

**EFFECTO DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO EN EL DESEMPEÑO DE
PROCESOS DE INYECCIÓN DE AIRE PARA CRUDOS PESADOS CON
MOVILIDAD**

SEBASTIÁN QUICENO PÉREZ

JULIETH VIVIANA VÁSQUEZ QUIÑONEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**EFFECTO DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO EN EL DESEMPEÑO DE
PROCESOS DE INYECCIÓN DE AIRE PARA CRUDOS PESADOS CON
MOVILIDAD**

**SEBASTIÁN QUICENO PÉREZ
JULIETH VIVIANA VÁSQUEZ QUIÑONEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR
SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
Ingeniero de Petróleos, MS.c**

**CODIRECTORES
JAIR FERNANDO FAJARDO ROJAS
Ingeniero Químico**

**JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE
Ingeniero de Petróleos, MS.c**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

A Él dueño del amor más puro y verdadero, TÚ, mi Dios;
A mi familia, mi mayor bendición y motivación, Sencillamente
gracias. Los amo

Julieth Vásquez Quiñónez

DEDICATORIA

A mis padres. Aquí se ven
reflejados los frutos de sus
esfuerzos por sacarme
adelante.

Sebastián Quiceno Pérez

AGRADECIMIENTOS

A la universidad Industrial de Santander, a la escuela de Ingeniería de Petróleos y a todos los profesores que nos brindaron los conocimientos necesarios para formarnos como profesionales.

Al ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro por darnos la oportunidad de ser parte del grupo de investigación de recobro mejorado y demostrar nuestro potencial como investigadores

Al ingeniero Fernando Fajardo Rojas por su constante apoyo, dedicación y gran disposición ante cualquier duda, gracias por ser más que nuestro jefe, un amigo.

Al ingeniero Jorge Mario Palma por sus aportes en la elaboración de este proyecto.

A nuestros compañeros del grupo de recobro, por el apoyo desinteresado que nos brindaron durante nuestra estancia en el grupo.

A todas aquellas personas que hicieron parte de este camino.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1 GENERALIDADES	21
1.1 COMBUSTION <i>IN SITU</i>	21
1.1.1 Tipos de combustión <i>in situ</i>	21
1.1.2 Regímenes de reacción química proceso de combustión <i>in situ</i>	23
1.1.3 Zonas en un proceso de combustión <i>in situ</i>	27
1.1.4 Mecanismos de recobro en un proceso de combustión <i>in situ</i>	30
1.1.5 Ventajas del proceso de combustión <i>in situ</i> :	30
1.1.6 Limitaciones del proceso de combustión <i>in situ</i>	31
1.2 HIGH PRESSURE AIR INJECTION (HPAI)	32
1.2.1 Proceso de HPAI (high pressure air injection).....	33
1.2.2 Regímenes de reacciones.....	35
1.2.3 Descripción del proceso.....	37
1.2.4 Zonas presentes en un proceso de HPAI.....	37
1.2.5 Ventajas	39
1.2.6 Limitaciones.....	41
1.2.7 Mecanismos de recobro en HPAI:	41
1.3 EFECTO DE PARAMETROS DE YACIMIENTO.....	42
1.3.1 Efecto de la porosidad.....	43
1.3.2 Efecto de la permeabilidad.....	43
1.3.3 Efecto del espesor.....	44
1.3.4 Efecto de la temperatura.	44
1.3.5 Efecto de la presión.....	45
1.4 CRUDO PESADO CON MOVILIDAD.....	46

1.5 EFECTOS QUÍMICOS Y FÍSICOS DE LA INYECCIÓN DE AIRE A CRUDOS PESADOS Y CRUDOS PESADOS CON MOVILIDAD	47
1.6 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA	48
1.6.1 Información necesaria para la simulación numérica.....	49
2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS Y CASO BASE DE SIMULACIÓN NUMÉRICA	52
2.1 COMPOSICIÓN DEL CRUDO COLOMBIANO	52
2.2 AGRUPACIÓN DE COMPONENTES “LUMPING”	54
2.3 AJUSTES DEL COMPORTAMIENTO PVT DEL FLUIDO	54
2.4 AJUSTE VOLUMEN RELATIVO DE ACEITE.....	55
2.5 AJUSTE GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL ACEITE.....	55
2.6 AJUSTE DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL ACEITE ...	56
2.7 AJUSTE DE LAS PROPIEDADES DEL GAS.....	57
2.8 AJUSTE GRAVEDAD API, GOR Y FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL ACEITE	59
2.9 AJUSTE VISCOSIDAD DEL ACEITE	60
2.10 TENDENCIAS GENERADAS POR EL SIMULADOR STARS	60
2.10.1 Densidad del aceite.	61
2.10.2 Factor volumétrico de formación del aceite.....	63
2.10.3 Viscosidad presión.....	63
2.10.4 Viscosidad temperatura.	64
2.10.5 Relación gas aceite.....	65
2.11 ENMALLADO DE SIMULACION.....	66
2.12 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL SISTEMA.	67
2.13 PROPIEDADES TÉRMICAS DEL SISTEMA.	70

2.14	MODELO BASE DE REACCIONES	71
2.15.	INFORMACION ADICIONAL	73
2.16	CONSTRUCCION DE ANILLO DE CONFINAMIENTO	74
2.17	RESULTADOS DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN.....	75
3	EFFECTO DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO SINGULARES EVALUADOS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.	82
3.1	EFFECTO DE LA PERMEABILIDAD.....	83
3.2	EFFECTO DE LA POROSIDAD	85
3.3	EFFECTO DEL ESPESOR.....	87
3.4	EFFECTO DE LA TEMPERATURA.....	89
4	DEFINICIÓN DE ESCENARIOS DE ESTUDIO	92
4.1	ESCENARIOS DE SIMULACIÓN PROPUESTOS	94
4.2	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS ESCENARIOS DE SIMULACIÓN PROPUESTOS.....	107
4.3	COMPARACIÓN DE PARÁMETROS SINGULARES VS ESCENARIOS PROPUESTOS.....	119
4.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS 2,3 y 4	122
5.	CONCLUSIONES	125
6.	RECOMENDACIONES.....	127
	BIBLIOGRAFÍA.....	128
	ANEXOS.....	131

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Esquema de un proceso CIS	22
Figura 2 Esquema de un proceso CIS húmedo	23
Figura 3 Esquema de un proceso HPAI.....	35
Figura 4 Efecto de la temperatura en CIS y HPAI.....	45
Figura 5 Definición de crudo pesado con movilidad.....	46
Figura 6 Enmallado cartesiano	51
Figura 7 Volumen relativo de aceite.....	55
Figura 8 Gravedad específica del aceite.....	56
Figura 9 Factor volumétrico de formación.....	57
Figura 10 Factor volumétrico, compresibilidad y GE.....	58
Figura 11 Factor volumétrico de formación del gas	58
Figura 12 Viscosidad del aceite	60
Figura 13 Presión de saturación en STARS	61
Figura 14 Punto de Burbuja	62
Figura 15 Factor volumétrico de formación.....	63
Figura 16 Viscosidad vs Presión.....	64
Figura 17 Viscosidad vs Temperatura	65
Figura 18 Relación Gas Aceite	66
Figura 19 Permeabilidades relativas agua aceite	69
Figura 20 Permeabilidades relativas líquido - gas	69
Figura 21 Diagrama de permeabilidades relativas.....	70
Figura 22 Esquema de reacciones	72
Figura 23 Anillo de confinamiento modificador de volumen.....	74
Figura 24 Anillo de confinamiento porosidad	75
Figura 25 Perfil de temperatura areal	77
Figura 26 Perfil de temperatura transversal.....	78
Figura 27 Perfil de saturación de aceite.....	79

Figura 28 Producción de gases caso base	80
Figura 29 Factor de recobro caso base	81
Figura 30 Factor de recobro bajo diferentes permeabilidades	84
Figura 31 Producción molar de gases, variación en permeabilidad	85
Figura 32 Factor de recobro bajo diferentes porosidades.....	86
Figura 33 Producción molar de gases, variación porosidad	87
Figura 34 Factor de recobro bajo diferentes variaciones de espesor.	88
Figura 35 Producción molar de gases, variación de espesor	89
Figura 36 Producción molar de gases a diferentes temperaturas de yacimiento...90	
Figura 37 Factor de recobro bajo diferentes variaciones de temperatura	91
Figura 38 Factor de recobro escenario 1	96
Figura 39 Producción de gases escenario 1	96
Figura 40 Producción de gases escenario 2.....	98
Figura 41 Factor de recobro escenario 2	98
Figura 42 Factor de recobro escenario 3	99
Figura 43 Producción de gases escenario 3.....	100
Figura 44 Factor de recobro escenario 4.	101
Figura 45 Producción molar escenario 4	101
Figura 46 Factor de recobro escenario 5	103
Figura 47 Producción molar escenario 5	103
Figura 48 Comparación escenario 5 con espesor.....	104
Figura 49 Factor de recobro escenario 6	105
Figura 50 Producción molar escenario 6	105
Figura 51 Comparación factor recobro escenarios	106
Figura 52 Factor de recobro caso estudio 1	107
Figura 53 Análisis de sensibilidad caso 1 año	108
Figura 54 Tendencias factor de recobro	110
Figura 55 Análisis de sensibilidad caso de estudio 2.....	111
Figura 56 Factor de recobro caso de estudio 3.....	112

Figura 57 . Análisis de sensibilidad caso 3	113
Figura 58 Factor de recobro caso de estudio 4.....	114
Figura 59 Análisis de sensibilidad caso de estudio 4.....	116
Figura 60 Factor de recobro caso de estudio 5.....	117
Figura 61 Análisis de sensibilidad caso de estudio 5.....	118
Figura 62 Factor de recobro casos de estudio.....	119
Figura 63 Comparación casos de estudio 2025.....	120
Figura 64 Comparacion de resultados escenarios 2,3,4	121
Figura 65 Perfiles de temperatura.....	122
Figura 66 Perfil de saturación 1	124

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Paralelo entre CIS y HPAI.....	47
Tabla 2 Composición crudo colombiano	53
Tabla 3 <i>Lumping</i> de componentes.....	54
Tabla 4 Ajuste propiedades API, GOR y FVF	59
Tabla 5 Propiedades Ajustadas	59
Tabla 6 Datos obtenidos antes de la Presión de Saturación	62
Tabla 7 Datos obtenidos después de la Presión de Saturación.....	62
Tabla 8 Dimensiones del enmallado de simulación	66
Tabla 9 Condiciones iniciales del yacimiento.....	67
Tabla 10 Propiedades petrofísicas.....	67
Tabla 11 <i>End Points</i>	68
Tabla 12 Propiedades térmicas de la roca.....	70
Tabla 13 Valores propiedades termoquímicas en las reacciones de oxidación	72
Tabla 14 Condiciones iniciales de simulación.....	73
Tabla 15 Información adicional de inyección y producción de los pozos	73
Tabla 16 Calendario de Producción Caso Base	76
Tabla 17 Variables influyentes en el factor de recobro	92
Tabla 18 Estabilización frente de combustión y factor de recobro incremental	93
Tabla 19 Escenarios seleccionados.....	94
Tabla 20 Calendario de eventos	94
Tabla 21 Propiedades escenario 1	95
Tabla 22 Propiedades Escenario 2	97
Tabla 23 Propiedades Escenario 3	99
Tabla 24 Propiedades Escenario 4	100
Tabla 25 Propiedades escenario 5	102
Tabla 26 Propiedades escenario 6	104

RESUMEN

TITULO: EFECTO DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO EN EL DESEMPEÑO DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE AIRE PARA CRUDOS PESADOS CON MOVILIDAD.*

AUTORES: Sebastián Quiceno Pérez**
Julieth Viviana Vásquez Quiñonez

PALABRAS CLAVES: Efecto, parámetros, yacimiento, simulación, inyección de aire, crudo móvil

DESCRIPCIÓN:

La inyección de aire como alternativa para la recuperación mejorada de hidrocarburo requiere de estudios profundos y avanzados debido a la dificultad del proceso. Es por esto, que con el transcurso de los años se han llevado a cabo numerosos trabajos enfocados al estudio de los diferentes factores que afectan el comportamiento reactivo de crudos livianos y pesados. Una manera económica y técnicamente viable de abordar el estudio de un proceso de inyección de aire es mediante la simulación numérica de yacimientos en la cual, se pretende representar lo más cercano posible a la realidad, los eventos físicos y químicos del proceso.

En la literatura, se reportan amplios estudios de simulación numérica referentes a crudos pesados y crudos livianos. No obstante surge la bifurcación de la técnica entre combustión *in situ* e inyección de aire a altas presiones (HPAI por sus siglas en inglés), generando así una zona intermedia en donde encontramos las características de un crudo pesado pero con condiciones de movilidad a en yacimiento, sobre lo cual no se han realizado estudios sobre los efectos de los principales parámetros de yacimientos en características de este tipo de crudo.

En el siguiente trabajo se presenta el ajuste de un modelo de fluidos para un crudo pesado colombiano móvil a condiciones de yacimiento con el fin de asegurar el estudio adecuado del proceso, así como el respectivo análisis de la inyección de aire bajo diferentes parámetros de yacimiento que influyen el desempeño de la técnica, entre los cuales se destacan parámetros como el espesor de la formación, la permeabilidad, la porosidad, la profundidad, la presión y la temperatura; esta última como un parámetro significativo en el proceso de ignición del frente de llama que afectará la viabilidad final de un proyecto de combustión.

*Tesis de Pregrado.

**Facultad de Ingenierías físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: Ing. Jair Fernando Fajardo Rojas.

ABSTRACT

TITLE: RESERVOIR PARAMETERS EFFECTS UNDER AN AIR INJECTION PROCESS PERFORMED IN MOBILE HEAVY OIL^{*}

AUTHORS: Sebastián Quiceno Pérez^{**}
Julieth Viviana Vásquez Quiñonez

KEY WORDS: Effect, parameters, reservoir, simulation, air injection, mobile heavy oil.

DESCRIPTION:

An air injection process, as an enhanced oil recovery alternative requires deep and advanced studies due to the process complexity. For that, along the years a great amount of work have been carried out focused on the different factors that affect the reactivity behavior in light and heavy oil. One economic and technically viable way to address this studies is through numerical simulation, where the target is to represent as much as possible the chemical and physical process which happens at field.

Literature has reported large numerical simulation studies concerning heavy and light oil hydrocarbons. However, here a split appears due to the in situ combustion and HPAI (High Pressure Air Inject), causing an intermediate point where it can be find out a heavy oil crude having a good mobility due to reservoir conditions, a topic which has not been reported effect in the literature regarding the main reservoir parameters effects in an air injection process in mobile heavy oil.

The following study, presents a Colombian mobile heavy oil model fluid at reservoir conditions in order to ensure the adequate study, as well as the analysis of an air injection process under different reservoir parameters that influence the technique performance, between which the formation thickness, porosity, permeability, depth are highlighted. And finally, the reservoir temperature, as an important parameter which will impact on the ignition process that affects the final air injection process viability.

^{*}Undergraduated thesis.

^{**}Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering.

Director: M. Sc., M.E. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-director: Ing. Jair Fernando Fajardo Rojas, M.Sc. Jorge Mario Palma Bustamante..

INTRODUCCIÓN

El interés de la industria en el desarrollo de yacimientos de crudos pesados, ha llevado a que esta se interese en la aplicación de nuevas tecnologías que permitan la recuperación eficaz del hidrocarburo a pesar de las difíciles condiciones que se presente el reservorio; es así como las técnicas de inyección de aire se convierten en una alternativa eficiente a la hora de la recuperación de este tipo de yacimientos caracterizados por su baja gravedad API, alta viscosidad, bajos factores de recobro y baja movilidad, factores que dificultan la recuperación del crudo y hacen que sea necesario la aplicación de técnicas que mejoren la extracción del fluido.

La inyección de aire es un proceso de recuperación térmica de hidrocarburos mediante el cual se libera calor dentro del yacimiento por medio de reacciones altamente exotérmicas generadas al inyectar un gas oxidante (generalmente aire) que reacciona con el hidrocarburo *in situ*. De acuerdo al tipo de crudo presente en el yacimiento el proceso es estudiado bajo dos enfoques. Para crudos pesados por medio de combustión *in situ* (CIS), y para crudos livianos mediante inyección de aire a altas presiones (HPAI); sin embargo es necesario aclarar que no se ha definido cuál de estas técnicas se aplica a crudos pesados con movilidad, esto debido a la gran complejidad de la caracterización del mismo y de los pocos estudios que se han realizado a este tipo de hidrocarburo.

La combustión *in situ* tiene como objetivo principal reducir la viscosidad y la densidad del crudo pesado mediante la combustión de parte del hidrocarburo presente en el yacimiento¹. Por otra parte la técnica HPAI se fundamenta,

¹ SARATHI, P.; "In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices". Oklahoma, 1995. p-25

inicialmente, en la recuperación de crudos livianos por medio de la acción de un agente presurizante², efecto de empuje miscible y/o miscible;

La presente investigación fue realizada para analizar la influencia de diferentes parámetros de yacimiento en el desempeño de un proceso de inyección de aire para crudos pesados con movilidad, por lo cual se utilizó la herramienta STARS de la compañía CMG. Se analizó un caso base de yacimiento y a partir de este se realizaron variaciones en los parámetros de yacimiento más influyentes de tal manera que sea posible determinar cuáles son los valores óptimos para el desarrollo de estos procesos y de la misma forma analizar qué proceso entre CIS y HPAI tiene lugar dada la complejidad del análisis de un crudo pesado con movilidad.

² SHAH, A. A., & MODI, K. "Feasibility of High Pressure Air Injection in Heterogeneous Light Oil Reservoir using Thermal Simulation". SPE-152978-MS. 2012.

1 GENERALIDADES

1.1 COMBUSTION *IN SITU*

La combustión *in situ* es un proceso de recobro térmico para yacimientos de crudo pesado que consiste en la inyección de un gas con contenido de oxígeno que genera reacciones principalmente exotérmicas mediante la combustión de una fracción del aceite. Este proceso es conocido como *fireflooding*³ debido a que uno de los objetivos principales de esta técnica es generar un frente de llama que actúe como mecanismo de desplazamiento, llevando el crudo hacia los pozos productores.

En el desarrollo del proceso se evidencian ciertos efectos producto de un calentamiento de la formación debido a la interacción del agente oxidante y el crudo de acuerdo a los diferentes tipos de reacciones químicas, las cuales a su vez alteran la composición del fluido y sus características.

1.1.1 Tipos de combustión *in situ*: De acuerdo al tipo de fluido inyectado durante un proceso de combustión este puede clasificarse en combustión seca y combustión húmeda.

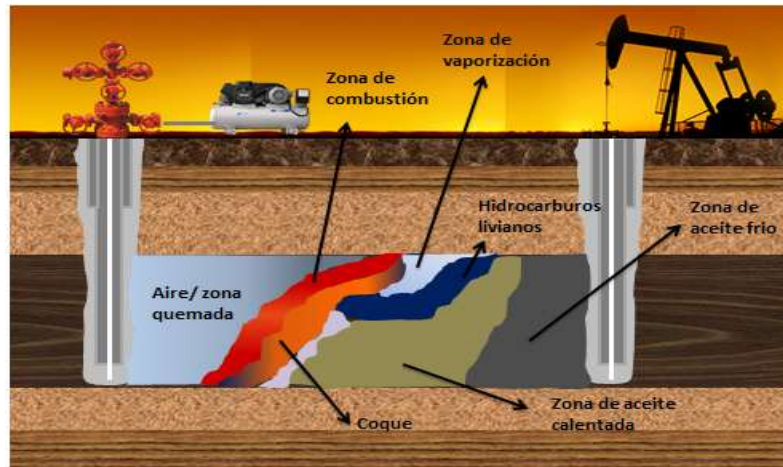
- **Combustión seca**

La característica principal de este proceso es la inyección continua de aire o gas enriquecido con oxígeno, para así generar la ignición del crudo. Una vez se presenta dicha ignición se producen, a lo largo del yacimiento diferentes zonas características de este tipo de combustión. Estas son el resultado del transporte

³ SARATHI, Op. cit., P 25

de masa y calor además de las reacciones químicas que ocurren en el proceso⁴. Dichas zonas son: zona quemada, zona de combustión, zona de vaporización y craqueo, zona de condensación, banco de agua, zona de aceite alterado y zona de aceite frío, todas ellas serán explicadas en detalle más adelante. (Figura N° 1)

Figura 1 Esquema de un proceso CIS



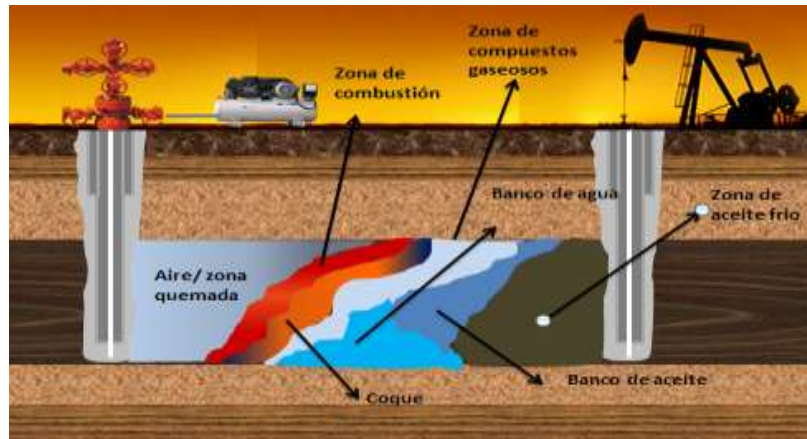
- **Combustión húmeda**

La capacidad calorífica del aire es baja por lo cual parte del calor liberado en un proceso de combustión seca no es usado en el desplazamiento del hidrocarburo. Por otro lado cuando el gas inyectado es enriquecido con agua; proceso conocido como combustión húmeda; la capacidad de transmitir y transportar calor liberado por la combustión a través de la matriz mejora considerablemente debido a la capacidad calorífica del agua, además de la reducción de la cantidad de combustible que es quemado en el proceso⁵. Las zonas generadas en este tipo de combustión son: Zona quemada, zona de combustión, zona de vaporización y craqueo, zona de compuestos gaseosos, banco de agua, zona de aceite alterado y zona de aceite frío. (Figura N° 2).

⁴ SARATHI, P.; Op. cit., P 26

⁵ SARATHI, P.; Op. cit., P 29.

Figura 2 Esquema de un proceso CIS húmedo



1.1.2 Regímenes de reacción química en un proceso de combustión *in situ*.

La existencia del proceso de combustión *in situ* depende completamente de las reacciones químicas que se desarrollan entre el aire inyectado y el aceite crudo⁶. Sin embargo, estas reacciones dependen de las características del sistema Matriz-aceite, por lo cual realizar una caracterización de las propiedades de la roca y el fluido cumple un papel fundamental en el momento de la determinación de las reacciones químicas del proceso.

Las reacciones químicas asociadas a un proceso de combustión *in situ* son numerosas y ocurren a diferentes rangos de temperaturas; sin embargo, con el fin de simplificar los estudios se han agrupado en tres clases diferentes: Oxidaciones a baja temperatura (LTO por sus siglas en inglés), pirolisis y oxidaciones a altas temperaturas (HTO por sus siglas en inglés).⁷

⁶ GARCIA . M., PATIÑO. C. "Evaluación Del Efecto De La Presencia De Arcilla Y Minerales En Un Yacimiento Sobre El Desarrollo De Un Proceso De Combustión In Situ". UIS-2013 p-30

⁷ YATTE, F., C. Grupo de investigación de Recobro Mejorado, UIS-ICP. COMBUSTIÓN IN SITU. 2009.

