de componentes o Lumping.



Fuente: WinProp. CMG.

Figura 6. Prueba de liberación diferencial.

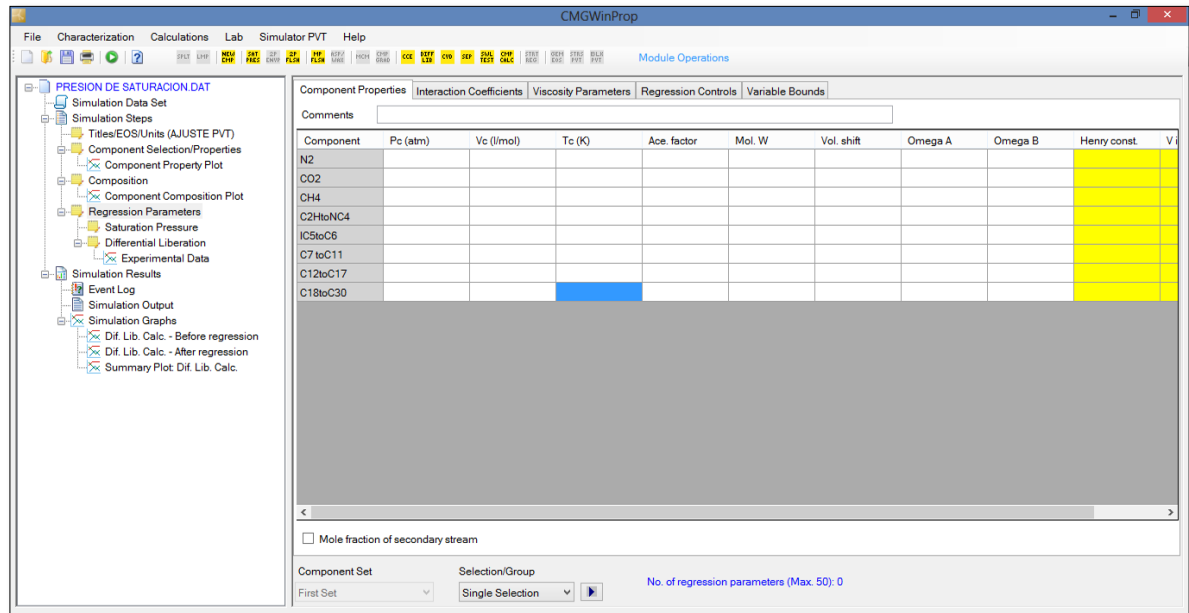


Fuente: WinProp. CMG.

- De acuerdo a los datos que se tenga del PVT del fluido, se deben ingresar esos valores en una respectiva prueba donde se ajustaran propiedades como: la gravedad específica, la compresibilidad del gas, la densidad y viscosidad del crudo.
- Se procede a cargar, correr y ajustar una prueba de Liberación Diferencial donde se ingresaran datos que son requeridos en la prueba a diferentes presiones con el fin de representar en una gráfica el comportamiento de esas propiedades.
- Seleccione en **Characterization** en el menú superior la opción **Start Regression**, después en los iconos amarillos de clic en **Differential Liberation** saldrá algo como lo mostrado en la figura 6.
- Ahora se debe cargar la prueba con los datos que se tengan.
- Una vez este cargada la prueba, seleccione donde dice **Regression Parameters** y saldrá algo como se muestra en la figura 7.

- A criterio del ingeniero se marca con una X los espacios de los parámetros que afectan las propiedades del fluido que se desea ajustar, se debe tener cuidado con los componentes pesados.

Figura 7. Parámetros de la regresión.