- **Reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO)**

Las reacciones de oxidación a baja temperatura o reacciones de adición, se describen como reacciones heterogéneas (fases gas/liquido), las cuales ocurren por el contacto entre el oxígeno y el hidrocarburo presente en el yacimiento⁸. En las reacciones LTO se produce agua e hidrocarburos parcialmente oxigenados tales como ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes e hidroperóxidos. Estas reacciones ocurren en rangos de temperatura por debajo de los 400°F, sin embargo estos dependen de la viscosidad del combustible, haciendo así que tiendan a presentarse preferentemente en crudos livianos que en pesados⁹. Las reacciones LTO son bastante complejas, sin embargo, se basan en la condensación de componentes de bajo peso molecular a productos de alto peso molecular, incrementando la viscosidad del crudo, punto de ebullición y densidad. Las reacciones LTO se pueden describir por medio de las siguientes ecuaciones basadas en el modelo de Belgrave¹⁰:



Ó



- **Reacciones de craqueo o pirolisis.**

Las reacciones de craqueo o pirolisis son ocasionadas por el aumento de temperatura en el yacimiento, están asociadas a la deposición del combustible (coque); que se define como la fracción de aceite insoluble en tolueno que contiene generalmente entre 80% y 90% de carbono y de 3% a 9% de hidrogeno;

⁸ BELGRAVE J. D. M, MOORE, R.G., "A Comprehensive Approach to In Situ Combustion Modeling". SPE- 20250-PA. 2000.

⁹ GARCIA. Op. Cit p-10

¹⁰ GUTIERREZ, D., MILLER, R.J., TAYLOR, A.R. and KUMAR, V.K., Buffalo Field High-Pressure Air Injection Projects: Technical Performance and Operational Challenges; SPE-113254-MS. 2008.

para su posterior combustión. Estas se generan por el aumento de temperatura del yacimiento; son homogéneas y endotérmicas y envuelven tres clases de reacciones, a saber, deshidrogenación, craqueo y condensación. En las reacciones de deshidrogenación los átomos de hidrógeno se separan de la molécula de hidrocarburo sin alterar los átomos de carbono. En las reacciones de craqueo se rompe el enlace carbono- carbono de las moléculas de combustible más pesadas produciendo moléculas de hidrocarburos con menos número de carbonos. Por último en las reacciones de condensación se observa un aumento en el número de átomos de carbono en las moléculas.

En general los compuestos hidrocarburos presentan reacciones de deshidrogenación, craqueo térmico y condensación de la siguiente forma: Las parafinas no presentan reacciones de condensación en rangos entre 700-1250 °F, estas generan reacciones de craqueo y deshidrogenación dependiendo del tamaño de la molécula. Las pequeñas cadenas de hidrocarburo (metano-butano) presentan deshidrogenación a temperaturas entre 400 y 540 °F y las moléculas más grandes sufren craqueo; así, grandes cadenas rectas de hidrocarburos después de un calentamiento prolongado producen coque y cantidades considerables de fracciones de hidrocarburos livianos¹¹.

Las reacciones de pirólisis se describen por la siguiente ecuación química:

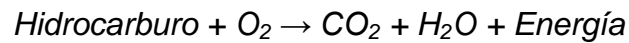


- **Reacciones de oxidación a altas temperaturas o reacciones de rompimiento. (HTO)**

¹¹ SARATHI. Op Cit. p-41.

Las reacciones entre el aire inyectado y el coque a temperaturas superiores a 650°F son conocidas como reacciones de oxidación a altas temperaturas o HTO. Los productos principales de este tipo de reacción son, dióxido de carbono (CO₂), y agua (H₂O). Las reacciones HTO son heterogéneas, es decir, ocurren reacciones gas-sólido y gas-líquido, y se caracterizan por ser las encargadas de proporcionar la energía térmica para el mantenimiento y la propagación del frente de combustión.

La ecuación para este tipo de reacción es:



El calor que se libera en esta reacción es el encargado de mantener y propagar el frente de combustión¹².

Estudios demuestran que este tipo de reacciones de rompimiento no solo son heterogéneas sino que conllevan a un sinnúmero de fenómenos de transporte, de esta manera el proceso se divide en las siguientes etapas¹³:

1. Difusión de oxígeno de la mayor parte de la corriente de gas a la superficie del combustible (coque)
2. Adsorción del oxígeno en la superficie
3. Reacción química con el combustible
4. Desorción de los productos de combustión
5. Difusión de los productos fuera de la superficie

¹² OLIVEROS, L. R., "Determinación de Parámetros de Diseño y Evaluación Técnica del Procesos de Combustión In Situ a Partir de Pruebas de Tubo de Combustión". GRM, UIS, ICP. 2011. p-18.

¹³ SARATHI, Op. Cit. p-43

Si alguno de los pasos mencionados anteriormente es más lento que los otros, el proceso de combustión será controlado por este. Generalmente las reacciones químicas ocurren mucho más rápido que un proceso de difusión, por lo que en la mayoría de los casos el proceso de combustión es controlado por la difusión, siendo este un tema controversial para muchos autores que opinan lo contrario¹⁴.

1.1.3 Zonas en un proceso de combustión *in situ*: En un proceso de combustión *in situ* es posible identificar siete zonas características, estas varían de acuerdo al tipo de combustión que se presente (Húmeda o seca).

- **Zona quemada**

Es la zona adyacente al pozo de inyección, por esta zona pasa el aire que gradualmente aumentará de temperatura para así mantener el frente de combustión, también es posible encontrar residuos orgánicos sólidos no quemados comúnmente denominados como coque en bajos porcentajes. Las altas temperaturas que se presentan producen una alteración mineral de la zona¹⁵.

En una combustión húmeda la zona quemada presentará flujo bifásico, debido a que parte del agua inyectada no ha logrado vaporizarse.

- **Zona de combustión**

En esta zona ocurre la reacción entre el oxígeno y el combustible generando calor, gases de combustión y agua. La temperatura alcanzada en esta zona depende

¹⁴ OLIVEROS, L. R., Op.Cit. p-19.

¹⁵ SARATHI, Op. Cit. p-29

principalmente de la naturaleza y la calidad del combustible consumido por unidad de roca¹⁶.

- **Zona de vaporización y craqueo**

Las altas temperaturas alcanzadas en la zona de combustión hacen que en esta zona los componentes volátiles del hidrocarburo se vaporicen y los pesados sufran craqueo térmico, dando lugar a la formación de gases hidrocarburos y coque. Los componentes que se volatizaron son transportados por los gases de combustión hasta que sufran condensación y mezcla con el hidrocarburo.

Los procesos de combustión seca y húmeda difieren en la zona que se aplicará a continuación, para combustión seca se denomina zona de condensación, mientras para un proceso de combustión húmeda se denomina zona de compuestos gaseosos.

- **Zona de condensación**

La presión parcial del agua presente en la fase gaseosa determinará la temperatura de esta zona¹⁷ (exclusiva para procesos de combustión seca) que varía entre los 350 y 600 °F; así mismo en esta zona los hidrocarburos livianos que se desprendieron anteriormente, se condensan y se mezclan de nuevo con el crudo. Esta región contiene gas, aceite, agua y gases de combustión que se mueven hacia el pozo productor.

¹⁶ SARATHI, Op. Cit p-29

¹⁷ SARATHI, Op. Cit p-29

- **Zona de compuestos gaseosos**

Se caracteriza principalmente por la gran cantidad de componentes gaseosos principalmente vapor, que se generan debido a la inyección de agua, logrando así que aumente la eficiencia de calor transportado.¹⁸

- **Banco de agua caliente**

La disminución de la temperatura en esta zona causa la condensación de un banco de agua el cual presenta una saturación de agua mayor a la saturación de agua inicial.¹⁹

- **Banco de aceite**

Esta zona contiene todo el aceite que ha sido desplazado gracias al proceso de combustión, la saturación de aceite en esta región, es mayor a la saturación de aceite inicial.

- **Zona de aceite frio**

Las propiedades iniciales permanecen iguales en esta región ubicada adelante del banco de aceite, dado que no ha sufrido alteraciones.

¹⁸ GARCIA, Op. Cit . p-24.

¹⁹ SARATHI, Op Cit.. p-29

1.1.4 Mecanismos de recobro en un proceso de combustión *in situ*: Durante el proceso de combustión *in situ*, se evidencian una serie de mecanismos de recobro que contribuyen a la recuperación del hidrocarburo presente en el yacimiento los cuales se clasifican de la siguiente forma:

- Desplazamiento por fluidos inmiscibles:
 - Desplazamiento por agua
 - Desplazamiento por gases
 - Desplazamiento por vapor

- Desplazamiento por fluidos miscibles
 - Desplazamiento por Nitrógeno
 - Desplazamiento por CO₂

- Desplazamiento por efectos térmicos:
 - Reducción de la viscosidad del hidrocarburo

1.1.5 Ventajas del proceso de combustión *in situ*²⁰:

- El aire es un fluido bastante económico, fácil de adquirir y muy eficiente.

- Puede ser aplicado en yacimientos someros y profundos de gravedades API altas y bajas.

²⁰ YATTE, Op, Cit. p85.

- Se obtienen buenos resultados en formaciones entre 10 y 50 ft de espesor.
- Las heterogeneidades del yacimiento no tiene efectos significativos como ocurre en un proceso de inyección de vapor.
- La permeabilidad de la formación tiene mínimos efectos en la aplicación de la técnica.
- Puede ser aplicado después de una inyección de agua o inyección de vapor.
- El proceso puede ser implementado en condiciones no favorables para una inyección de agua o de vapor.
- Los proyectos de combustión *in situ* permiten el uso de mayores espaciamientos en comparación con proyectos de inyección de vapor
- El proceso mejora la calidad del crudo.

1.1.6 Limitaciones del proceso de combustión *in situ*²¹

- A pesar de que el aire es gratis, requiere de un proceso de compresión, así entre mayor sea la cantidad de aire requerido, mayor será el costo del proceso de compresión necesario para llevar a cabo la técnica.
- Presenta múltiples problemas operacionales, requerimiento tecnológico alto.

²¹ YATTE, Op. Cit., p85.

- Los procesos de combustión *in situ* requieren de costosas investigaciones de laboratorio antes de ser implementado en yacimiento. Esto es necesario para conocer las características del crudo que será quemado, disponibilidad de combustible y los requerimientos de aire
- La complejidad de las reacciones químicas hace necesario el uso de sofisticados simuladores para una correcta predicción.

1.2 HIGH PRESSURE AIR INJECTION (HPAI)

La técnica HPAI ha ido avanzando durante los últimos años en el ámbito tecnológico dando así lugar a una implementación económicamente atractiva en yacimientos donde la evaluación mediante otros métodos de recobro no resulta factible. Dentro de las características generales, en las cuales la técnica ha sido previamente aplicada, se encuentran los yacimientos de crudo liviano, altas profundidades, estratos delgados, baja permeabilidad²² y sometidos a altas presiones²³.

²² MONTES, A. R., MOORE, R. G., METHA, S. A., URSENBACH, M. G., & GUTIERREZ, D. "Is High-Pressure Air Injection (HPAI) Simply a Flue-Gas Flood?" PETSOC - 2008-180. 2008.

²³ JIA, H., YUAN, C., ZHANG, Y., PENG, H., ZHONG, D., & ZHAO, J. "Recent Progress of High Pressure Air Injection Process (HPAI) in Light Oil Reservoir: Laboratory Investigation and Field Application". SPE-156974-MS. 2012.

1.2.1 Proceso de HPAI (high pressure air injection): La técnica HPAI (Inyección de aire a altas presiones de sus siglas en inglés) como su nombre lo indica, consiste en la inyección de aire presurizado al yacimiento, el cual al entrar en contacto con el crudo, modifica física y químicamente el hidrocarburo presente en sitio. Sin embargo, este proceso presenta la combinación de factores termodinámicos y fisicomecánicos implicando una mayor complejidad²⁴ respecto a las demás técnicas de recobro. Dentro de los principales mecanismos de interacción se pueden destacar: empuje por gases de chimenea, represurización del yacimiento, expansión de fluidos, reducción de la viscosidad (mínimo), desplazamiento debido a un frente de combustión y *stripping* de los componentes volátiles²⁵.

A grandes rasgos, es correcto afirmar que la producción temprana de hidrocarburo mediante la implementación de la técnica se debe a una represurización del yacimiento y efectos por empuje de gases generados los cuales se justificarán posteriormente.

Como consecuencia de los diferentes fenómenos llevados a cabo, los autores divergen en cuanto al mecanismo predominante de recobro de esta técnica. Dicha discusión se debe a que un proceso de oxidación del crudo en presencia de aire, da como resultado, además de la generación de gases de chimenea un proceso de combustión *in situ*.

Clara *et al*²⁶, justifican la técnica HPAI en crudos livianos como un proceso solamente de empuje por gases de chimenea sin importar la oxidación y reactividad del crudo.

²⁴ MONTES, Op. Cit.

²⁵ Ibid.

²⁶ CLARA, C., DURANDEAU, M., QUENAULT, G. and NGUYEN, T., "Laboratory Studies for Light-Oil Air Injection Projects: Potential Application in Handil Field"; SPE reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 3, No. 3, June 2000.

Hunedi *et al*²⁷ , al igual que Clara *et al*, aseguran que el mecanismo de desplazamiento se da únicamente por empuje inmisible de gas en yacimiento debido a la producción de gases de chimenea *in situ*. Sin embargo, a diferencia de Clara, afirman que el frente de combustión se encuentra tan atrás que no aportan significativamente al factor de recobro total, posibilitando el modelamiento como un barrido de gases de chimenea.

Montes *et al*²⁸, describen la técnica mediante ambos procesos. Es decir, la generación de una zona de miscibilidad y por tanto un desplazamiento del crudo debido a los productos generados por medio de las reacciones de oxidación y un frente de combustión similar a la combustión *in situ*.

Por otro lado, los experimentos de laboratorio llevados a cabo de la técnica²⁹, muestran que el proceso es similar a la inyección de gases únicamente antes de haber sido inyectado más de una unidad de volumen poroso (>1VP) de la muestra. Posteriormente, los resultados de la prueba evidencian producciones de hidrocarburo que no son posibles de obtener únicamente por medio de un desplazamiento inmisible de gas. Es así como se justifica que los efectos térmicos de la combustión indican un aporte en el factor de recobro total. Adicionalmente, el proyecto más antiguo aún en operación de la técnica³⁰ sugiere que el proceso no únicamente está siendo desarrollado mediante un empuje de gases inmiscibles, si no que los efectos térmicos presentan un impacto positivo en el recobro. (Figura N° 3).

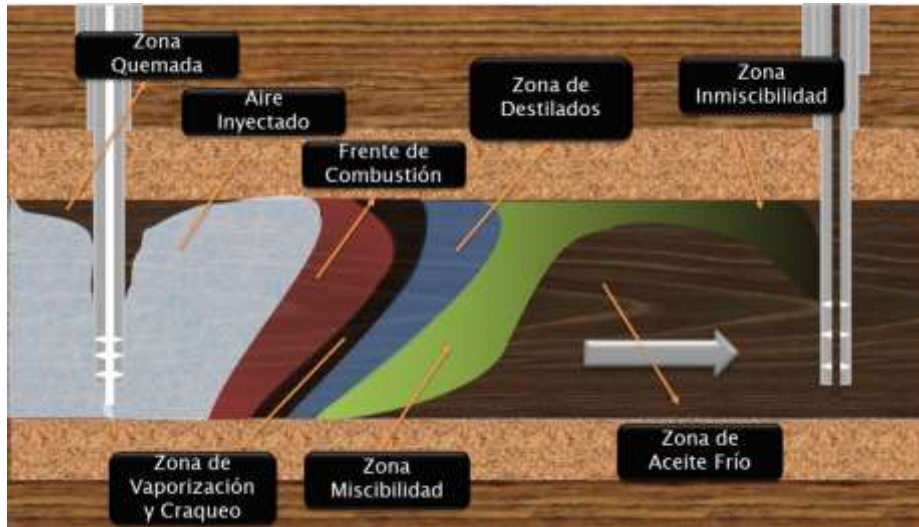
²⁷ MAUBEUGE, F., MOREL, D. C., FOSSEY, J.-P. C., HUNEDI, S., & DANGUIGNY, J. A. "Applicability of Enhanced Oil Recovery techniques on mature fields - Interest of gas injection". SPE-93368-MS. 2005..

²⁸ MONTES Op.Cit.

²⁹ MONTES, Op.Cit.

³⁰ GUTIERREZ, D., MILLER, R.J., TAYLOR, A.R. and KUMAR, V.K., Buffalo Field High-Pressure Air Injection Projects: Technical Performance and Operational Challenges; SPE-113254-MS. 2008.

Figura 3 Esquema de un proceso HPAI



Fuente: PPT. Fernando Fajardo. Inyección de Aire. Bucaramanga: UIS, 2013 modificada por los autores

1.2.2 Regímenes de reacciones: Similar a la combustión *in situ*, la oxidación del hidrocarburo liviano presenta diferentes tipos; no obstante, es necesario aclarar las características de cada régimen debido a que la reactividad y el consumo de oxígeno de cada uno de los hidrocarburos, pesados y livianos, varía considerablemente el uno del otro³¹.

- **Reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO)**

Este régimen de reacción se da a temperaturas menores de 150°C³². En ellas, el crudo reacciona químicamente con una gran cantidad de átomos de oxígeno presentes en el aire, dando como resultado la producción de óxidos de carbono, principalmente CO₂. Adicionalmente habrá generación productos oxigenados tales como hidroperóxidos, aldehídos, cetonas y ácidos los cuales se polimerizan disminuyendo la eficiencia de desplazamiento del crudo. Dichos compuestos

³¹ MOORE R.G., MEHTA S.A., and URSENBACH M.G.: "A Guide to High Pressure Air Injection (HPAI) Based Oil Recovery", SPE-75207-MS. 2002.

³² TERAMOTO, T., UEMATSU, H., TAKABAYASHI, K., & ONISHI, T. "Air Injection EOR in highly water saturated light-oil reservoir". SPE-100215-MS. 2006.

oxigenados repercutirán en un aumento de la viscosidad, densidad y rango de ebullición del crudo. A pesar de los efectos negativos, este régimen de reacción es necesario ya que las reacciones de adición de oxígeno (LTO) proporcionarán la energía suficiente en forma de calor al crudo, para alcanzar tras los 150°C el régimen de alta temperatura (HTO)³³.

Adicionalmente, cierta porción de asfáltenos presentes en el crudo liviano se depositará generando coque el cual promoverá un frente de combustión al ser quemado. No obstante, debido a la naturaleza del crudo liviano, la cantidad de coque será baja ya que la fracción de asfáltenos en el crudo no es alta.

- **Reacciones de oxidación a alta temperatura (HTO)**

Este régimen de reacción se da a temperaturas entre los 302 y 572 °F³⁴. Montes *et al*³⁵ dicen que las reacciones se dan a temperaturas entre los 482 -572°C. Aquí se presentan reacciones de rompimiento de enlaces donde el oxígeno reacciona con las moléculas hidrocarburo produciendo agua, dióxido de carbono y liberación de energía. Las reacciones de rompimiento son críticas en el éxito de la técnica debido a que gracias a ellas se generará un frente de combustión. Este frente de combustión es el objetivo del proceso de oxidación del crudo, ya que debido a este, el hidrocarburo se desplazará por empuje del frente de llama.

³³ TERAMOTO,.Op Cit.

³⁴ Ibid.

³⁵ MONTES.. Op. Cit.

1.2.3 Descripción del proceso: Inicialmente en la técnica HPAI el aire presente en la atmósfera es comprimido para luego ser inyectado al yacimiento. Una vez dicho agente oxidante es inyectado a la formación de interés, este reaccionará con el crudo obteniendo inicialmente reacciones LTO de las cuales se obtendrán como producto principal CO₂. La mezcla del dióxido de carbono y nitrógeno inerte presente en el aire, ocasionarán un diferencial de presión que desplazará la mezcla crudo-gas (empuje por gases) hacia los pozos productores. Adicionalmente dichos gases provocarán la represurización del yacimiento.

Moore *et al*³⁶ afirma que de acuerdo a la concentración de gases y tipo de crudo se logra la presión mínima de miscibilidad en el proceso. Una vez se alcanza la miscibilidad el desempeño del desplazamiento aumentará. Sin embargo, se considera que inicialmente habrá un frente de fluidos inmiscibles debido a que la concentración de los gases aumenta gradualmente.

Entre tanto, debido a la exotermicidad de las reacciones LTO estas originarán la deposición de los asfáltenos para producir una porción de combustible y causarán un aumento de temperatura en el crudo. Una vez la energía en forma de calor incrementa lo suficiente la temperatura para que las reacciones en yacimiento den un salto de régimen de reacciones, de LTO a HTO, se formará un frente de llama. Así mismo, se presentará una disminución de la viscosidad del crudo debido a las altas temperaturas y a la no producción de compuestos hidrocarburos oxigenados, los cuales, sí se presentan en las reacciones de baja temperatura.

1.2.4 Zonas presentes en un proceso de HPAI

- **Zona quemada**

³⁶ MOORE. Op.Cit..

La zona quemada se presenta en la parte más cercana al pozo inyector. En esta parte, la combustión ya tuvo lugar. Se puede encontrar residuos orgánicos sólidos remanentes a los cuales se les denomina coque³⁷ análogo a su contraparte en el proceso de combustión *in situ*.

- **Frente de combustión**

En esta región están presentes las reacciones de alta temperatura (HTO). Esta zona se genera debido a la reacción entre el combustible generado en las reacciones LTO y el aire inyectado (únicamente el oxígeno). Adicionalmente, los productos generados son agua (H₂O), dióxido de carbono (CO₂) y monóxido de carbono (CO). El frente de combustión actúa como agente desplazante del hidrocarburo hacia los pozos productores.

- **Zona de vaporización, craqueo y destilados**

En esta zona se genera una producción de monóxido de carbono, hidrocarburos livianos a partir de la fracción pesada, hidrocarburos vaporizados, y una leve producción de coque.

- **Zona de inmiscibilidad**

Debido a la naturaleza del proceso, esta zona siempre estará presente debido a la alta producción de CO₂, en ella existe un empuje de gases de chimenea y nitrógeno. No obstante, el desplazamiento no es eficaz debido a la tensión interfacial de ambas fases. Una vez la concentración de los gases y la presión en la zona sea la adecuada se presentará la zona de miscibilidad.³⁸

³⁷ GARCIA, Op. Cit p-24

³⁸ MOORE.. Op. Cit

- **Zona de miscibilidad**

Esta zona no siempre se presenta durante el desarrollo de un proceso HPAI, sin embargo, se da en caso de que las condiciones de presión y temperatura, junto con la mezcla adecuada de nitrógeno y dióxido de carbono, alcancen la presión mínima de miscibilidad para el crudo presente.³⁹

- **Zona de aceite frío**

También puede ser llamada zona de aceite inalterado, en el cual, no se evidencian los efectos físicos y térmicos del proceso. En esta zona, el crudo es desplazado como consecuencia de los fenómenos ocurridos anteriormente. Debido a que el aceite es de carácter liviano, fluirá sin la necesidad de una alteración térmica para la reducción de viscosidad. Sin embargo, el desplazamiento del crudo será menor en comparación a cuando se evidencian los efectos térmicos.

1.2.5 Ventajas: De acuerdo a las características de la técnica se presentan las ventajas del método de acuerdo a la literatura.

- Aplicable a yacimientos profundos.
- Altas presiones y temperaturas.
- Viable en formaciones delgadas.
- Yacimientos de baja permeabilidad.

³⁹ TERAMOTO, Op.Cit

- Posible ignición espontánea.
- Proceso autocorrector ya que la rápida movilización del aceite, reduce temporalmente la permeabilidad del gas generando que el aire inyectado sea redireccionado en caso que el frente se desplace a donde no debería⁴⁰.
- Precipitación de sales en la zona de vapor lo que promueve un mejor barrido volumétrico del yacimiento⁴¹.
- La difusión de gas puede contrarrestar los efectos de *overriding*⁴².
- Operable en un amplio rango de condiciones⁴³.
- El cambio de régimen de reacción (LTO a HTO) se alcanza fácilmente debido al rango de temperaturas de cada régimen.
- Factible en yacimientos de crudo liviano altamente saturados con agua⁴⁴.
- La misma cantidad de aceite es consumido como combustible sin importar la saturación de aceite inicial⁴⁵.
- La técnica presenta un alto grado de factibilidad aun cuando solo se presenta el régimen LTO.

⁴⁰ GUTIERREZ, D., TAYLOR, A. R., KUMAR, V., URSENBACH, M. G., MOORE, R. G., & MEHTA, S. A. " Recovery Factors in High-Pressure Air Injection Projects Revisited". SPE-108429-MS. 2007.