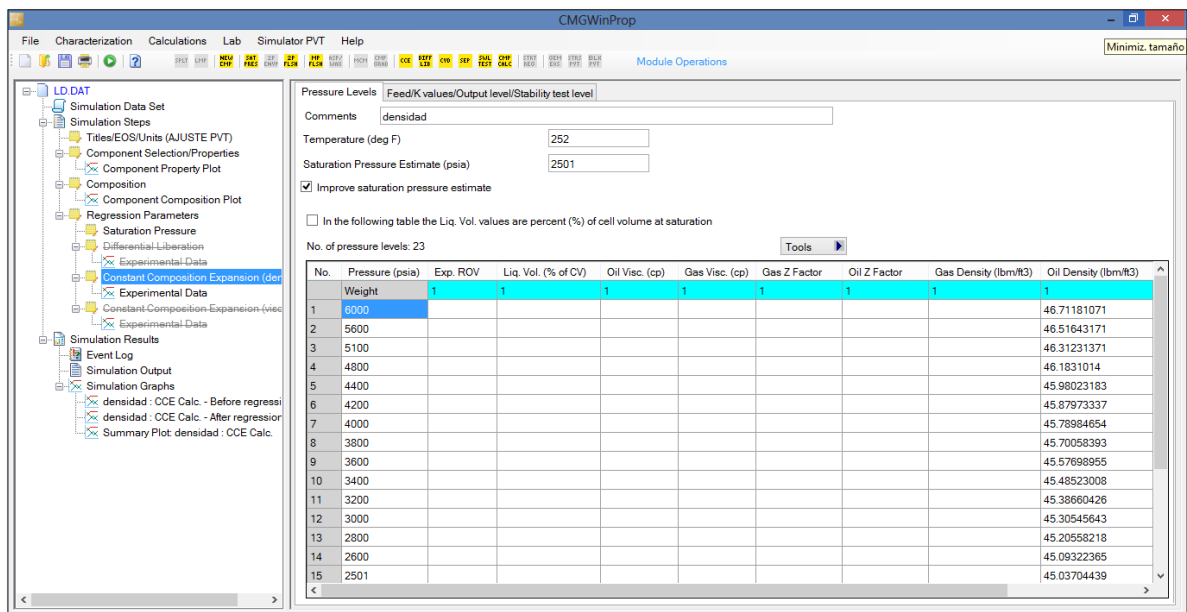
Fuente: WinProp. CMG.

- Después se guarda y se corre el archivo, se dirige a **Simulation Results** donde debe mirar el **Output** y la parte de **Simulation Graphs**, en las gráficas se pueden observar que tan ajustadas están las tendencias, para mayor seguridad verifique en el **Output** el error en los resultados, el cual debe ser menor al 5% para que sea válido.
- Si se presenta un mayor error se debe modificar lo marcado en **Regression Parameters**, volver a correr el archivo y revisar los resultados hasta que sea necesario. Esto se debe realizar para todas las pruebas PVT.
- Si el ajuste es adecuado, entonces se procede a guardar el cambio realizado en el archivo, esto se hace en **File** dando clic en **Update**

Component Properties. Este procedimiento se realiza siempre de obtener los resultados deseados al ajustar una prueba PVT.

- Un paso importante es después de ajustar una prueba PVT y guardar los cambios, se debe cortar o excluir la prueba para que no interfiera con los posteriores ajustes que se hagan en el archivo.

Figura 8. Prueba CCE de la densidad del crudo.

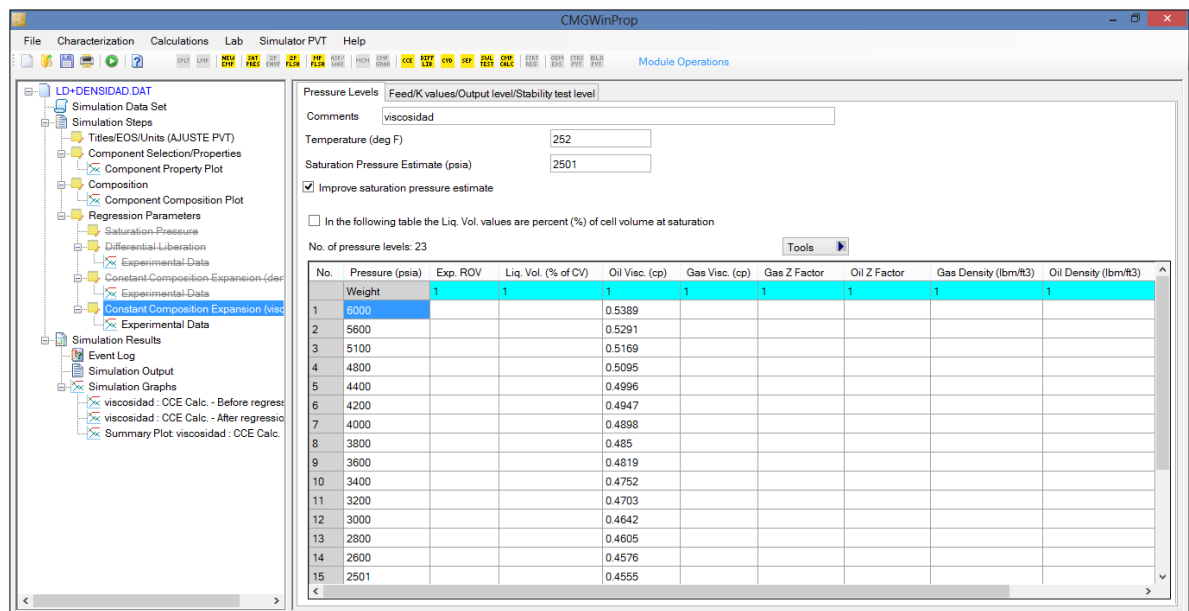


Fuente: WinProp. CMG.

- Para ajustar la densidad se usó una prueba **CCE** (Expansión a composición constante), donde se ingresaron los datos de la densidad del aceite a diferentes presiones como se muestra en la figura 8.
- Para realizar el ajuste de esta prueba se debe realizar el mismo procedimiento usado en la prueba anterior previamente explicado.
- Después de tener el ajuste de la densidad del crudo se procede a realizar el ajuste de la viscosidad.

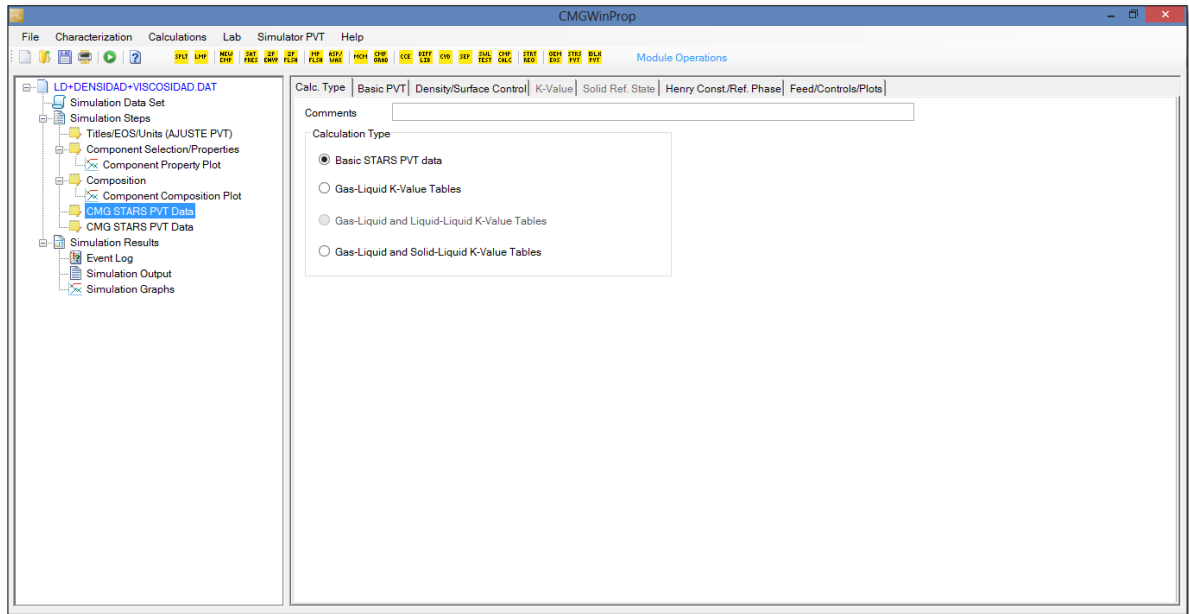
- Para la viscosidad se usó también una prueba **CCE** donde se ingresaron los datos de la viscosidad del crudo a diferentes presiones como se muestra en la figura 9.
- Se debe realizar el mismo procedimiento a diferencia que en **Regression Parameters** lo que se debe hacer es dirigirse donde dice **Viscosity Parameters** y seleccionarlos ya que estos son los que ayudan a realizar el ajuste de la viscosidad.