⁴¹ GUTIERREZ, D., Op.Cit..

⁴² Ibid

⁴³ MOORE R.G. Op. Cit.

⁴⁴ TERAMOTO, T., UEMATSU, H., TAKABAYASHI, K., & ONISHI, T. "Air Injection EOR in highly water saturated light-oil reservoir". SPE-100215-MS. 2006.

⁴⁵ Ibid

- Las temperaturas que alcanzan los fluidos de formación están por debajo de la temperatura a la cual se forman los óxidos de nitrógeno.

1.2.6 Limitaciones: De acuerdo a las características de la técnica se presentan las desventajas del método de acuerdo recopiladas de la literatura.

- La estimación del factor de recobro no se puede realizar de una manera directa, esta tiene que ser hecha similar a la técnica CIS, en la cual es preferible usar un simulador térmico de yacimientos⁴⁶
- La eficiencia de desplazamiento depende de la cantidad de combustible consumido⁴⁷.
- 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 periodos de producción y por tanto una reducción en el factor de recobro⁴⁸.
- El *overriding* disminuye la eficacia de la técnica.

1.2.7 Mecanismos de recobro en HPAI: A continuación se encuentran los mecanismos de recobro en HPAI:

⁴⁶ TERAMOTO, Op. Cit.

⁴⁷ Ibid.

⁴⁸ MOORE Op. Cit.

- Represurización del yacimiento: Este mecanismo se da debido a que la presión de inyección del aire está por encima de la presión actual de yacimiento. Adicionalmente, con la generación de gases de combustión como el dióxido de carbono, la liberación de los gases en el yacimiento ocasionará que la mayor cantidad molar de gases genere presión en la formación ya que el volumen del estrato es constante.
- Empuje por gas combustible: Cuando se da la ignición del hidrocarburo, la transferencia de calor por delante del frente de combustión, aumentará la temperatura, causando la vaporización de componentes volátiles en el yacimiento, los cuales incrementaran su volumen debido a que cambian de fase gaseosa a líquida y en consecuencia generarán un empuje del fluido hidrocarburo.
- Empuje por gas inmiscible y miscible: Si la mezcla de gases alcanza la presión mínima de miscibilidad en yacimiento el empuje de hidrocarburos será mayor dado que se generará una mezcla de fluidos disminuyendo la viscosidad del crudo. No obstante, en caso de que no se alcance la miscibilidad, ocurre un desplazamiento inmiscible, este consiste en desplazar un fluido mediante la inyección de otro, con características diferentes al de yacimiento.

1.3 EFECTO DE PARAMETROS DE YACIMIENTO

Las propiedades del yacimiento son parte fundamental a tratar a la hora de desarrollar una simulación de yacimientos; estas influyen directamente en los parámetros cinéticos de las reacciones químicas así como en la estructura y geología del yacimiento. Por esta razón se describen a continuación los

principales parámetros de yacimiento y los efectos teóricos que pueden causar en el desempeño de un proceso de inyección de aire para crudos pesados con movilidad.

1.3.1 Efecto de la porosidad: Para un proceso de combustión *in situ*, un aumento en el valor de la porosidad ocasionaría una mayor deposición de coque dado que existe una gran cantidad de hidrocarburo disponible para la ignición; así mismo una disminución en el valor de esta causaría un aumento en la temperatura del yacimiento, debido a la absorción de calor por la matriz de la roca, lo que podría acelerar las reacciones químicas del proceso de combustión.

En un proceso de inyección de aire a altas presiones un valor de porosidad alto causaría una disminución en las pérdidas de energía y se almacenaría una mayor cantidad de hidrocarburo, lo que favorecería ampliamente el proceso, así mismo si el valor de la porosidad es bajo se aumentaría la energía para incrementar la temperatura del yacimiento⁴⁹.

1.3.2 Efecto de la permeabilidad: En los proceso de combustión *in situ* los efectos de la permeabilidad varían de acuerdo al tipo de crudo que se tenga⁵⁰, afectando directamente la deposición del combustible. Así mismo si se produce un aumento en su valor se obtendrá un incremento en la tasa de producción dado que el medio no opone demasiada resistencia a que el fluido fluya.

En un proceso HPAI el aumento de la permeabilidad absoluta es directamente proporcional con la producción de aceite, es decir, el aumento del valor de esta propiedad traerá consigo un aumento en la tasas de producción, un caso opuesto ocurre con el frente de llama, pues a mayor permeabilidad menor frente de llama.

⁴⁹ Couch, E. J., & Rodriguez, H. V. (1970, January 1). Effects of Porosity and Permeability on In-situ Combustion Fuel Consumption. Society of Petroleum Engineers. Spe- 2873-MS

⁵⁰ Ibid.,p 5.

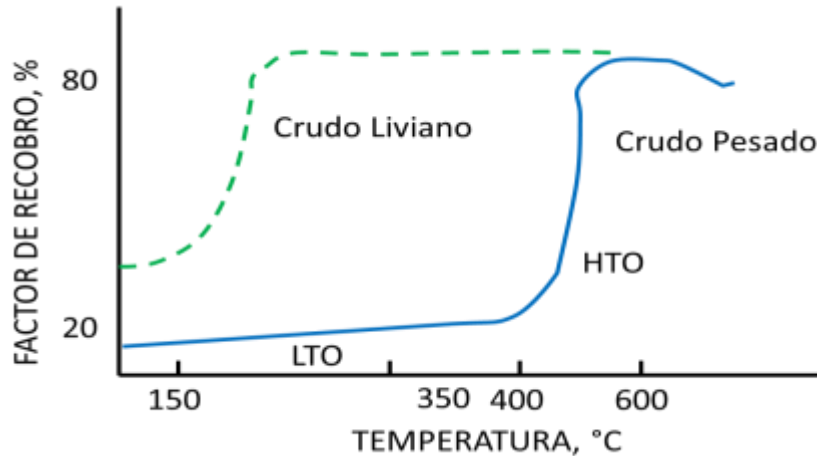
1.3.3 Efecto del espesor: Los procesos de combustión *in situ* son viables en espesores mayores a 10 ft. Con valores de espesor superiores a este se logrará un incremento en la temperatura del yacimiento, (debido a la transferencia de calor) así como una disminución logrará la reducción de pérdidas de energía⁵¹. En los procesos de inyección a altas presiones los efectos del espesor se relacionan directamente con la eficiencia de barrido vertical, es decir, en un espesor pequeño la eficiencia de barrido vertical será menor debido a la poca acción de las fuerzas gravitacionales en el proceso. Sin embargo, si los valores de espesor son altos se tendrán bastantes pérdidas de energía por overriding del aire.

1.3.4 Efecto de la temperatura: La temperatura es una de las propiedades con mayores efectos en el desempeño de proceso de inyección de aire, de ella se afectan directamente las reacciones químicas y de esta forma la eficiencia de las técnicas. En un proceso de combustión *in situ* la temperatura se ve directamente relacionada con la movilidad del combustible, los cambios en los regímenes de reacciones químicas, el consumo de aire inyectado y por supuesto el calentamiento del crudo para disminuir el efecto de las fuerzas viscosas. En un proceso HPAI la temperatura tiene efectos considerables sobre la reactividad y el calentamiento del crudo, el tiempo de ignición, el cambio en los regímenes de reacciones químicas y por consiguiente en la diferencia de temperaturas para alcanzar los mismos. La Figura N° 4 muestra el cambio entre los regímenes de reacciones químicas para las dos técnicas debido al cambio de temperatura, se observa como un crudo pesado (CIS) necesita alcanzar un valor más alto de temperatura para llegar a las reacciones LTO, a diferencia de un crudo pesado que alcanza la ignición con temperaturas más bajas⁵².

⁵¹ Earlougher, Robert C. Jr., Galloway, J. R., Parsons R. W, "Performance of the Fry In-Situ Combustion Project", Spe 2409.

⁵² Adetunji, L A. , Teigland, R. "Light Oil Air Injection Performance: Sensitivity to Critical Parameters. Spe 96844- MS. 2005.

Figura 4 Efecto de la temperatura en CIS y HPAI



Fuente: Hughes, B., & Sarma, H. K. . Burning Reserves For Greater Recovery? SPE 101099-MS. 1998, January 1.

1.3.5 Efecto de la presión: Otra de las propiedades con grandes efectos en los procesos de inyección de aire es la presión; en los procesos de combustión *in situ* los efectos varían si la combustión es frontal o en reversa; en una combustión frontal un aumento en la presión de operación ocasionaría un incremento en la temperatura y una disminución en la velocidad de reacción. Cuando el flujo de aire es lo suficientemente alto estos dos factores (temperatura y velocidad de reacción) se hacen independientes de la presión por lo que se consume todo el oxígeno. Ahora bien en un proceso de combustión en reversa ocurre todo lo contrario, un aumento en la presión causa una disminución en la temperatura y un aumento en la velocidad del frente de combustión, sin embargo estos aumentos de presión no son favorables para los factores de recobro que se verían drásticamente afectados si esta aumentara⁵³.

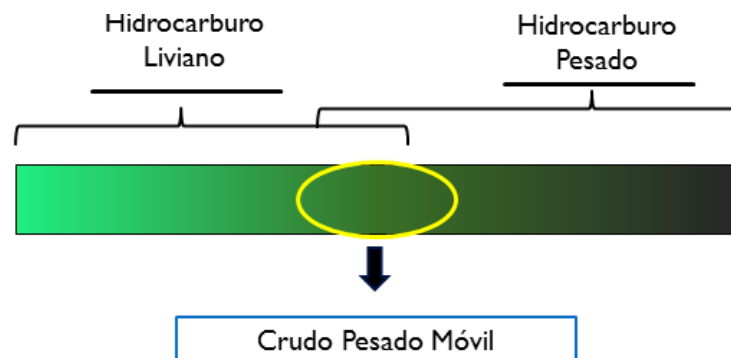
⁵³ Wilson, L. A., Reed, R. L., Reed, D. W., Clay, R. R., & Harrison, N. H. "Some Effects of Pressure on Forward and Reverse Combustion". SPE. 457-PA

En un proceso de inyección de aire a altas presiones HPAI los efectos se analizan principalmente a tres parámetros: Movilidad, empujes miscibles y gas en solución. La presión afecta directamente la viscosidad de los fluidos gaseosos, lo que a su vez impactaría uno de los mecanismos de recobro de esta técnica, empuje por gases miscible.

1.4 CRUDO PESADO CON MOVILIDAD

Un crudo pesado con movilidad es un hidrocarburo con bajas gravedades API (inferiores a los 22)⁵⁴ y a su vez valores de viscosidad por debajo de los 1000 cp (Figura N° 5). La viscosidad juega el papel más importante en la definición de este crudo, pues esta propiedad le otorga al petróleo movilidad la cual hace que su comportamiento en el yacimiento sea totalmente diferente al de un crudo pesado tradicional.

Figura 5 Definición de crudo pesado con movilidad



⁵⁴ McCain. William. Properties of hydrocarbons fluids. Second edition. Pg 151

1.5 EFECTOS QUÍMICOS Y FÍSICOS DE LA INYECCIÓN DE AIRE A CRUDOS PESADOS Y CRUDOS PESADOS CON MOVILIDAD

Para determinar los efectos de parámetros de yacimientos en el desempeño de un proceso de inyección de aire a un crudo pesado con movilidad, es necesario primero identificar cuáles son las propiedades más afectadas y como se altera cada una de ellas tras la generación de la técnica; sin embargo, dada la falta de información para poder realizar un análisis exhaustivo de lo que ocurre, es necesario generar un estudio de los efectos que se dan al realizar una inyección de aire a un crudo pesado tradicional y realizar un aporte investigativo sobre cuáles son los efectos de esta técnica a un crudo pesado con movilidad, para esto se muestran a continuación los efectos físicos y químicos teóricos tras las generación de un proceso HPAI y de Combustión *in situ* y una comparación entre las técnicas⁵⁵.

Tabla 1 Paralelo entre CIS y HPAI

Combustión <i>IN SITU</i>	HPAI
Empuje por Aire Inmiscible	Empuje por Aire Miscible y/o Inmiscible
LTO	
Saturación de aceite mayor de 50%	Saturaciones de aceite bajas
Rango de viscosidades del aceite entre 10 y 30 cp.	El espesor neto no ser crítico
Siempre se presentará flujo inmiscible sin importar la temperatura de yacimiento	Temperatura de yacimiento menor de 50°C o una alta heterogeneidad

Combustión <i>IN SITU</i>	HPAI
Empuje por Aire Inmiscible (IAF)	Empuje por Aire Miscible y/o Inmiscible
HTO	

⁵⁵ Turta, A. Singhal, A.; "Reservoir Engineering Aspects of Light-Oil Recovery by Air Injection" Petroleum Recovery Inst./Alberta Research Council. 2001. SPE 72503

Sin Fracturas	Sin fracturas o fracturamiento
Sin capas de gas	Capa de gas pequeña o nula
Sin agua de fondo	Sin agua de fondo
Espesor neto mayor de 9ft	Espesor neto mayor de 9ft, Hughes & Sarma (2006) proponen de un espesor entre 3 y 60 ft en caso de que no haya buzamiento
Profundidad mayor de 450ft	Profundidad mayor de 6000 ft
Permeabilidad mayor de 100 md	Permeabilidad mayor de 10mD. Hughes & Sarma proponen un rango de aplicación de permeabilidades entre 0.1 - 1000 md, mientras que en Zhongyan Oil Field, China se habla de 300.8 md y se investiga en el (RIPED) Research Institute of Exploitation & Development
Porosidad mayor de 20%	Altas y bajas porosidades
Viscosidad mayor de 10cp	Viscosidad menor de 30 cP
Contenido de aceite mayor de 0.065 ($\phi \cdot S_o$)	Saturación de aceite mayor de 0.265

Fuente: Modificado de: TURTA, A. SINGHAL, A.; "Reservoir Engineering Aspects of Light-Oil Recovery by Air Injection" Petroleum Recovery Inst./Alberta Research Council. 2001. SPE 72503.

1.6 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA

La simulación numérica es un proceso que permite describir los fenómenos que ocurren en yacimiento mediante la aplicación de modelos matemáticos. El modelo matemático de simulación de yacimientos, consiste en un número determinado de ecuaciones integradas en un software computacional con el fin de representar el comportamiento del flujo de fluidos en medios porosos en una parte del yacimiento, o fluido, gracias a que estas ecuaciones expresan el principio de conservación de masa y/o energía⁵⁶.

⁵⁶ SEPULVEDA J. HUMBERTO F. "Simulación de yacimientos: Principios, conceptos y construcción de mallas". p12.

1.6.1 Información necesaria para la simulación numérica: Uno de los objetivos de la simulación numérica de yacimientos es representar el comportamiento del fluido en el yacimiento cuando se aplican diferentes métodos de recobro, y de esta forma predecir cómo será el comportamiento de los procesos. A continuación se presentan los requerimientos mínimos para llevar a cabo un proceso de simulación numérica de yacimientos.

- **Descripción petrofísica del yacimiento.**

Estos datos se obtienen directamente del laboratorio y se espera que sean representativos del yacimiento, las propiedades petrofísicas necesarias para el desarrollo de una simulación de yacimientos son: porosidad, permeabilidad, saturaciones de cada fase en el yacimiento, permeabilidades relativas de cada fase, presión capilar entre diferentes interfaces y compresibilidad de la formación.⁵⁷

- **Descripción del fluido de yacimiento.**

Estas propiedades se obtienen a nivel de laboratorio, por medio de la elaboración de pruebas PVT. Dependiendo del enfoque del estudio de simulación numérica, la representación del fluido de yacimiento se realiza mediante el modelamiento del fluido real y ajuste de datos experimentales mediante simuladores numéricos. La otra manera de realizar la descripción de un fluido es utilizando un PVT sintético, en el cual, a partir de la literatura se determinan ciertas propiedades fundamentales del tipo de hidrocarburo a estudiar y mediante correlaciones, se generan las tendencias requeridas por el software térmico de simulación.

⁵⁷ GARCIA . Op. Cit. p-71

- **Información adicional complementaria**

Dentro de la información adicional que es necesaria introducir al simulador se encuentra todo lo relacionado con las características del esquema de producción, inyección, perforación y completamiento, así como el arreglo de pozos radios de perforación, restricciones; y también los tiempos de simulación durante el cual van a ser corridos los modelos.

- **Discretización del yacimiento**

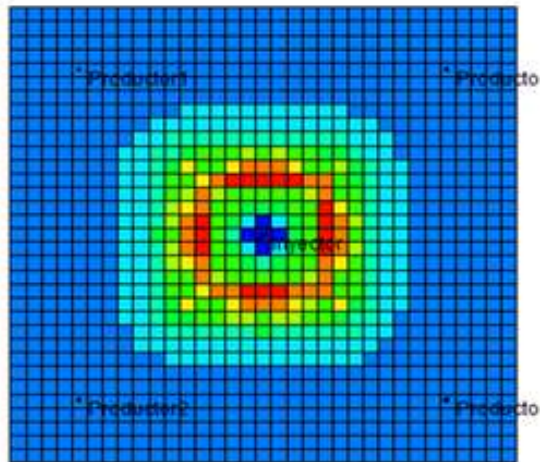
Las ecuaciones diferenciales parciales que describen el flujo de fluidos en el reservorio, no pueden ser resueltas analíticamente, estas deben ser resueltas numéricamente, reemplazando las ecuaciones diferenciales con ecuaciones algebraicas. En tal sentido, para usar ecuaciones algebraicas es necesario tratar al reservorio como si estuviera compuesto de elementos de volumen finitos y calcular los cambios en las condiciones para cada elemento de volumen en cada intervalo de tiempo. Este proceso es conocido como discretización de yacimientos, es decir, la subdivisión de la distancia y tiempo en incrementos definidos y específicos. Para realizar este proceso es necesario definir una discretización espacial y de tiempo.

La discretización espacial se basa en la obtención del tipo de enmallado. Principalmente existen dos tipos de enmallados los cuales son, el enmallado cartesiano y el enmallado radial, también se cuenta con un tercer tipo de enmallado el cual es la combinación entre el enmallado radial y el enmallado cartesiano denominado enmallado híbrido. A continuación se describe el enmallado usado para esta investigación.

- **Enmallado cartesiano**

Este tipo de enmallado es característico por que el modelamiento del flujo que este va a realizar es de manera lineal y es este, el más utilizado a nivel de la simulación numérica de yacimientos.

Figura 6 Enmallado cartesiano



Fuente: STARS, CMG 2013, CMG

2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS Y CASO BASE DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

Un modelo de fluidos representa numéricamente el comportamiento de un fluido a diferentes condiciones de presión y temperatura. Con el fin de realizar un correcto proceso de inyección de aire es necesario caracterizar adecuadamente EL FLUIDO DE ESTUDIO. Para este caso se cuenta con los datos de laboratorio de un crudo pesado colombiano, con la característica principal de que a condiciones de yacimiento presenta movilidad, sin embargo debido a la alta cantidad de componentes livianos, al llevar este fluido a superficie es considerado pesado.

Por ello, mediante la herramienta de simulación WINPROP de la compañía Computer Modelling Group, se efectuó la caracterización en aras de asegurar que el fluido representado es un hidrocarburo móvil a condiciones de yacimiento.

En este capítulo se describe la realización del modelo de fluidos de un crudo pesado con movilidad, así como los resultados y su exportación a la herramienta STARS de la compañía CMG.

2.1 COMPOSICIÓN DEL CRUDO COLOMBIANO

A continuación se muestran la composición del fluido hidrocarburo con sus componentes no hidrocarburos en base seca. (Tabla N^o2)

Tabla 2 Composición crudo colombiano

Componente	Fracción Molar
CO2	0.0626
N2	0.0099
CH4	0.1168
C2H6	0.0105
C3H8	0.0104
IC4	0.0057
NC4	0.0106
C5	0.001
IC5	0.0069
NC5	0.0068
Me-Ci-C5	0.0017
BENZENE	0.0004
CYCLO-C6	0.0021
FC6	0.0039
TOLUENE	0.001
FC7	0.0058
Me-Ci-C6	0.0026
Et-Benc	0.0006
M-P-Xile	0.0008
Ort-Xile	0.001
FC8	0.0071
Tri-M-Be	0.0011
FC9	0.0057
FC10	0.0117
FC11	0.0151

Componente	Fracción molar
FC12	0.011
FC13	0.0209
FC14	0.0238
FC15	0.0186
FC16	0.0324
FC17	0.0277
FC18	0.0262
FC19	0.0279
FC20	0.0242
FC21	0.022
FC22	0.022
FC23	0.0229
FC24	0.0167
FC25	0.0175
FC26	0.0156
FC27	0.0144
FC28	0.0161
FC29	0.0152
FC30	0.0146
FC31	0.0124
FC32	0.0135
FC33	0.0112
FC34	0.0114
FC35	0.0108
C36+	0.2492

Fuente: Datos de laboratorio: Pruebas PVT Ecopetrol, CORE LAB – Crudo Colombiano

Inicialmente, se ingresó la presión de saturación con un valor de 583 psi, sin tener en cuenta la agrupación de los componentes, siendo este mismo valor el ajustado por el simulador después de realizar la respectiva regresión del componente C36+.

2.2 AGRUPACIÓN DE COMPONENTES “LUMPING”

Teniendo en cuenta, que se realizará un proceso de inyección de aire, es necesario tener por separado la caracterización del dióxido de carbono y nitrógeno molecular ya que serán los parámetros de monitoreo clave en la combustión para determinar la ignición y las diferentes zonas de combustión que se darán en el modelo de simulación numérica.

Igualmente, debido a los tiempos de cómputo, es inviable tener más de 40 componentes en el simulador STARS, por eso únicamente se caracterizará el fluido mediante liviano, mediano y pesado.

Tabla 3 *Lumping* de componentes

Descripción	Componente	Fracción Molar
Dióxido de Carbono	CO2	0.0626
Nitrógeno	N2	0.0099
Fracción Liviana	CH4toNC4	0.154
Fracción Mediana	C5 toC19	0.2638
Fracción Pesada	C20toC36	0.5097

Fuente: WINPROP CMG

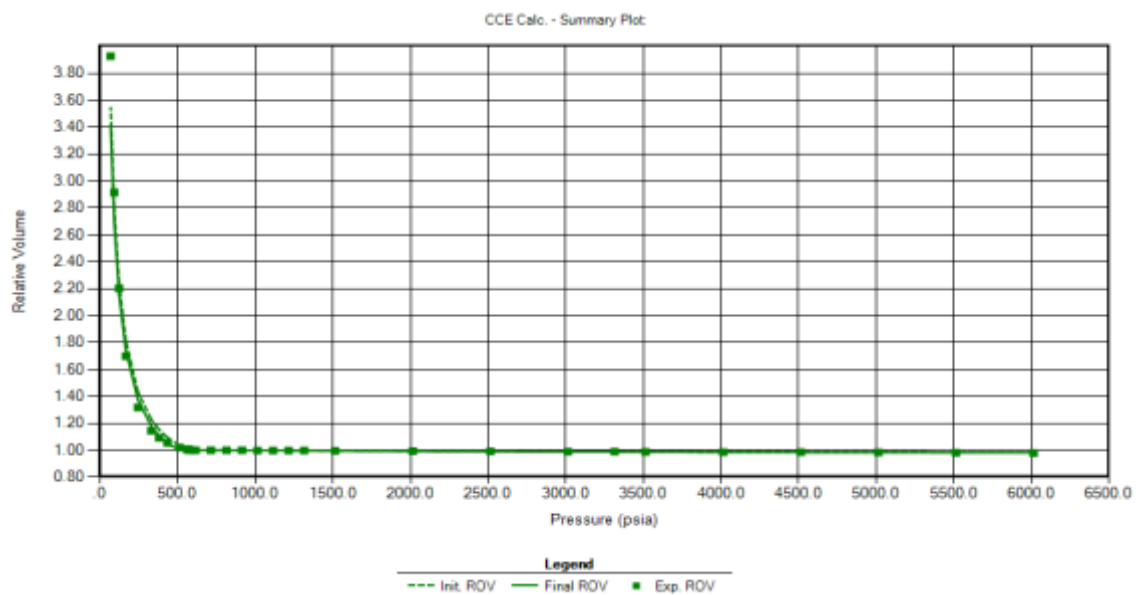
2.3 AJUSTES DEL COMPORTAMIENTO PVT DEL FLUIDO

A continuación se mencionarán y mostrarán las gráficas ajustadas de los comportamientos experimentales de la prueba PVT del crudo colombiano. Para el caso de las gráficas mostradas a continuación es de tener en cuenta que para todos los casos los errores y desviaciones de los valores experimentales, no superan el 5% de acuerdo a lo planteado por (Vega y Martinez, 2012)

2.4 AJUSTE VOLUMEN RELATIVO DE ACEITE

La prueba de volumen relativo de aceite, fue ajustada mediante el ingreso de los valores por medio de una prueba de expansión a composición constante, observando una inflexión pronunciada como es de esperarse para el valor de 583 psi que es la presión de burbuja del fluido. Figura N^o7.