Figura 9. Prueba CCE para la viscosidad del crudo.



Fuente: WinProp. CMG.

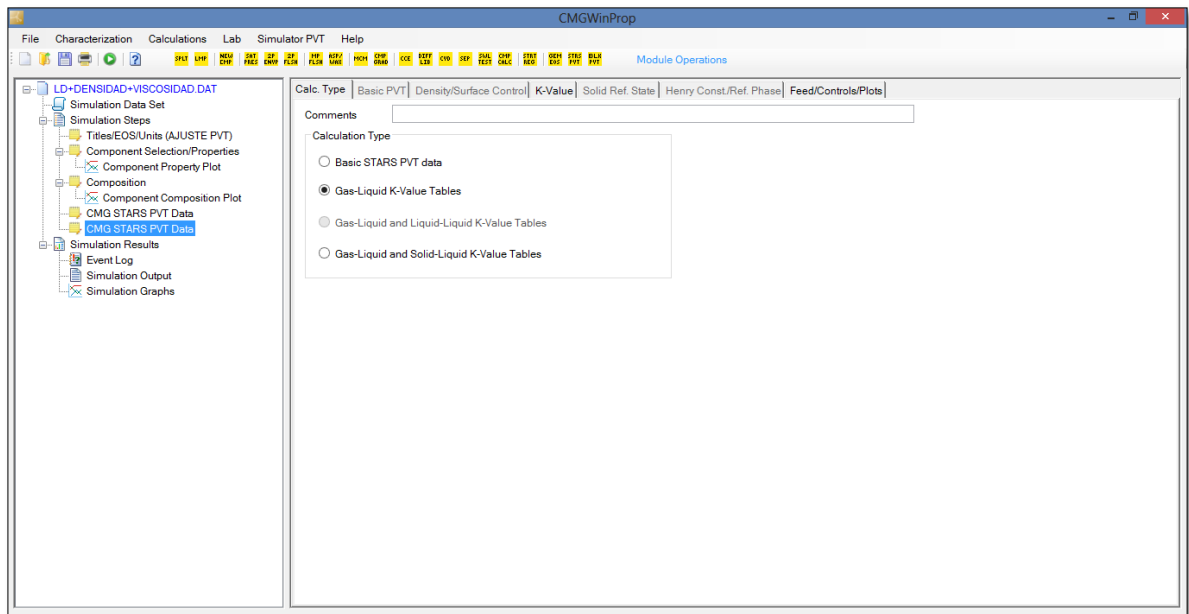
Figura 10. Exportación a STARS.



Fuente: WinProp. CMG.

- Después de realizar los respectivos ajustes de las propiedades de las pruebas PVT cargadas, el archivo se debe cuadrar de tal modo que se pueda exportar y usar adecuadamente en **STARS**.
- Ahora se debe dejar listo el archivo para exportarlo posteriormente, antes de esto se debe eliminar todas las carpetas de las pruebas y regresiones.
- Seleccione en los iconos amarillos de la parte superior donde dice **CMG STARS PVT Data** y agregue dos carpetas como se observa en la Figura 10.
- En la primera carpeta seleccione donde dice **Basic STARS PVT data** como se muestra en la figura 10. Después de esto debe llenar los datos requeridos de presión y temperatura solicitados.
- En la segunda carpeta debe seleccionar la opción **Gas-Liquid K-Value Tables** como se muestra en la figura 11. También se debe introducir los valores requeridos en esta carpeta.

Figura 11. Exportación a STARS.



Fuente: WinProp. CMG.

- Después de tener y llenar las dos carpetas, guarde y corra el archivo.
- Verifique donde está ubicado el archivo que se haya generado un archivo **.str** el cuál es el que se va a usar en **STARS**.