Figura 7 Volumen relativo de aceite

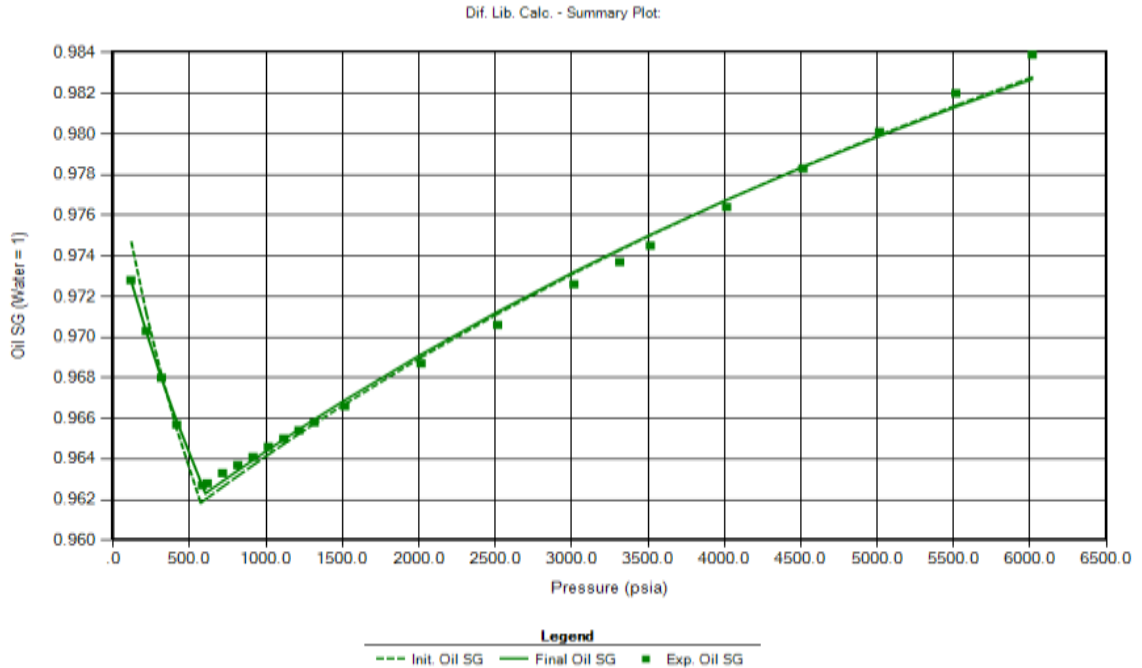


Fuente: WINPROP. CMG. 2013

2.5 AJUSTE GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL ACEITE

El ajuste de la gravedad específica se realizó mediante una prueba de liberación diferencial. La figura N^o8 muestra que las tendencias del simulador son adecuadas. En ella se incluye el cambio de la gravedad específica respecto a diferentes valores de presión de acuerdo a los datos reportados en el informe de laboratorio..

Figura 8 Gravedad específica del aceite



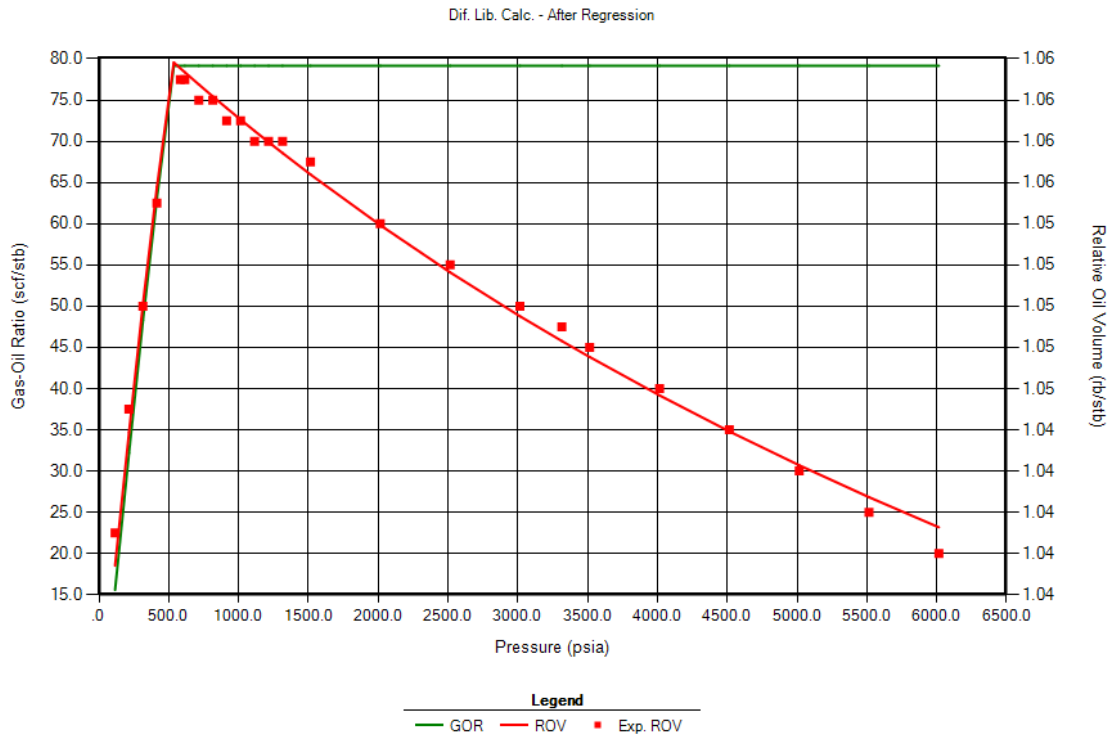
Fuente: WINPROP

2.6 AJUSTE DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL ACEITE

El ajuste de esta prueba, se realizó por medio de una prueba de liberación diferencial adicional. En la cual ya no se encuentra ingresada la gravedad específica de aceite debido a que había sido previamente ajustada.

La Figura N^o9 muestra el ajuste del factor volumétrico de formación del aceite. Se podría esperar que este comportamiento no fuese válido debido a la pendiente que presentan los datos después de la presión de saturación del sistema. Sin embargo, al ver la escala del factor volumétrico de formación del aceite (Costado derecho) se puede observar que las variaciones son de +/- 0.01 unidades, lo que representado en una gráfica de mayor escala se vería con un comportamiento de menor pendiente.

Figura 9 Factor volumétrico de formación

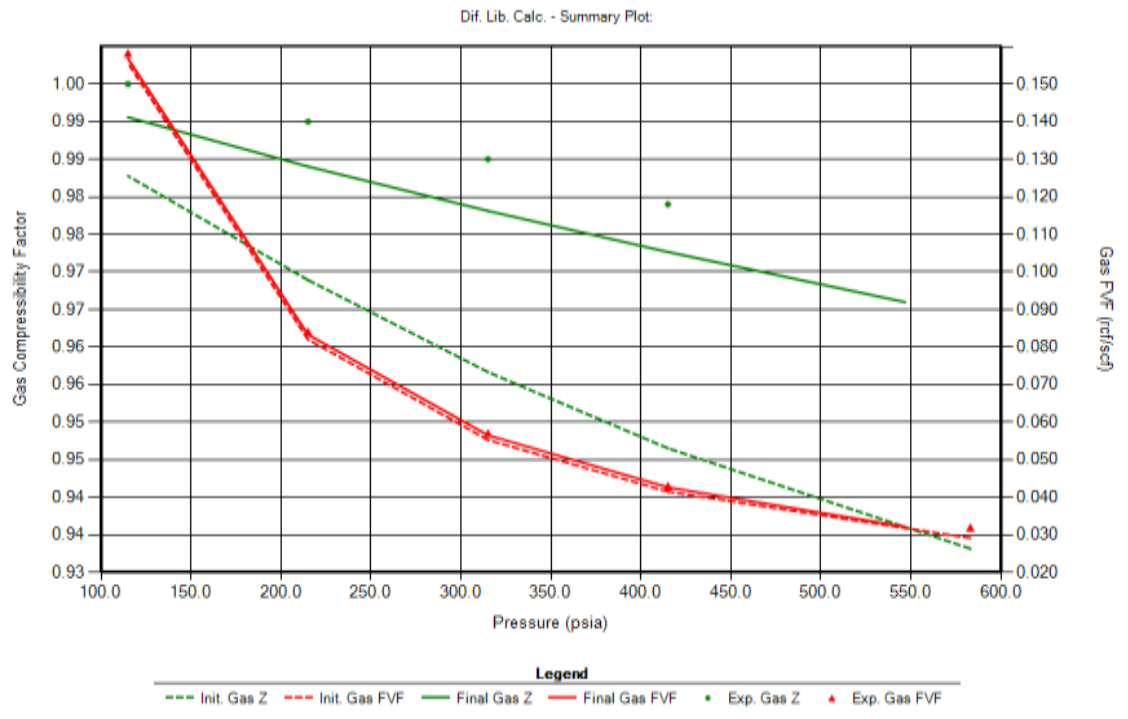


Fuente: WINPROP

2.7 AJUSTE DE LAS PROPIEDADES DEL GAS

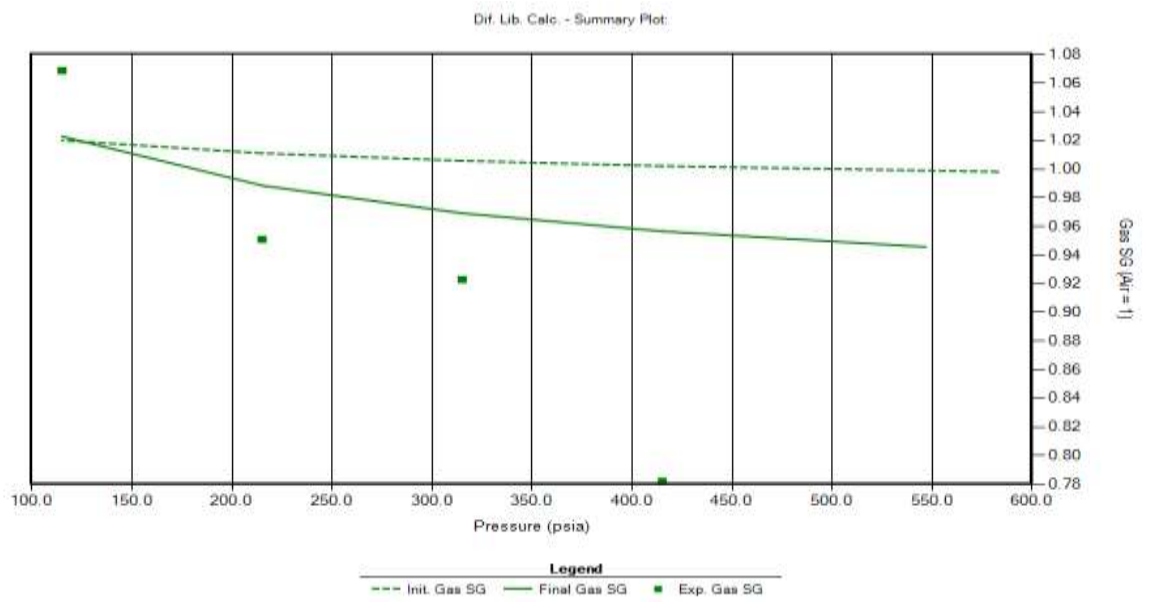
Mediante una prueba de datos de liberación diferencial, simultáneamente se ajustaron los valores de Factor volumétrico de formación del gas, compresibilidad del gas y gravedad específica del gas. En ellas, todos los valores presentan una tendencia acorde a los datos experimentales. Particularmente, la gravedad específica del gas tiene una desviación gráfica en comparación con la tendencia calculada por el simulador, sin embargo a la hora de revisar los errores experimentales finales en el ajuste de los valores, como fue mencionado al inicio, este no superan el 5% de error. Figura N⁰10

Figura 10 Factor volumétrico, compresibilidad y GE



Fuente: WINPROP, CMG

Figura 11 Factor volumétrico de formación del gas



Fuente: WINPROP, CMG

2.8 AJUSTE GRAVEDAD API, GOR Y FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL ACEITE

Mediante el ingreso de la presión de saturación, presión en 2 etapas de separación y presión a condiciones estándar, a diferentes temperaturas para cada caso, ingresando el API, GOR y FVF, se logró ajustar con errores menores de 0.17%.

En la Tabla N°4 se detallan los valores ingresados para el ajuste y en la Tabla N°5 se observan los parámetros ajustados.

Tabla 4 Ajuste propiedades API, GOR y FVF

	Presión Saturación	Separación N°1	Separación N°2	Condiciones Estándar
Presión (psia)	583	30	15	14.7
Temperatura (°F)	184	124	72	60
GOR (SCF/STB)	N/A	40	34	0

Fuente: WINPROP, CMG. 2013

Tabla 5 Propiedades Ajustadas

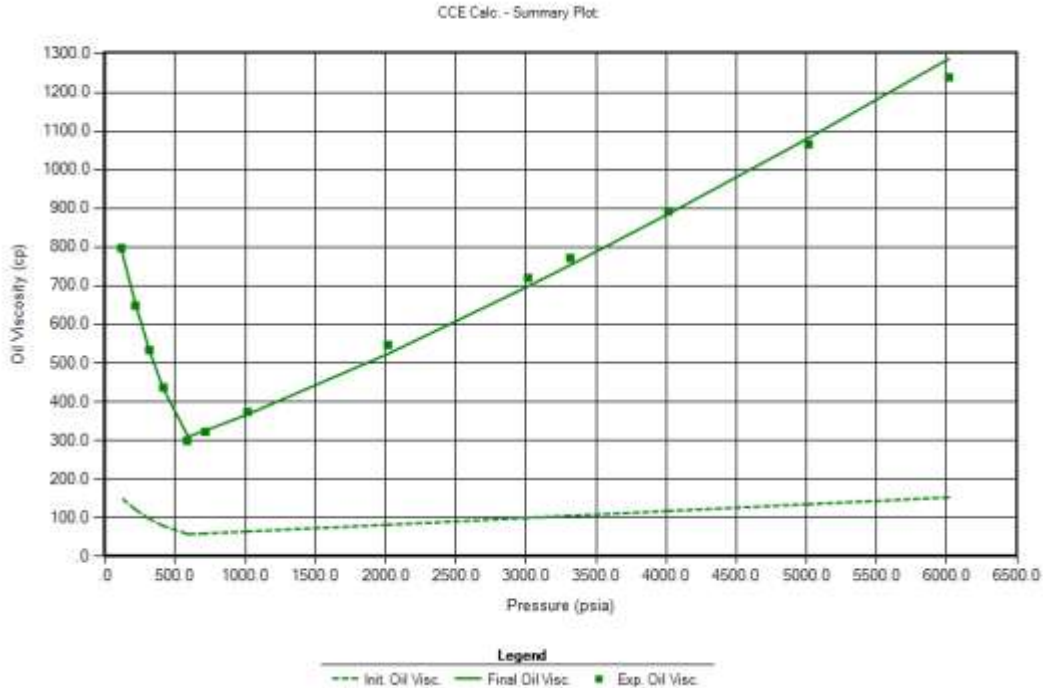
Propiedad	Valor
°API	7.68
Factor Volumétrico de Formación (resbbl/STB)	1.061
GOR (SCF/STB)	75

Fuente: WINPROP, CMG.

2.9 AJUSTE VISCOSIDAD DEL ACEITE

A pesar de que todos los ajustes realizados anteriormente son importantes, con el fin de garantizar que el crudo es móvil, se debe realizar un ajuste lo más real posible de la viscosidad del hidrocarburo. En el ajuste de los datos a una tendencia calculada por el simulador, se efectuó mediante el uso del modelo de Pedersen (1987), que ajusta inmediatamente una vez se modifican los coeficientes de la ecuación. Figura N°12

Figura 12 Viscosidad del aceite



Fuente: Winprop

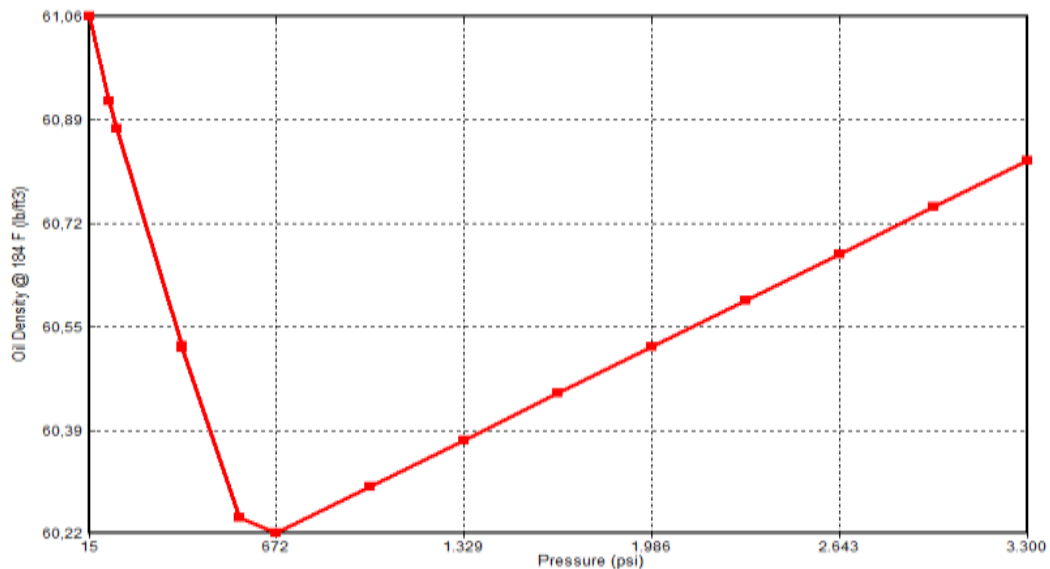
2.10 TENDENCIAS GENERADAS POR EL SIMULADOR STARS

Las tendencias presentadas a continuación se dan a partir de correlaciones que presenta el simulador STARS. Una vez acoplados los valores experimentales del

modelo de fluidos en la herramienta WINPROP, este es exportado al simulador térmico STARS donde se calculan nuevamente las tendencias del modelo de fluidos previamente ajustado.

2.10.1 Densidad del aceite La tendencia mostrada a continuación presenta un comportamiento que se esperaría fuese anormal entre 542 psi y 672 psi, sin embargo, debido a que el simulador realiza mediante sus propias correlaciones, las nuevas gráficas de densidad vs presión, B_o vs Presión, Viscosidad vs Presión y Viscosidad vs Temperatura, no se toma explícitamente el valor de 583 psi como el punto de saturación. No obstante, al realizar una extrapolación de ambas líneas rectas se evidencia que ambas tendencias cortan en un punto donde la presión de saturación es exactamente 583 psi como se expresa en la Figura N°13 y 14 y Tabla N°6 y 7.

Figura 13 Presión de saturación en STARS



Fuente: WINPROP, CMG.

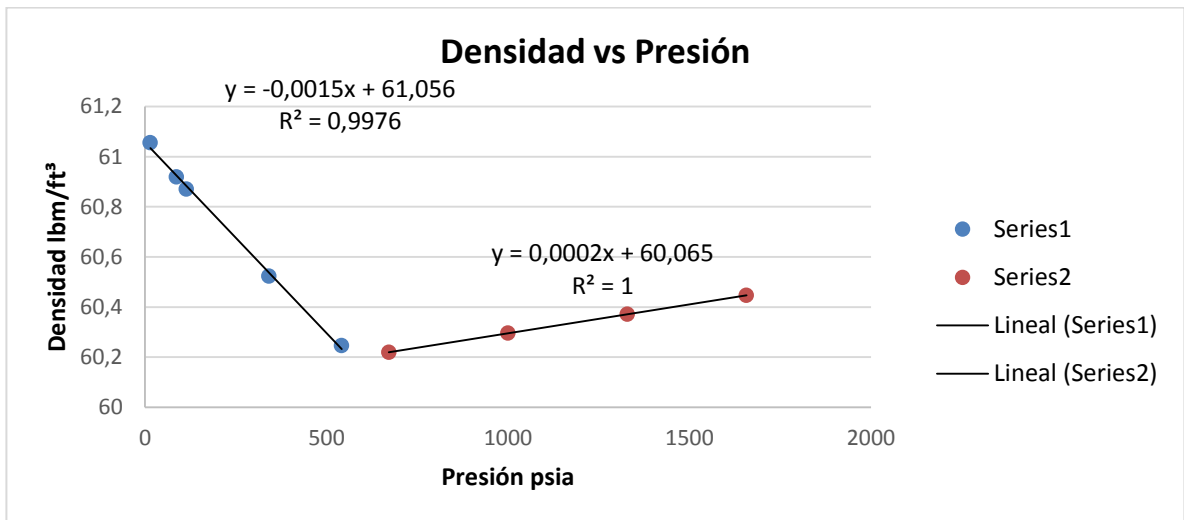
Tabla 6 Datos obtenidos antes de la Presión de Saturación

Presión psia	Densidad lbm/ft ³
14.7	61.0556
86.562	60.9186
114.153	60.87
341.307	60.5226
542.017	60.2453
583	60.1815

Tabla 7 Datos obtenidos después de la Presión de Saturación

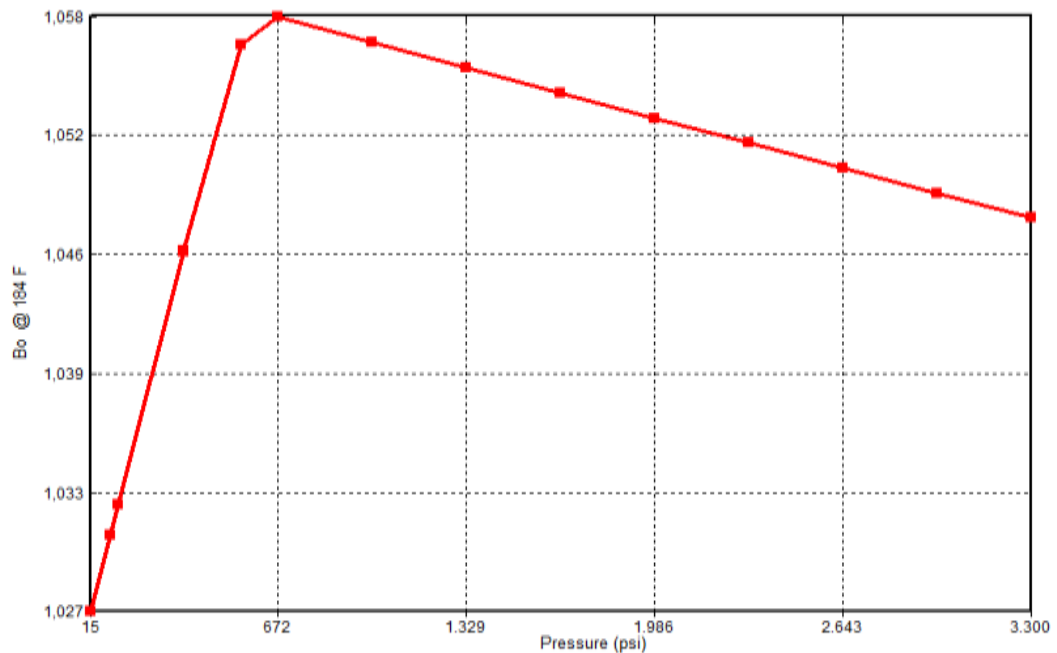
Presión psia	Densidad lbm/ft ³
583	60.1816
671.757	60.2193
1000.29	60.295
1328.82	60.3707
1657.35	60.4462

Figura 14 Punto de Burbuja



2.10.2 Factor volumétrico de formación del aceite: En el caso del factor volumétrico de formación del aceite, las tendencias del simulador STARS, presentan un comportamiento adecuado del hidrocarburo.

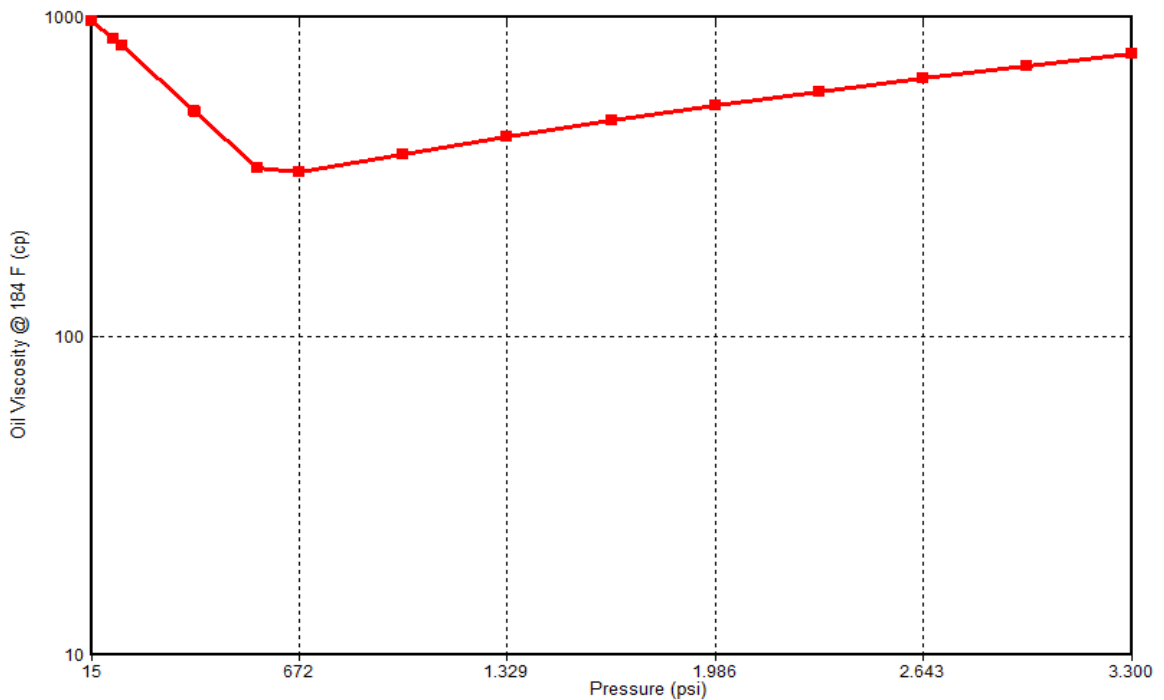
Figura 15 Factor volumétrico de formación



Fuente: STARS, CMG 2013

2.10.3 Viscosidad presión: El comportamiento de viscosidad vs presión es adecuado y las tendencias son similares al modelo de fluidos y datos experimentales. En ella se destaca que la escala del eje de viscosidad es logarítmica. Figura N^o16.

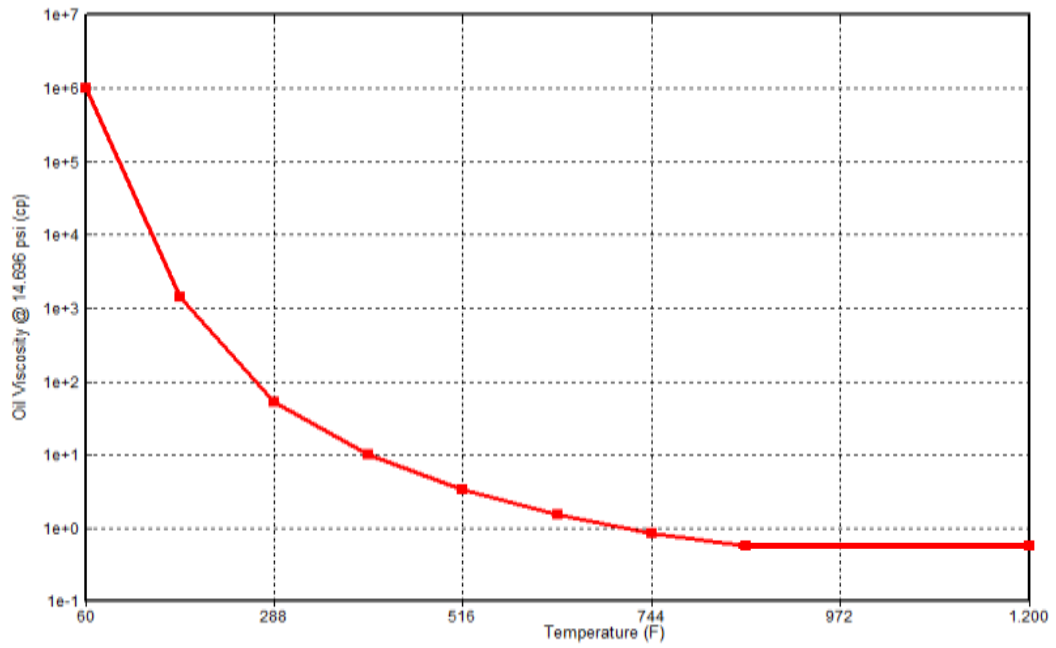
Figura 16 Viscosidad vs Presión



Fuente: STARS, CMG 2013

2.10.4 Viscosidad temperatura: Mediante esta tendencia (Figura N^o17) se evidencia que el comportamiento del fluido a condiciones de alta temperatura (184°F) y a bajas temperaturas (120°F) un crudo con poca movilidad y muy viscoso. Esto, será de tener en cuenta a la hora de plantear los escenarios de estudio respecto a un crudo con poca movilidad o uno con bastante movilidad.

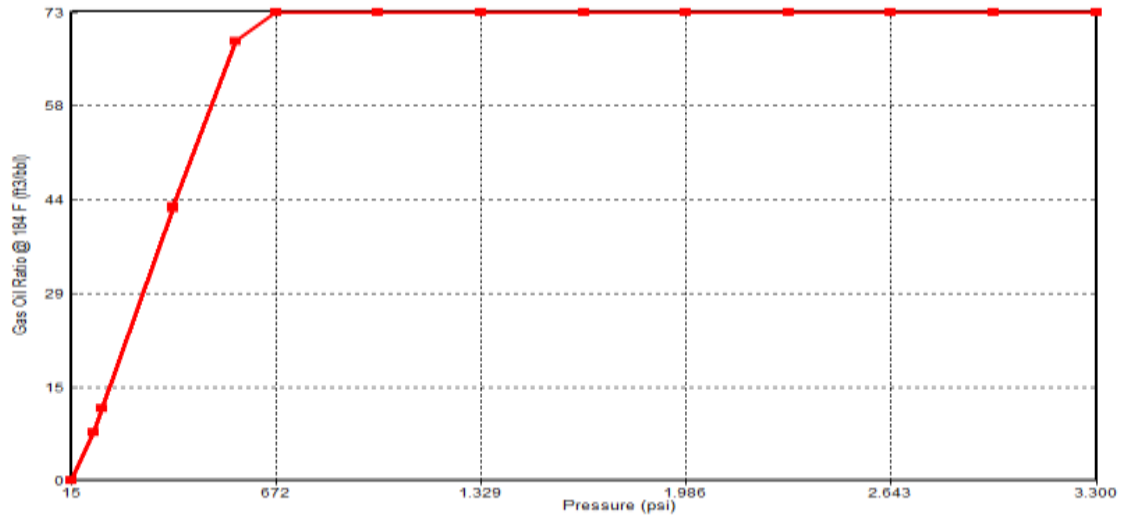
Figura 17 Viscosidad vs Temperatura



Fuente: STARS, CMG 2013

2.10.5 Relación gas aceite: En el caso del factor volumétrico de formación del aceite, las tendencias del simulador STARS, presentan un comportamiento adecuado del hidrocarburo móvil de acuerdo al GOR reportado. Figura N^o18.

Figura 18 Relación Gas Aceite



Fuente. STARS

2.11 ENMALLADO DE SIMULACION

El enmallado del modelo de simulación es de tipo cartesiano. La Tabla N°8 muestra las dimensiones utilizadas para la creación del modelo base de simulación que cuenta con un área de 2.7 Acres, así como la discretización utilizada en el modelo, donde la cantidad de celdas en i, j, k y la profundidad del tope representan las dimensiones del yacimiento.

Tabla 8 Dimensiones del enmallado de simulación

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Celdas en i	31	-
Celdas en j	31	-
Celdas en k	9	-
Longitud celdas i, j	11	Ft
Profundidad	6500	Ft

En esta parte de la herramienta de simulación se definen las condiciones iniciales del yacimiento las cuales se encuentran descritas de mejor manera en la Tabla N°9.

Tabla 9 Condiciones iniciales del yacimiento

CONDICIONES INICIALES	
Presión	3300 psi
Temperatura	184 °F

2.12 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL SISTEMA.

Las propiedades petrofísicas del modelo base se presentan en la Tabla N° 10.

Tabla 10 Propiedades petrofísicas

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Porosidad	0.29	-
Permeabilidad en i	800	md
Permeabilidad en j	800	md
Permeabilidad en k	240	md
Saturación de aceite	0.8	-
Saturación de agua	0.2	-

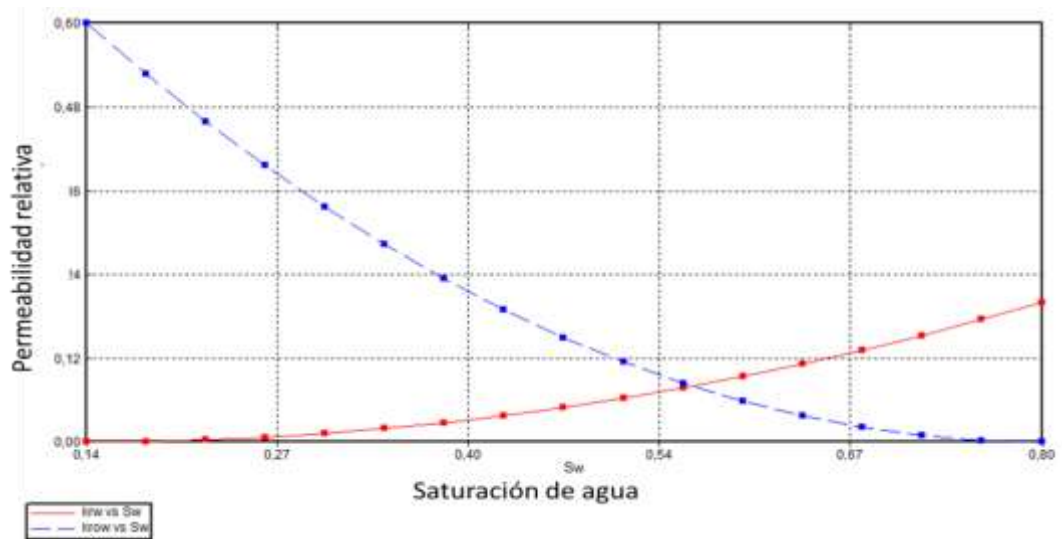
Los comportamientos de las curvas de permeabilidades relativas agua-aceite y liquido gas se desarrollan por parte del simulador, sin embargo, este necesita que se introduzcan los puntos críticos (end points) de las saturaciones de cada fase presente en el modelo, estos valores se pueden apreciar en la Tabla N°11

Tabla 11 *End Points*

PROPIEDAD	UNIDAD
Saturación de agua connata	0.14
Saturación de agua crítica	0.14
Saturación de aceite irreducible (Curva Agua-Aceite)	0.20
Saturación de aceite residual irreducible (Curva Agua-Aceite)	0.20
Saturación de aceite irreducible (Curva Gas-Líquido)	0.15
Saturación de aceite residual (Curva Gas-Líquido)	0.15
Saturación de gas connata	0.05
Saturación crítica de gas	0.05
Permeabilidad relativa aceite en saturación de agua connata	0.60
Permeabilidad relativa agua en saturación de aceite irreducible	0.20
Permeabilidad relativa al gas en líquido connata	0.20
Exponentes n para las correlaciones de Stone	2.0

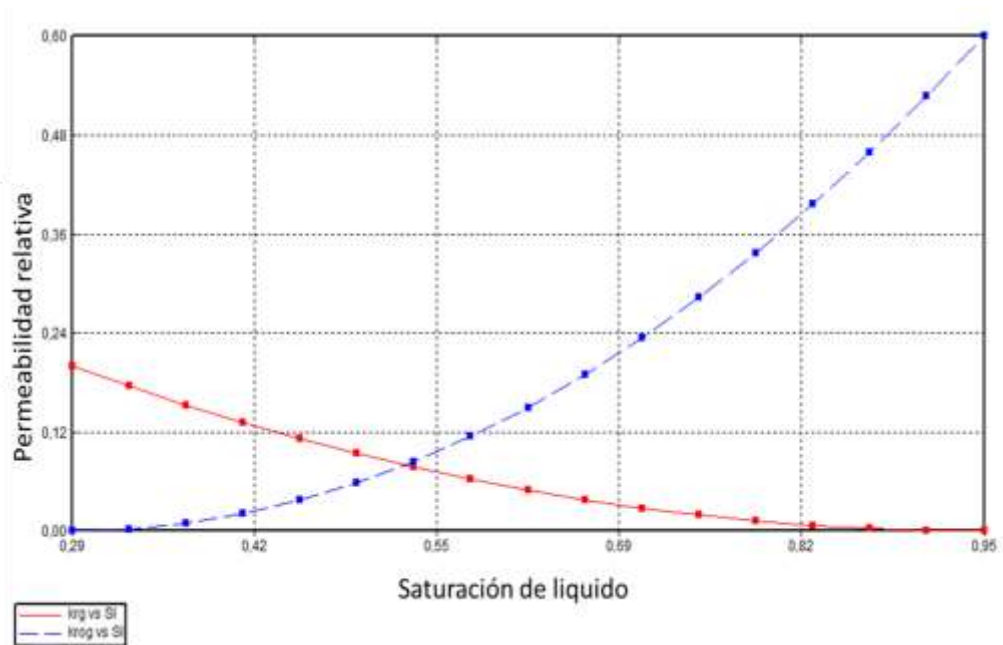
Fuente: Informe de resultados experimentales pruebas de tubo Ecopetrol-ICP20101

Figura 19 Permeabilidades relativas agua aceite



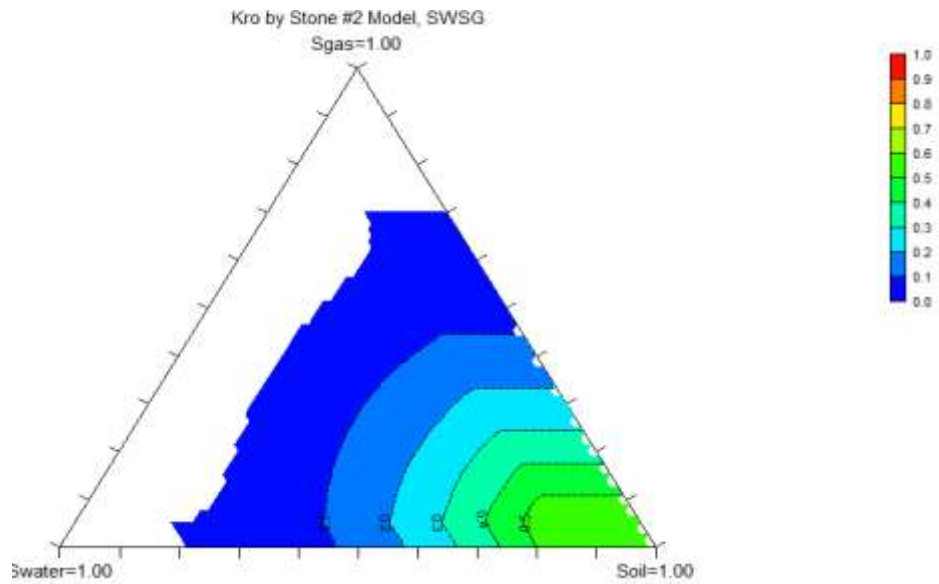
Fuente: STARS, CMG 2013, CMG. 2013

Figura 20 Permeabilidades relativas líquido - gas



Fuente. STARS 2013

Figura 21 Diagrama de permeabilidades relativas



Fuente. STARS 2013

2.13 PROPIEDADES TÉRMICAS DEL SISTEMA.

Las propiedades térmicas utilizadas en el desarrollo del caso base se ajustan al modelo desarrollado por Yatte 2011⁵⁸. Los valores se muestran en la Tabla N°12.

Tabla 12 Propiedades térmicas de la roca

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Compresibilidad de la roca	4.5 E-06	1/psia
Conductividad de la roca	38	BTU/ft-d-°F

⁵⁸ YATTE FABIAN. “Estudio analítico para determinar la influencia de la tasa de inyección de aire sobre los perfiles de temperatura y los gases de combustión mediante la simulación numérica de una prueba de tubo”. UIS. 2011

Conductividad del aceite	1.8	BTU/ft-d-°F
Conductividad del agua	8.6	BTU/ft-d-°F
Conductividad del gas	0.64	BTU/ft-d-°F
Capacidad Calorífica	30	BTU/ft ³ -°F

Fuente: YATTE FABIAN. “Estudio analítico para determinar la influencia de la tasa de inyección de aire sobre los perfiles de temperatura y los gases de combustión mediante la simulación numérica de una prueba de tubo”. UIS. 2011.

2.14 MODELO BASE DE REACCIONES

Definir el modelado de las reacciones de oxidación necesarias para la inyección de aire, definirá la respuesta del yacimiento al proceso, de allí la importancia de plantear un esquema adecuado. Para este proyecto se plantearon cuatro reacciones principales basados en el modelo de Belgrave; estas presentan errores menores de 3e-05 %, lo que asegura bajos errores al realizar los balances de materia. Se plantearon entonces dos reacciones de baja temperatura (LTO), una reacción de pirólisis y una reacción de alta temperatura (HTO). Para la caracterización de las reacciones se hace necesario introducir en el simulador los valores de las propiedades de energía de activación, entalpía y factor de frecuencia, (Tabla N°13) para cada una de las cuatro reacciones planteadas Figura N°22.

Figura 22 Esquema de reacciones



Tabla 13 Valores propiedades termoquímicas en las reacciones de oxidación

	Reacción 1 LTO	Reacción 2 LTO	Reacción 3 Pirolisis	Reacción 4 HTO
Factor de frecuencia	10000000	70	900000	900000
Entalpia	0	292065	70000	140000
Energía de activación	40000	1000	20000	22000

2.15 . INFORMACION ADICIONAL

Para la realización de la simulación de yacimientos es necesario utilizar un intervalo de tiempo o time step que ayuda a que se den las soluciones numéricas y el proceso converja. La Tabla N° 14 muestra información el time step utilizado para este proyecto. Así mismo el caso de estudio es un patrón de 5 puntos invertido en el cual, el pozo inyector distribuye el material oxidante (Aire: 79% N₂ – 21% O₂) y el pozo tiene restricciones de producción por presión de fondo, en la Tabla N° 15 se muestra los caudales, temperaturas y presión de fondo de pozo mínima utilizadas para esta investigación. La simulación se comienza en el mes de junio del 2014 y la inyección de aire se realiza a partir del mes de junio de 2019.

Tabla 14 Condiciones iniciales de simulación

CARACTERÍSTICA	VALOR	UNIDAD
Temperatura	184	°F
Presión	3300	Psia

Tabla 15 Información adicional de inyección y producción de los pozos

CARACTERÍSTICA	VALOR	UNIDAD
Caudal de Inyección de aire	500	MSCF
Temperatura de Inyección	80	°F
Presión de fondo de pozo mínima	400	Psi

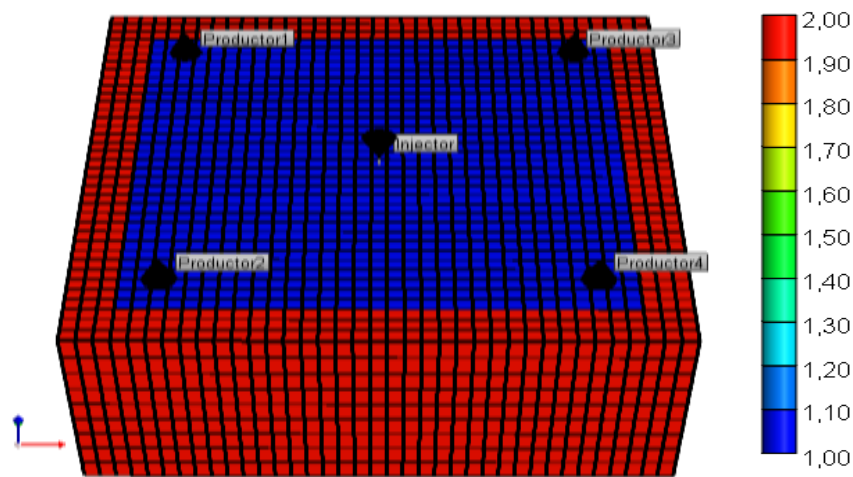
2.16 CONSTRUCCION DE ANILLO DE CONFINAMIENTO

El anillo de confinamiento de un modelo base de simulación supone el efecto de todo un yacimiento sobre el sector de estudio, ya que tiende a generar un mejor mantenimiento de la presión. Para el modelo base planteado se tomaron 3 celdas más en cada lado, aparte del modelo base de simulación planteada para llevar acabo el ajuste.

- **Modificador de volumen**

Este valor representa las unidades que cada celda tiene gráficamente, es decir, cada celda con valor de 2, representará para el simulador un valor de 2 bloques, ello ayuda a que la presión en los límites del yacimiento se mantenga.

Figura 23 Anillo de confinamiento modificador de volumen



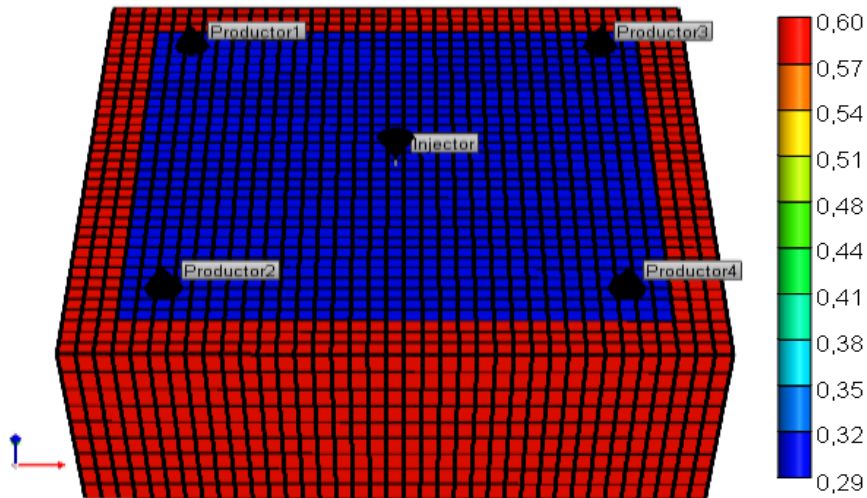
Fuente: STARS, CMG 2013

- **Porosidad del anillo de confinamiento**

Los valores que se ingresan para la porosidad de la matriz no son verídicos si se llevan a la realidad, sin embargo lo que se busca es aumentar la cantidad

de hidrocarburo en los límites del sector para mantener la presión de yacimiento.

Figura 24 Anillo de confinamiento porosidad



- **Permeabilidad del anillo de confinamiento**

Para evitar el aporte de fluidos del anillo de confinamiento al sector, es necesario modificar el valor de permeabilidad al orden de 0.001, para evitar el aporte de fluidos de las zonas aledañas al sector de estudio.

2.17 RESULTADOS DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN

Las gráficas presentadas a continuación corresponden a perfiles de saturación, temperatura areal, y temperatura transversal. Por medio de estas, se identifica como se desplaza el frente de llama a lo largo del yacimiento (perfil de temperatura areal (Figura N° 25), cómo se comporta la temperatura en los diferentes estratos (perfil de temperatura transversal) Figura N° 26, como ocurre el barrido del hidrocarburo así como el overriding del aire una vez ocurre el proceso (perfil de saturación de aceite Figura N° 27). El calendario de producción del sector es de la siguiente manera:

Una etapa de 5 años de producción en frío hasta el 2019-06-01 y posteriormente la inyección de aire al yacimiento. No obstante, los resultados analizados se muestran a partir del año 2022 dado que desde ese momento ya hay un desplazamiento del frente de llama.

Tabla 16 Calendario de Producción Caso Base

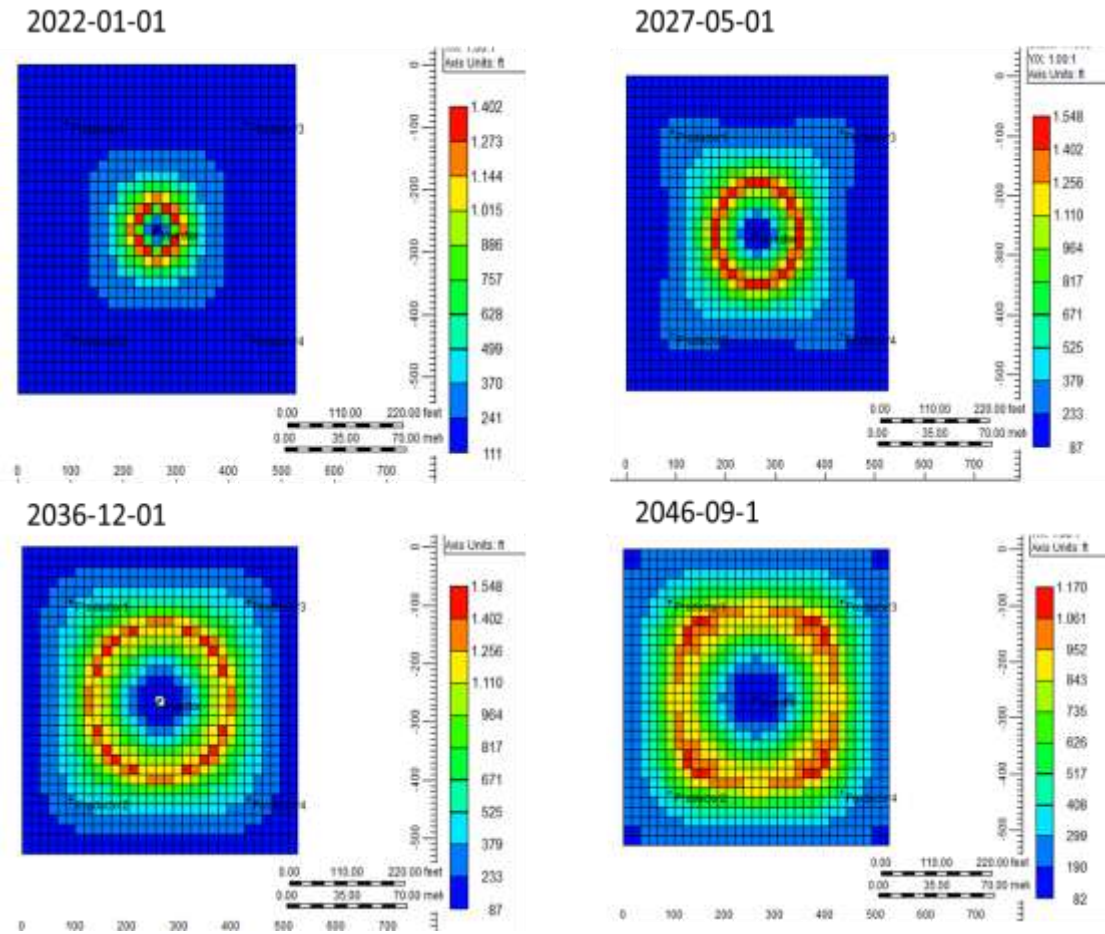
AÑO	2014	2019	2022
Etapa	Producción en Frio	Inicio Inyección de Aire	Evidencia de resultados

Los perfiles de temperatura areal (Figura N° 25), figura de la parte superior izquierda (año 2022), muestra los primeros avances de la onda de temperatura hacia los pozos productores.

Posteriormente se observa en la figura superior derecha (año 2027) como la onda de temperatura toca los pozos productores 5 años después junto con un pequeño avance del frente de combustión, que seguirá desplazándose (figura inferior izquierda), hasta alcanzar las cercanías de los pozos productores en el año 2046 (figura inferior derecha).

También, se nota que las temperaturas del frente de llama son bastante altas, esto, se debe a la temperatura de yacimiento y reactividad del hidrocarburo (crudo pesado móvil) al cual se realiza el proceso de inyección de aire.

Figura 25 Perfil de temperatura areal

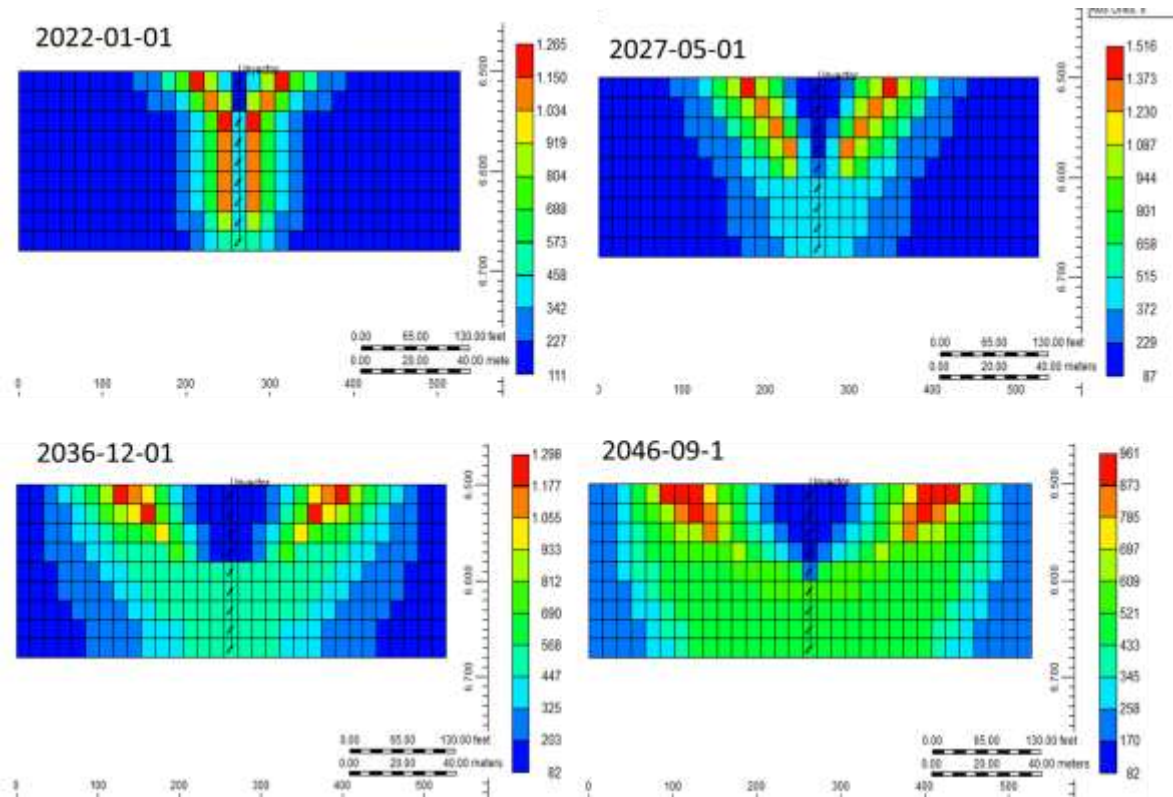


Fuente: STARS, CMG 2013

Por medio de los perfiles de temperatura transversal (Figura N° 26) es posible analizar la uniformidad del frente de combustión, así como el comportamiento de la temperatura en los diferentes estratos alrededor del pozo inyector; en la figura de la parte superior izquierda (año 2022), se observa como la temperatura aumenta debido a la inyección de aire que ocurre desde el año 2019, a partir de este punto se presenta un aumento en la temperatura en los alrededores del pozo como se observa en la figura superior derecha (año 2027).

Finalmente en las figuras de la parte inferior se observa un aumento de temperatura en la parte superior del pozo, lo que evidencia el overriding del aire inyectado y de esta forma es posible afirmar que el frente de combustión no es uniforme en todo el espesor.

Figura 26 Perfil de temperatura transversal

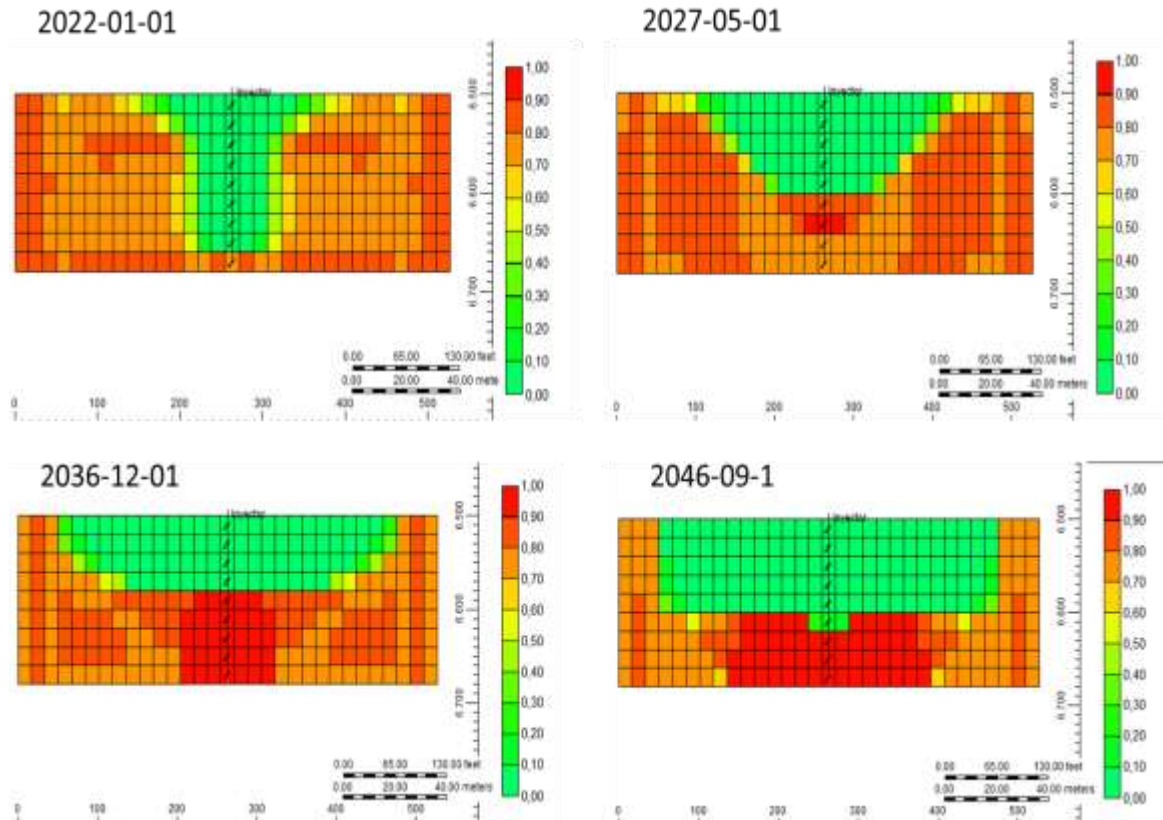


Fuente: STARS, CMG 2013

Los perfiles de saturación de aceite además de confirmar los efectos de overriding del aire, muestran el barrido del hidrocarburo desde el inicio de la inyección de aire (Figura N° 27). En la figura de la parte superior izquierda se observa el inicio de los efectos del proceso de inyección con un barrido de hidrocarburo uniforme pero de bajo valor, no obstante, de acuerdo a la figura de la parte superior derecha, se observa un barrido altamente eficiente de hidrocarburo en la parte superior del estrato, evidenciando un efecto de *overriding* del aire inyectado, generando así un

mayor desplazamiento del hidrocarburo en el tope del estrato y una no uniformidad transversal del frente de combustión.

Figura 27 Perfil de saturación de aceite

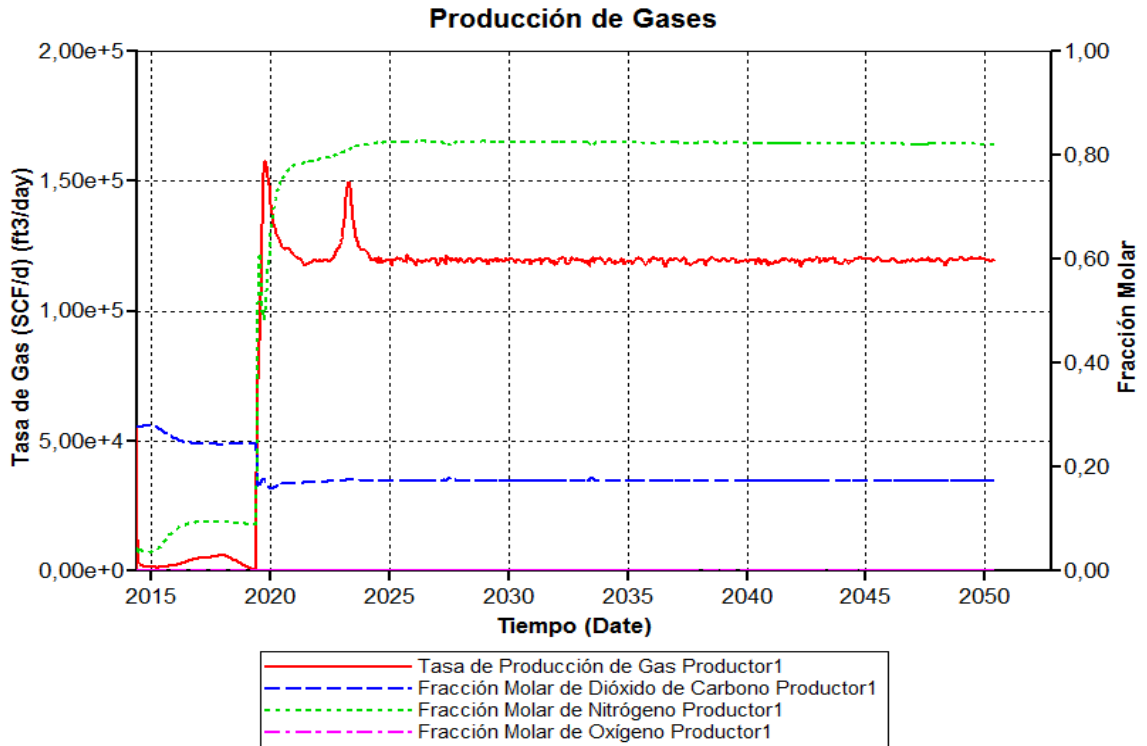


Fuente: STARS, CMG 2013

Finalmente se presentan los resultados del caso base de producción de gases y factor de recobro (Figura N° 28 y 29). La Figura N° 28 (producción de gases) evidencia una anomalía en el porcentaje de CO₂ (línea azul) antes de la inyección, esto se debe a que la producción primaria del pozo a pesar de contar con un contenido de gases bajo (línea roja) presenta un alto porcentaje molar de CO₂ debido a la composición del hidrocarburo, igualmente se observa que la combustión ocurre, esto dado que el porcentaje necesario para asegurar que el

proceso de combustión se esté llevando a cabo es de 15%, el cual en este modelo de simulación supera el 17%.

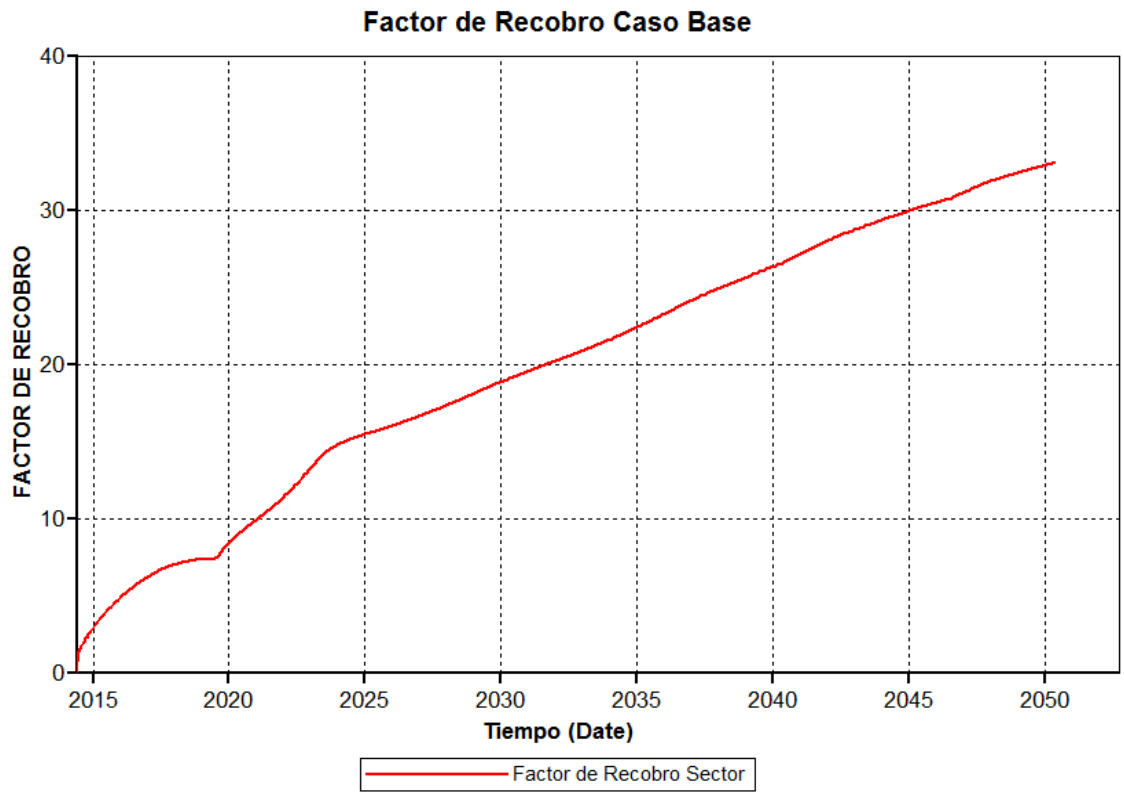
Figura 28 Producción de gases caso base



Fuente: STARS, CMG 2013

El factor de recobro no supera el 40% en el caso de simulación (Figura N° 29), esto debido a los efectos del overriding del aire en el proceso que se presentan de acuerdo al tipo de crudo móvil evaluado en el proceso. Así mismo en la gráfica se identifica el factor de recobro antes de la inyección (2015-1021) con valores inferiores al 10%, un valor asemejado al dato real del campo de crudo colombiano estudiado. Posterior a la inyección y hasta el año 2024, el factor de recobro aumenta por efectos del frente de llama y reducción de la viscosidad del hidrocarburo, donde al año 2050, fin de la simulación, ya el factor de recobro alcanza valores del 35%.

Figura 29 Factor de recobro caso base



Fuente: STARS, CMG 2013

3 EFECTO DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO SINGULARES EVALUADOS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.

Una vez analizado el caso base de simulación numérica es necesario determinar los efectos de los parámetros de yacimiento singulares más importantes para seleccionar escenarios de aplicación de la técnica; para esto se seleccionaron las propiedades que aportaban mayores incrementos o atenuaciones al factor de recobro del crudo pesado con movilidad estudiado, mediante los siguientes criterios:

- Desplazamiento (velocidad) del frente de llama.
- Overriding del aire inyectado
- Tiempo de ignición
- Uniformidad del frente de llama
- Movilidad por efectos de temperatura del yacimiento
- Onda de temperatura
- Cantidad de aceite disponible
- Presión del sector
- Barrido del frente de desplazamiento a menor velocidad

De acuerdo a estos criterios y a su relevancia en el proceso se seleccionaron como propiedades más importantes la permeabilidad, porosidad y espesor de yacimiento. Propiedades como la presión fueron descartadas dado que las pruebas arrojaron valores de 400 BHP, en la presión del sector.

Se realizaron diferentes corridas de simulación variando los parámetros seleccionados aleatoriamente mediante el planteamiento de diseño de experimentos documentado por Montgomery (2004) ⁵⁶; por encima y por debajo

del valor inicial propuesto mediante el ajuste del caso base de simulación numérica.

Para ello, mediante la estrategia de enfoque un factor a la vez⁵⁹ se identifica la variación en los resultados de cada una de las variables estudiadas, dejando las demás constantes de manera cualitativa tal que se evidencie la influencia individual de cada uno de los parámetros y si estos afectan el desempeño del proceso de inyección de aire de manera considerable.

Así mismo, para la correcta determinación de la influencia de los parámetros se presentan las gráficas de factor de recobro, fracción molar de gases de chimenea y producción de gas en el proceso. La gráfica de factor de recobro determina si se recupera mayor o menor hidrocarburo en cada uno de los procesos, siendo este el principal indicador de si un proyecto de recobro mejorado es factible técnicamente o no. Por otra parte, las gráficas de producción de gases y porcentaje molar de gases de chimenea (CO_2 , N_2 y O_2) evidenciarán en cada uno de los casos si se propicia la combustión o no.

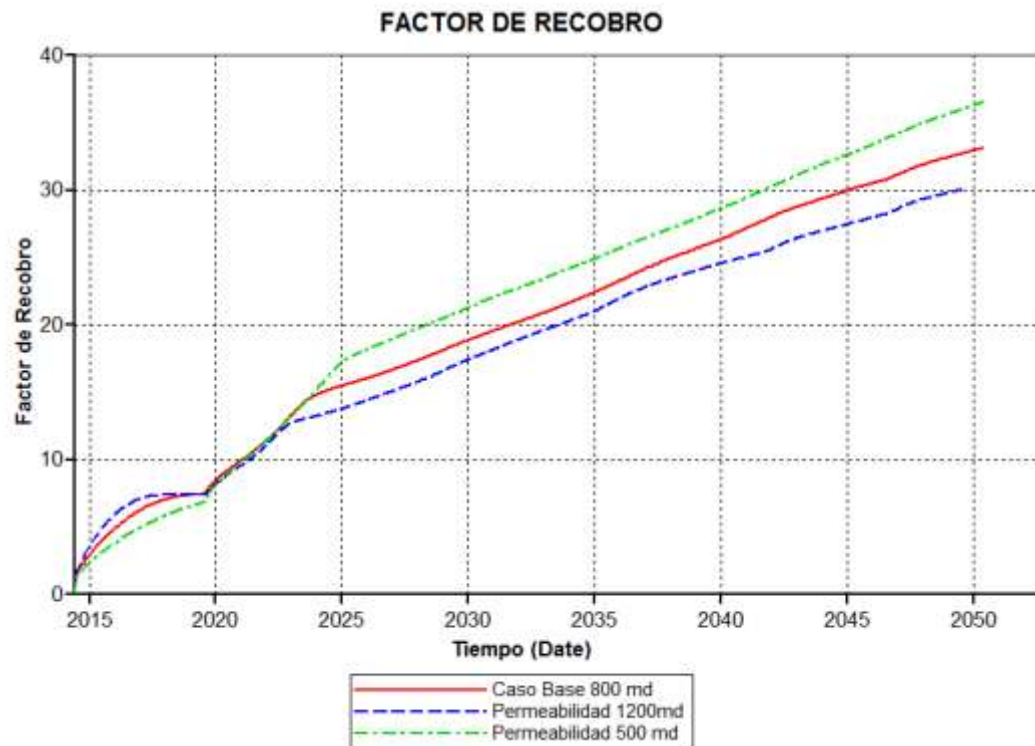
3.1 EFECTO DE LA PERMEABILIDAD

De acuerdo a la variación de la permeabilidad, se evidencia que a mayor permeabilidad de la formación se obtendrá un menor factor de recobro debido a que el frente de combustión se desplazará de manera más rápida pero con una menor uniformidad en toda la sección transversal del estrato, dejando así una menor distancia barrida en la parte inferior de la zona productora.

⁵⁹ MONTGOMERY, Douglas C. "Diseño y Análisis de Experimentos" Segunda Edición 2004. Universidad Estatal de Arizona.

Contrariamente, una menor permeabilidad del estrato, disminuye la velocidad de propagación del frente de llama, pero mejora el barrido del espesor de la formación, haciendo de esto, un aumento considerable en el factor de recobro. Figura N° 30.

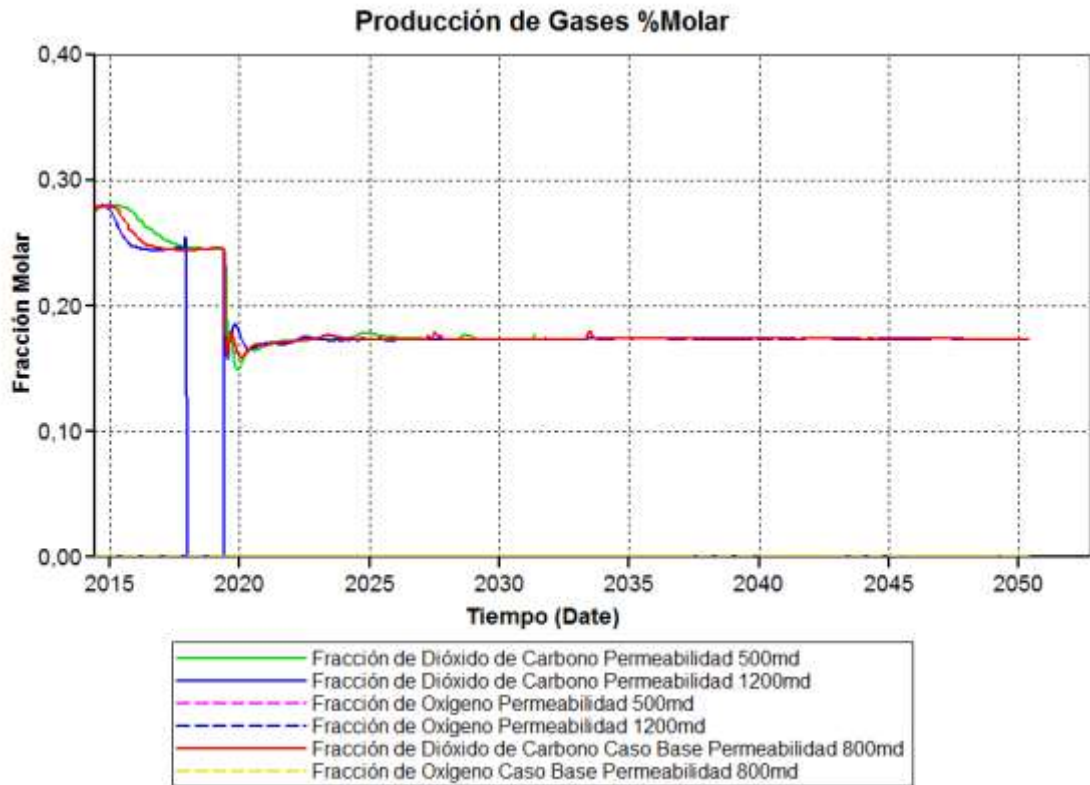
Figura 30 Factor de recobro bajo diferentes permeabilidades



Fuente: STARS, CMG 2013.

En la Figura N° 31 se evidencia que la producción en fracción molar de dióxido de carbono, se mantiene por encima de 15%, corroborando que sí se genera una combustión en el yacimiento.

Figura 31 Producción molar de gases, variación en permeabilidad



Fuente: STARS, CMG 2013

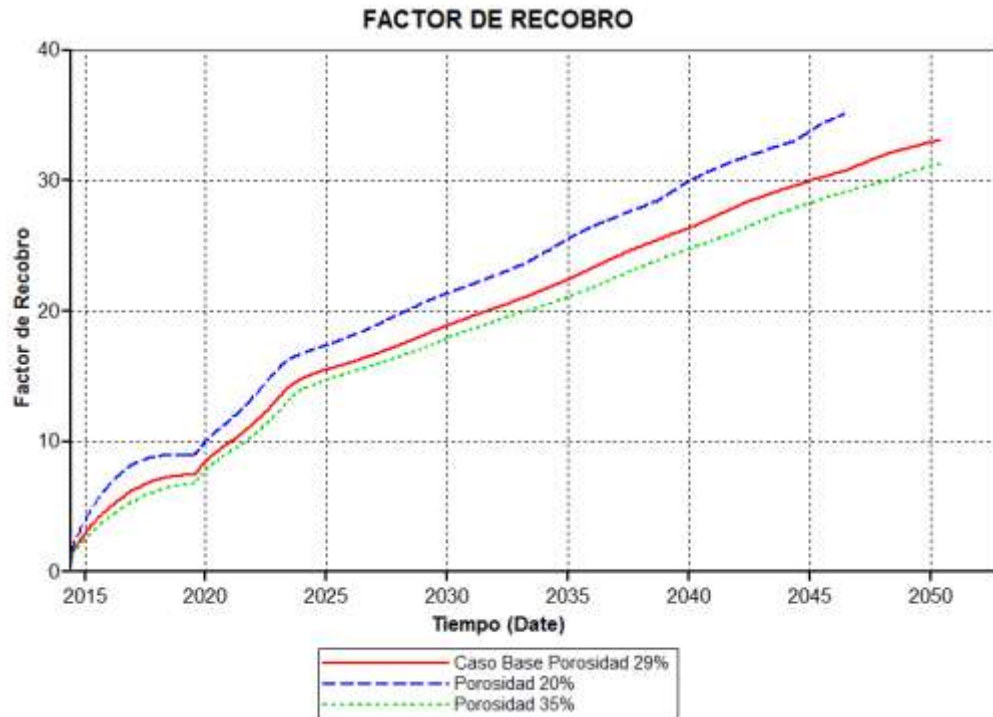
3.2 EFECTO DE LA POROSIDAD

La variación de la porosidad también tiene una influencia considerable en el factor de recobro. Sin embargo, el efecto se observa en mayor proporción cuando las condiciones de la formación son de baja porosidad, ya que esto implica que exista una mayor relación de aire inyectado-volumen de hidrocarburo disponible, generando un mejor barrido volumétrico del hidrocarburo y por ende una mejor combustión.

Inversamente, un aumento de la porosidad, reduce el factor de recobro del sector en baja proporción respecto al escenario contrario. Esto se debe igualmente a la

baja relación entre el aire inyectado-volumen de hidrocarburo disponible, y la capacidad del frente de combustión a barrer cierta cantidad de fluido. Figura N° 32.

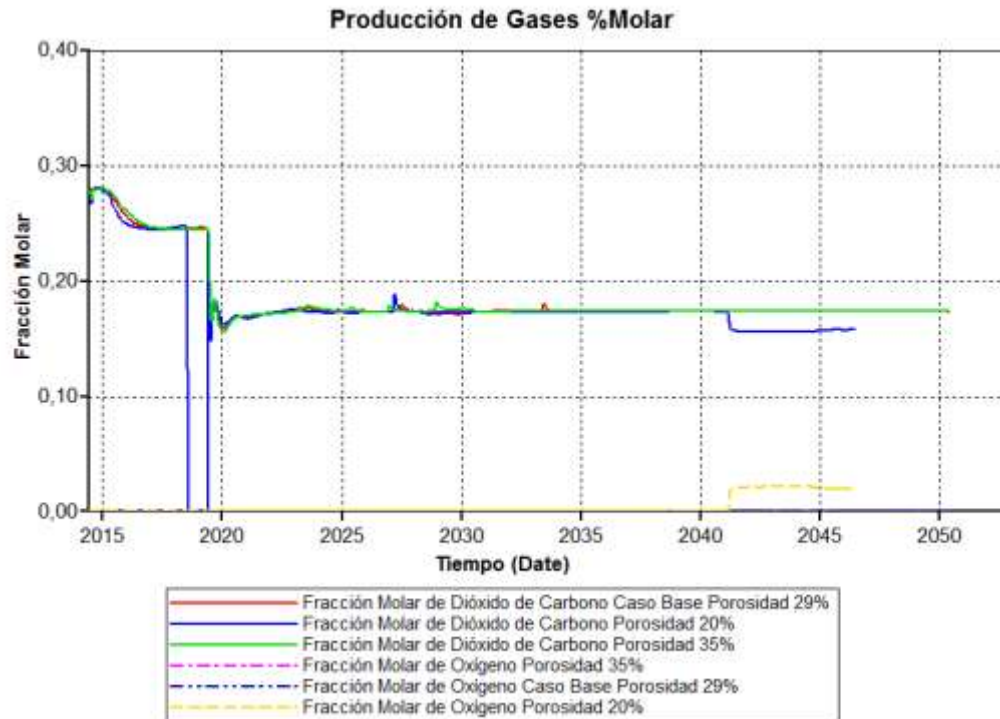
Figura 32 Factor de recobro bajo diferentes porosidades



Fuente: STARS, CMG 2013

En la Figura N° 33 cabe resaltar que a menor porosidad hay una irrupción del frente de combustión temprana, lo que se evidencia mediante el aumento de la fracción molar de oxígeno, y reducción de la fracción molar de CO₂ en la producción de gas de los pozos.

Figura 33 Producción molar de gases, variación porosidad



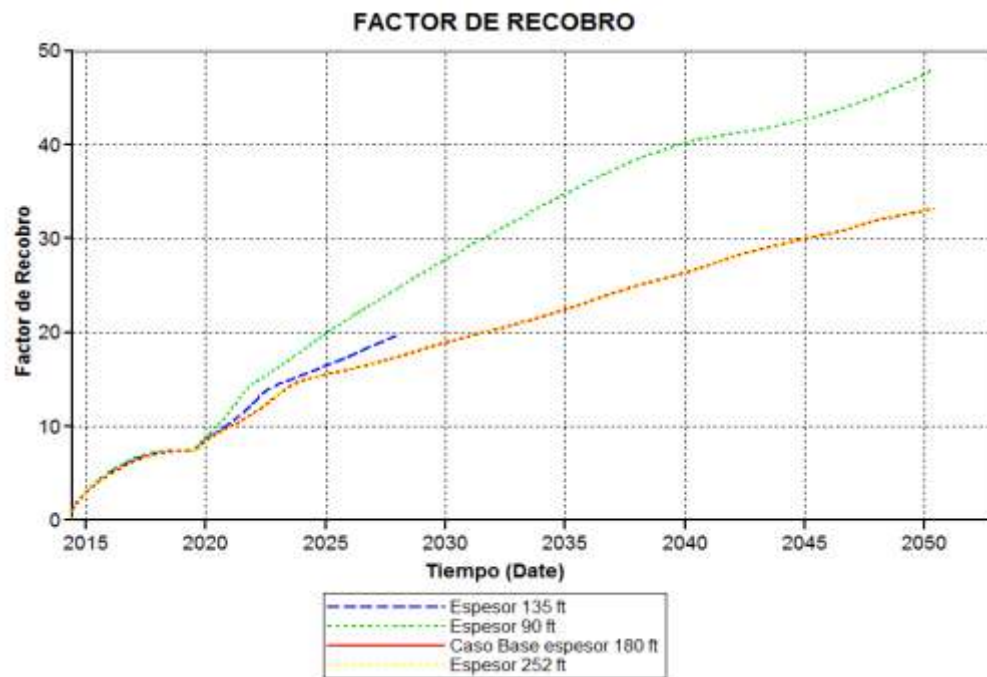
Fuente: STARS, CMG 2013

3.3 EFECTO DEL ESPESOR

Este parámetro presenta los mayores cambios respecto al factor de recobro debido a que entre mayor o menor sea el espesor se pronunciará el *overriding* de acuerdo a la magnitud del estrato.

Para los cambios singulares planteados, la reducción del espesor de la formación incrementa ampliamente el factor de recobro, ya que se atenúa el efecto del *overriding*, mejorando la uniformidad del frente de combustión y por ende desplazando una mayor cantidad de crudo presente en el sector. Adicionalmente, el aumento de la magnitud del espesor respecto al caso base, no presentará un efecto positivo o negativo en el factor de recobro. Figura N° 34

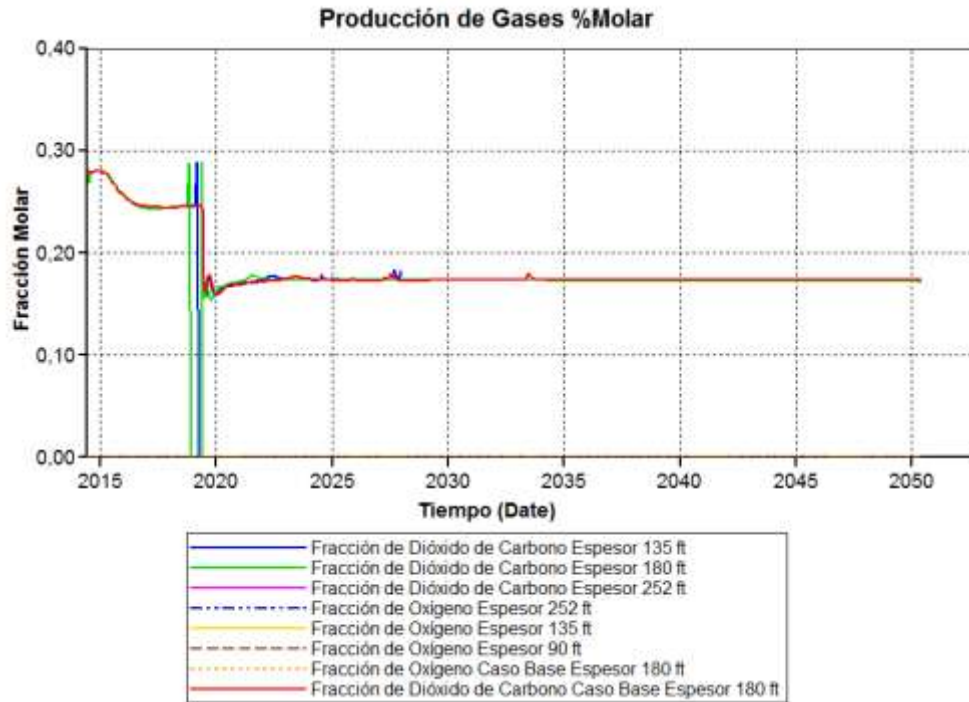
Figura 34 Factor de recobro bajo diferentes variaciones de espesor.



Fuente: STARS, CMG 2013

En la Figura N°35 se evidencia que la producción en fracción molar de dióxido de carbono, se mantiene por encima de 15%, confirmando que sí se genera una combustión en el yacimiento para los diferentes escenarios.

Figura 35 Producción molar de gases, variación de espesor

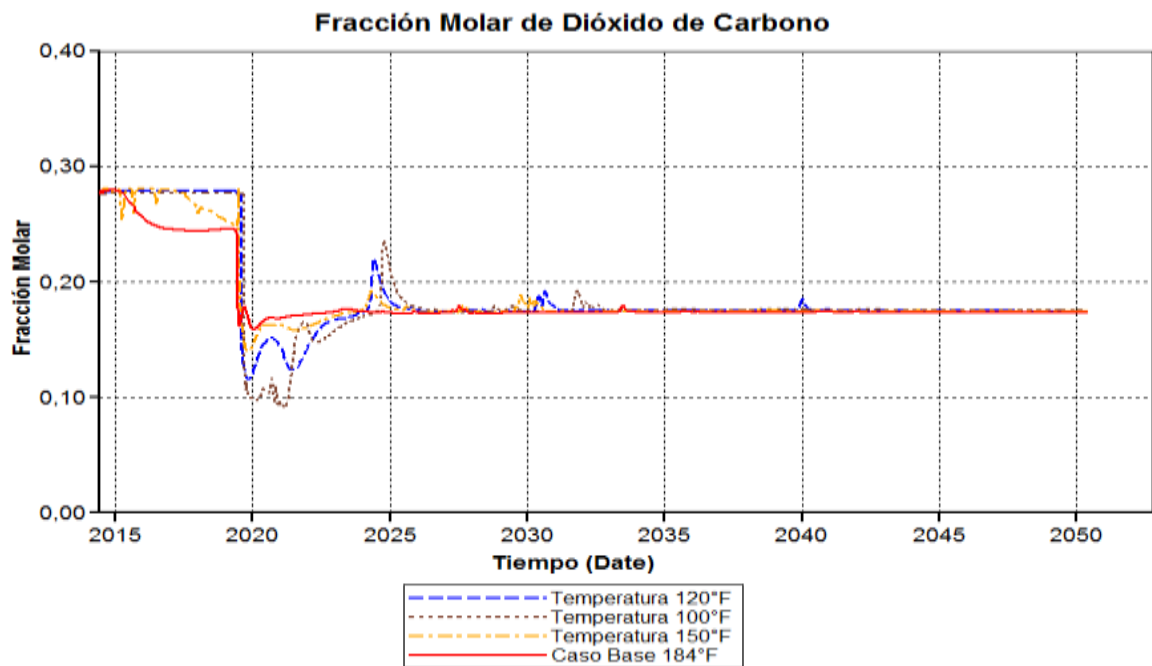


Fuente: STARS, CMG 2013

3.4 EFECTO DE LA TEMPERATURA

Este parámetro de yacimiento es de importancia a la hora de evaluar las condiciones para que se propicie una estabilidad en la combustión del crudo *in situ* Figura N° 36 donde un cambio sinuoso de la fracción molar de CO₂ representa el tiempo que se demora el frente de combustión para estabilizarse.

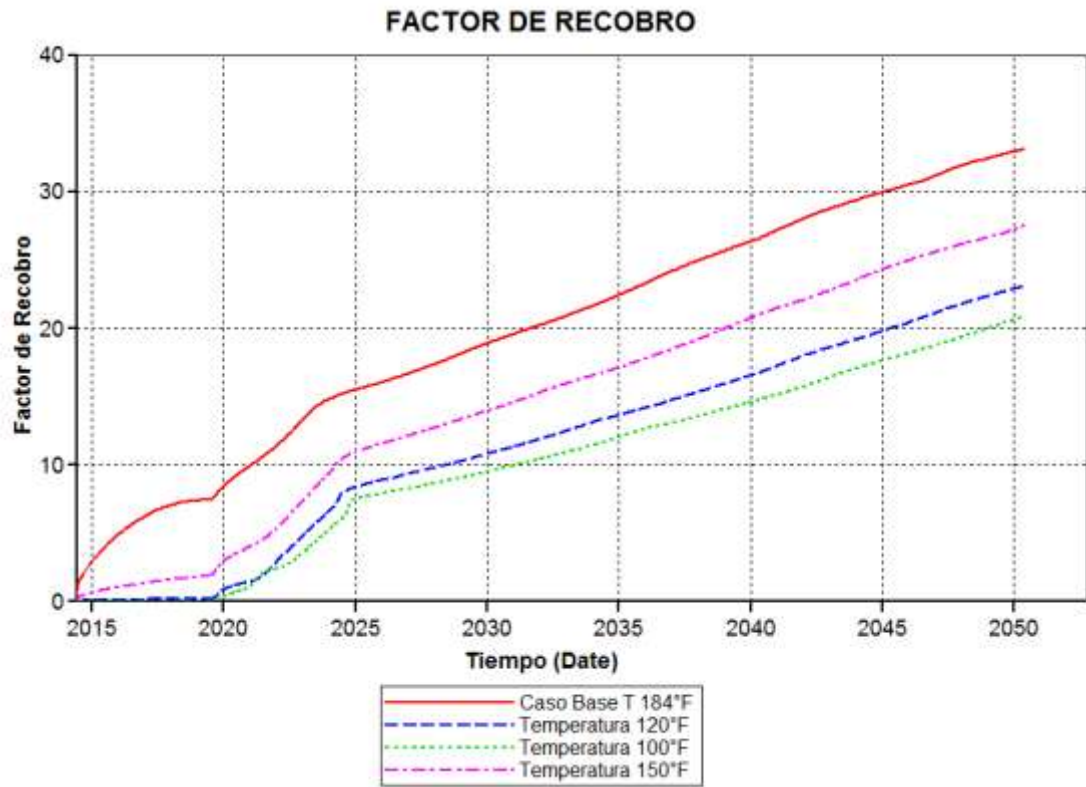
Figura 36 Producción molar de gases a diferentes temperaturas de yacimiento.



Fuente: STARS, CMG 2013

El factor de recobro incremental obtenido por el proceso de inyección de aire en los escenarios a diferente temperatura, Figura N° 37, presenta desviaciones menores al 4%; esto, debido principalmente al tiempo que tarda en propiciarse la ignición.

Figura 37 Factor de recobro bajo diferentes variaciones de temperatura



Fuente: STARS, CMG 2013

4 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS DE ESTUDIO

De acuerdo a la simulación numérica de los parámetros de yacimiento evaluados previamente, en esta sección se proponen diferentes escenarios de estudio en los cuales se identificarán los efectos y la influencia de cada uno de ellos en un proceso de inyección de aire para crudos pesados con movilidad. Tabla N° 17. Las variables que tienen influencia positiva y negativa en el factor de recobro se enumeran a continuación:

Tabla 17 Variables influyentes en el factor de recobro

	Permeabilidad	Factor de Recobro	%
CASO MENOR	500 md	Aumento	36
CASO BASE	800 md	-	33
CASO MAYOR	1200 md	Disminución	30

	Porosidad	Factor de Recobro	%
CASO MENOR	20%	Aumento	35
CASO BASE	29%	-	33
CASO MAYOR	35%	Disminución baja	31

	ESPESOR	Factor de Recobro	%
CASO MENOR	90 ft	Aumento alto	48
	135 ft	Aumento bajo	35
CASO BASE	180 ft	-	33
CASO MAYOR	252 ft	Constante	33

Por otra parte, el efecto de la temperatura se ve influenciado en el factor de recobro cuando se realiza una producción en frío y en el desarrollo de la ignición del hidrocarburo respectivamente, sin embargo, no presenta cambios considerables en las desviaciones del factor de recobro incremental respecto al caso base de simulación tomando como línea de partida el momento de la inyección de aire. Tabla N°18.

Tabla 18 Estabilización frente de combustión y factor de recobro incremental

	Temperatura	Estabilización del frente de combustión	Δ FR Incremental
CASOS SOMERO	100	5 años	20
	120	4 años	22
CASO MEDIO	150	3 años	25
CASO BASE	184	0.5 años	25

Para la definición de los escenarios de estudio se tuvo como criterio de selección los incrementos y disminuciones del factor de recobro evidenciado en los parámetros singulares previamente mencionados respecto al caso base de simulación (capítulo 3). De esta manera se evaluará el aporte al factor de recobro o atenuación del mismo de acuerdo a la interacción entre los parámetros de yacimiento para cada uno de los escenarios.

A continuación se presentan los seis escenarios seleccionados por medio de los cuales se realizará un análisis de sensibilidad con el fin de determinar el efecto del conjunto de parámetros en el desempeño del proceso teniendo como referencia el caso base. Tabla N° 19.

Tabla 19 Escenarios seleccionados.

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6
Porosidad	Baja	Baja	Baja	-	-	Baja
Permeabilidad	Baja	Baja	Alta	Baja	Alta	-
Espesor	-	Baja	-	Baja	Baja	Baja

El objetivo de estos escenarios es identificar los fenómenos físicos y químicos que ocurren en el proceso bajo las diferentes variables escogidas y cómo influyen estas en la recuperación del hidrocarburo.

4.1 ESCENARIOS DE SIMULACIÓN PROPUESTOS

Para las gráficas de factor de recobro presentados a continuación, se pueden identificar, al igual que el caso base, que la producción en frío finaliza en la fecha 2019-06-1, posteriormente se realiza el proceso de inyección de aire generando un efecto en el desplazamiento del hidrocarburo debido al frente de llama y en fechas cercanas al año 2025, el factor de recobro tiende a crecer de manera lineal en los escenarios, lo que se debe a la reducción de viscosidad del hidrocarburo y desplazamiento del frente de combustión.

Tabla 20 Calendario de eventos

FECHA	2014 - 2019	2019 - 2025	2025-2050
EVENTO	Producción en frío	Inyección e Ignición	Desplazamiento del frente de llama
TENDENCIA	Depleción del sector	Incremento acelerado	Incremento lineal

- **Escenario 1**

El escenario 1 pretende identificar la interacción entre los parámetros de baja permeabilidad y porosidad sin tener en cuenta los efectos que pueda tener un mayor o menor espesor.

Las propiedades y los cambios respectivos realizados se presentan en la Tabla N° 21.

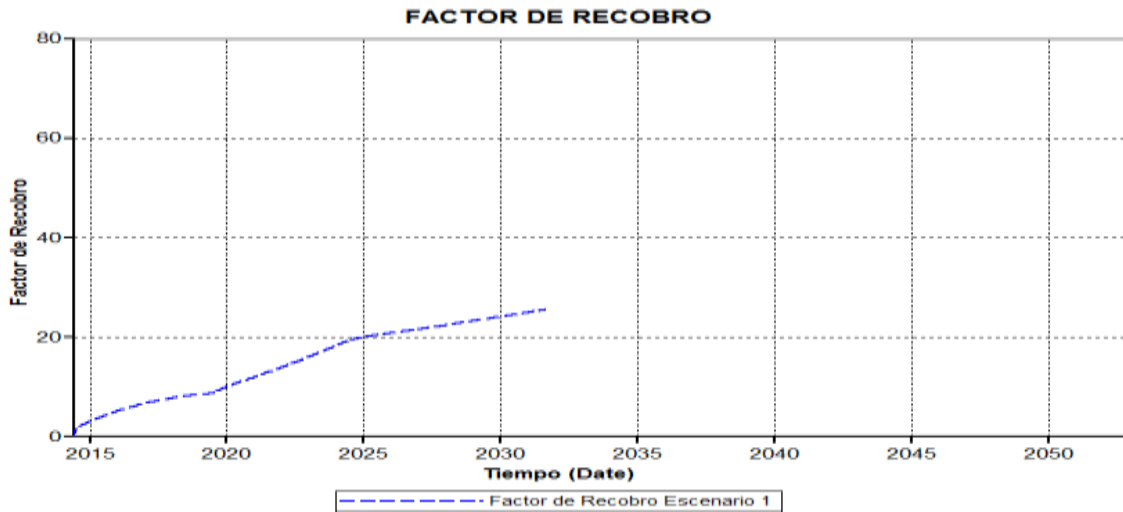
Tabla 21 Propiedades escenario 1

PROPIEDADES	VALOR CUANTITATIVO	CAMBIO RESPECTO A CASO BASE
Porosidad	20 %	Baja
Permeabilidad	500 mD	Baja
Espesor	-	-

Como se puede observar en la gráfica del factor de recobro y gases, (Figuras N° 38 y 39) las tendencias únicamente se generan hasta el año 2032, debido a la solución de iteraciones numéricas mediante el método de Newton Raphson que presenta el Escenario N°1 bajo los cambios previamente mencionados.

En este, llega un momento en que los tiempos de iteración tienden al orden de 3×10^{-2} días, haciendo así que a falta de más años de producción el simulador no permita graficar los resultados adecuadamente. No obstante, a partir del año 2025, la tendencia general para todos los escenarios es de una línea suave con pendiente constante, haciendo posible el correcto análisis de los datos.

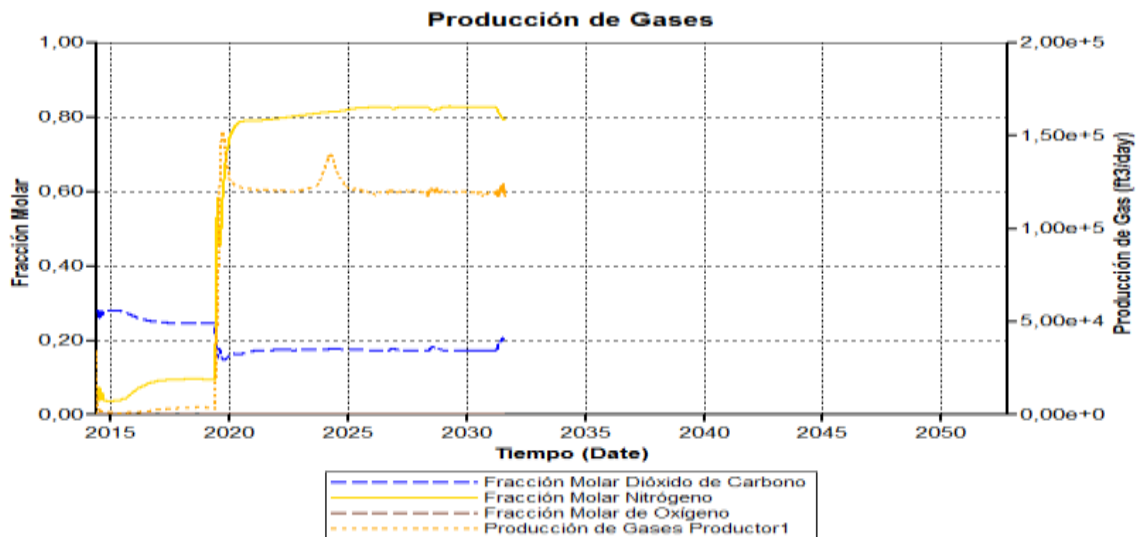
Figura 38 Factor de recobro escenario 1



Fuente: STARS, CMG 2013

En cuanto a la producción de gases hidrocarburos, se afirma que hay una combustión adecuada ya que el % molar de CO₂, utilizado como parámetro de evaluación de estabilidad del frente de llama, se encuentra por encima de valores de 15%.

Figura 39 Producción de gases escenario 1



Fuente: STARS, CMG 2013

- **Escenario 2**

El escenario 2 pretende identificar la interacción de los parámetros del escenario 1 teniendo en cuenta, una disminución del espesor para determinar si, al igual que en la evaluación de parámetros singulares, el espesor afecta considerablemente el factor de recobro.

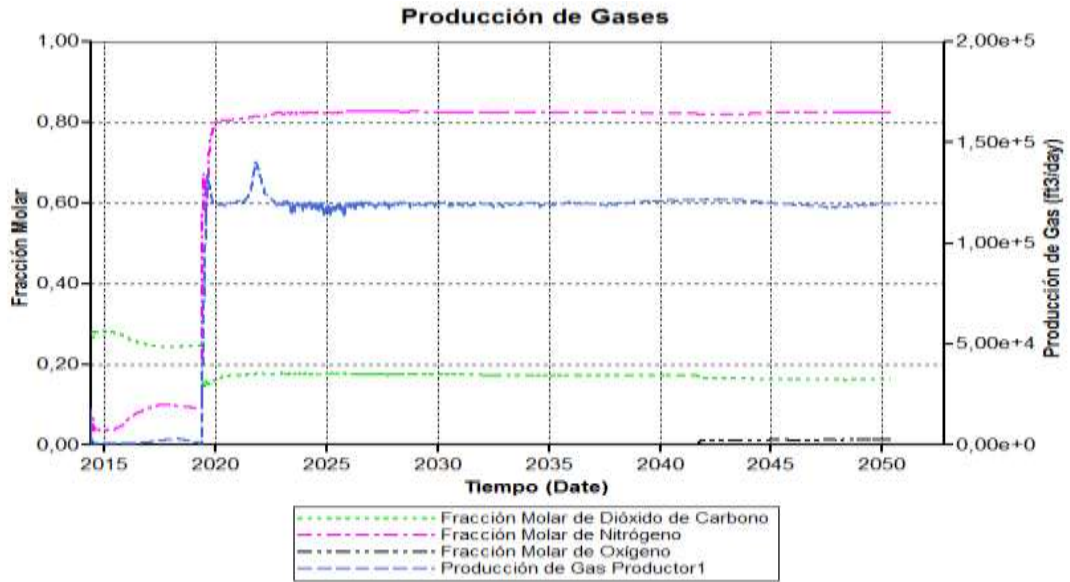
Las propiedades y los cambios respectivos realizados se presentan en la Tabla N°22.

Tabla 22 Propiedades Escenario 2

PROPIEDADES	VALOR CUANTITATIVO	CAMBIO RESPECTO A CASO BASE
Porosidad	20 %	Baja
Permeabilidad	500 mD	Baja
Espesor	90 ft	Baja

Para este escenario, se evidencia que posterior al año 2042 se genera una curva pronunciada en el factor de recobro Figura N°41, esto se debe a la irrupción del frente de llama en los pozos productores corroborado por la fracción de oxígeno producido Figura N° 40.

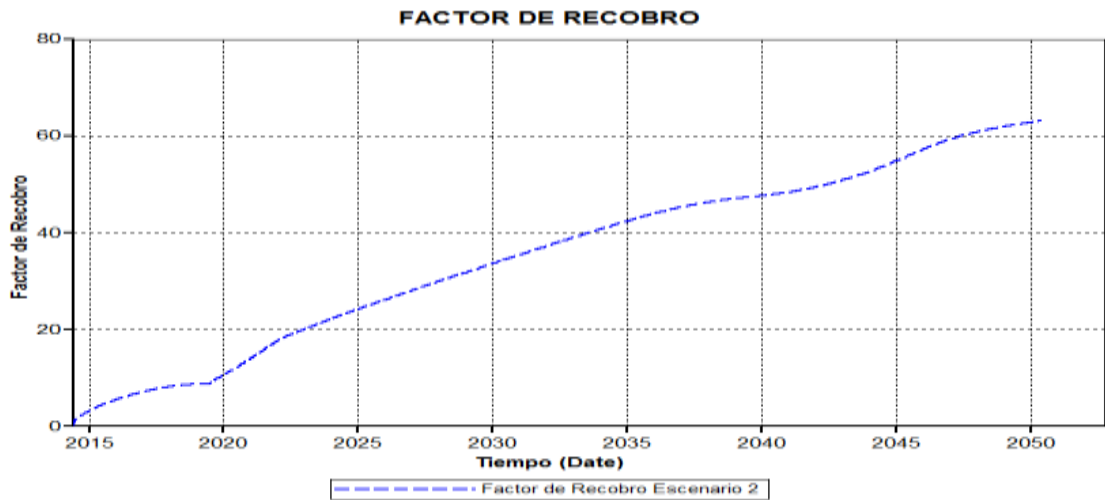
Figura 40 Producción de gases escenario 2



Fuente: STARS, CMG 2013

De acuerdo a una comparación realizada con el escenario 1 se puede concluir que teniendo un caudal de inyección de aire constante la influencia de un menor espesor de yacimiento causa que la relación (aire inyectado/unidad de volumen poroso) aumente, causando una irrupción más rápida en los pozos productores.

Figura 41 Factor de recobro escenario 2



Fuente: STARS, CMG 2013.

- **Escenario 3**

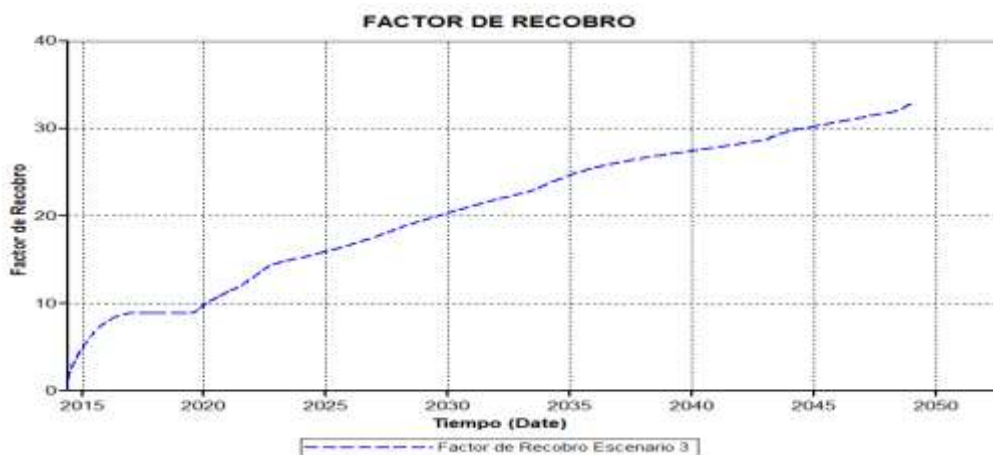
A diferencia de los Escenarios 1 y 2 el Escenario 3 se busca determinar la atenuación del aumento de factor de recobro por una baja porosidad, mediante un aumento en la permeabilidad del yacimiento. Tabla N°23.

Tabla 23 Propiedades Escenario 3

PROPIEDADES	VALOR CUANTITATIVO	CAMBIO RESPECTO A CASO BASE
Porosidad	20 %	Baja
Permeabilidad	1200 mD	Alta
Espesor	-	-

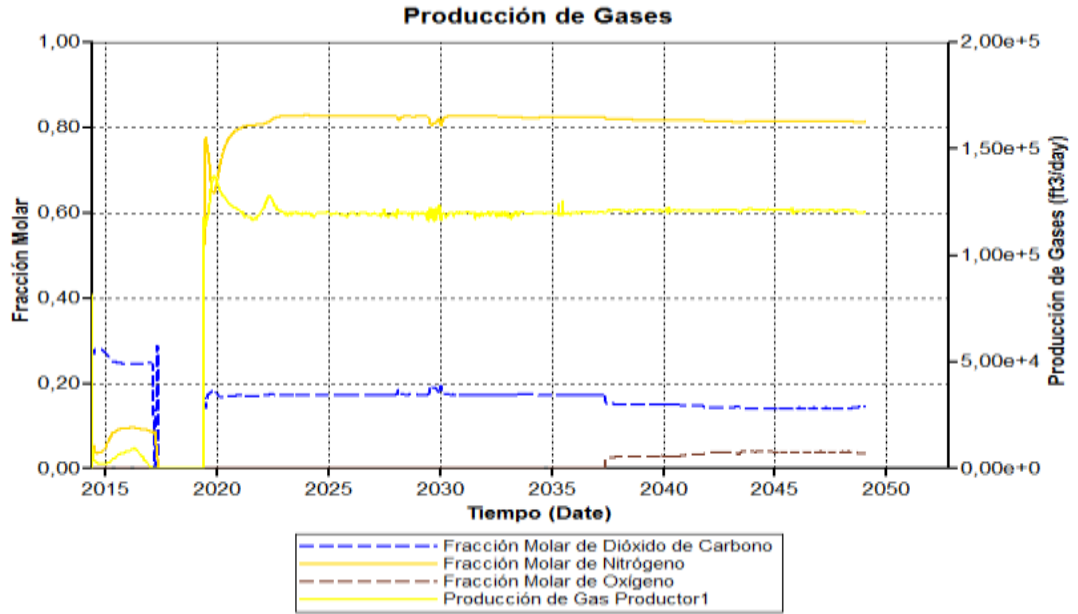
Para este escenario, se evidencia que posterior al año 2035 se generan cambios en la tendencia del factor de recobro Figura N° 42, lo que se debe a la irrupción del frente de llama en los pozos productores corroborado por la fracción de oxígeno producido Figura N° 43.

Figura 42 Factor de recobro escenario 3



Fuente: STARS, CMG 2013

Figura 43 Producción de gases escenario 3



Fuente: STARS, CMG 2013

- **Escenario 4**

El escenario 4 identifica, contrario al escenario 1, la interacción entre los parámetros de baja permeabilidad y bajo espesor sin tener en cuenta los efectos que pueda tener una menor porosidad en el incremento del factor de recobro.

Las propiedades y los cambios respectivos realizados se presentan en la Tabla N°24.

Tabla 24 Propiedades Escenario 4

PROPIEDADES	VALOR CUANTITATIVO	CAMBIO RESPECTO A CASO BASE
Porosidad	-	-
Permeabilidad	500 mD	Baja
Espesor	90 ft	Baja

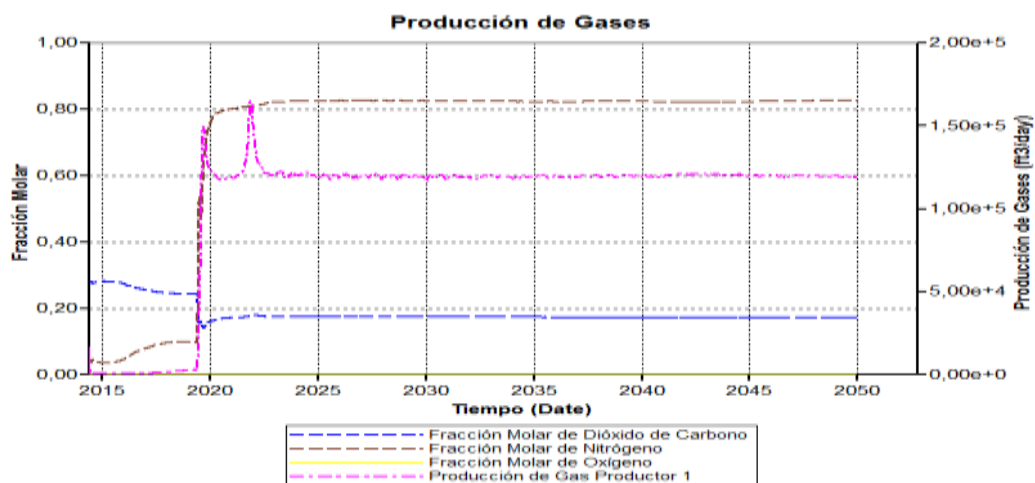
Para este caso, en comparación con el escenario 2 se concluye que la porosidad presenta una mayor influencia en la irrupción del oxígeno en los pozos productores, que el espesor del yacimiento. Sin embargo, ambas condiciones deben presentarse ya que de esta manera el tiempo de irrupción del aire en pozos productores disminuirá considerablemente.

Figura 44 Factor de recobro escenario 4.



Fuente: STARS, CMG 2013

Figura 45 Producción molar escenario 4



Fuente: STARS, CMG 2013

- **Escenario 5**

El escenario 5 pretende identificar la interacción entre los parámetros de alta permeabilidad y bajo espesor, con el fin de evaluar si un bajo espesor atenúa los efectos de overriding debido a la alta permeabilidad horizontal y vertical del yacimiento.

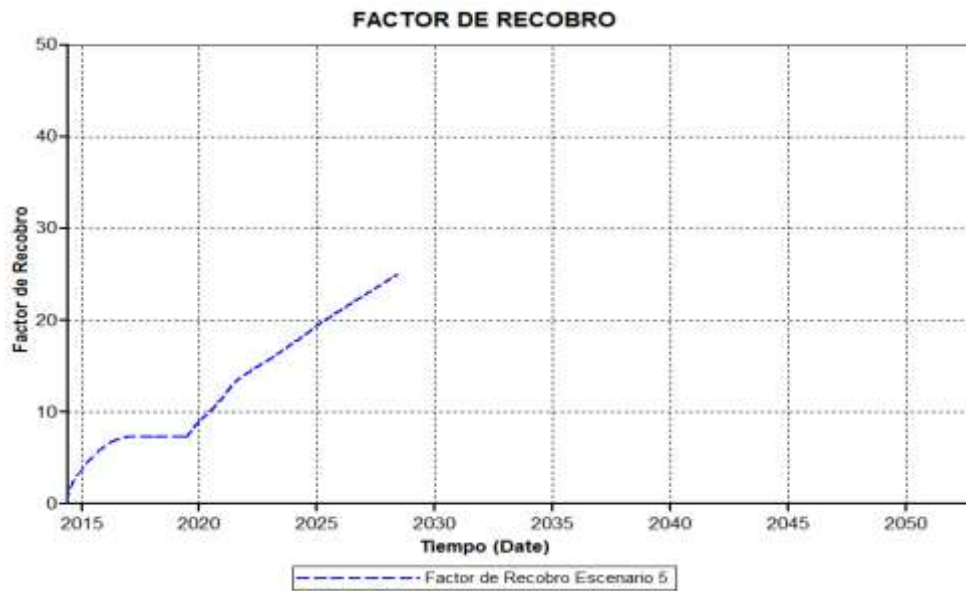
Las propiedades y los cambios respectivos realizados se presentan en la Tabla N° 25

Tabla 25 Propiedades escenario 5

PROPIEDADES	VALOR CUANTITATIVO	CAMBIO RESPECTO A CASO BASE
Porosidad	-	-
Permeabilidad	1200 mD	Alta
Espesor	90 ft	Baja

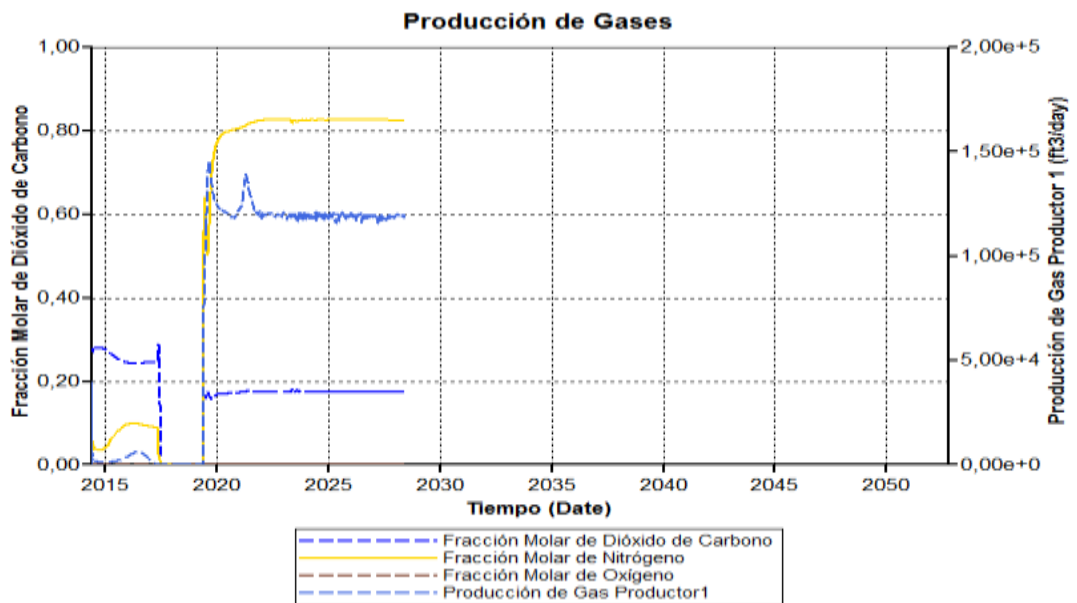
Como se puede observar en la gráfica del factor de recobro y gases de producción Figuras N° 46 y 47, las tendencias únicamente se generan hasta el año 2027 debido a problemas de convergencia del simulador numérico, ya que para un mismo paso de tiempo realiza excesivas iteraciones, conduciendo así a una interrupción en el proceso. No obstante, la tendencia del escenario 5, sigue exactamente el mismo comportamiento que la variación singular del parámetro de espesor de yacimiento (Figura 48), es decir, una permeabilidad alta, no propicia un aumento en el factor de recobro cuando el espesor de yacimiento es bajo en el desempeño de un proceso de inyección de aire.

Figura 46 Factor de recobro escenario 5



Fuente: STARS, CMG 2013

Figura 47 Producción molar escenario 5



Fuente: STARS, CMG 2013

Figura 48 Comparación escenario 5 con espesor



Fuente: STARS, CMG 2013

- **Escenario 6**

El escenario 6 pretende identificar la interacción entre los parámetros de baja porosidad y bajo espesor, con el fin de evaluar si un bajo espesor atenúa los efectos de overriding debido a la alta permeabilidad horizontal y vertical del yacimiento. Las propiedades y los cambios respectivos realizados se presentan en la Tabla N° 26.

Tabla 26 Propiedades escenario 6

PROPIEDADES	VALOR CUANTITATIVO	CAMBIO RESPECTO A CASO BASE
Porosidad	20%	Baja
Permeabilidad	-	-
Espesor	90 ft	Baja

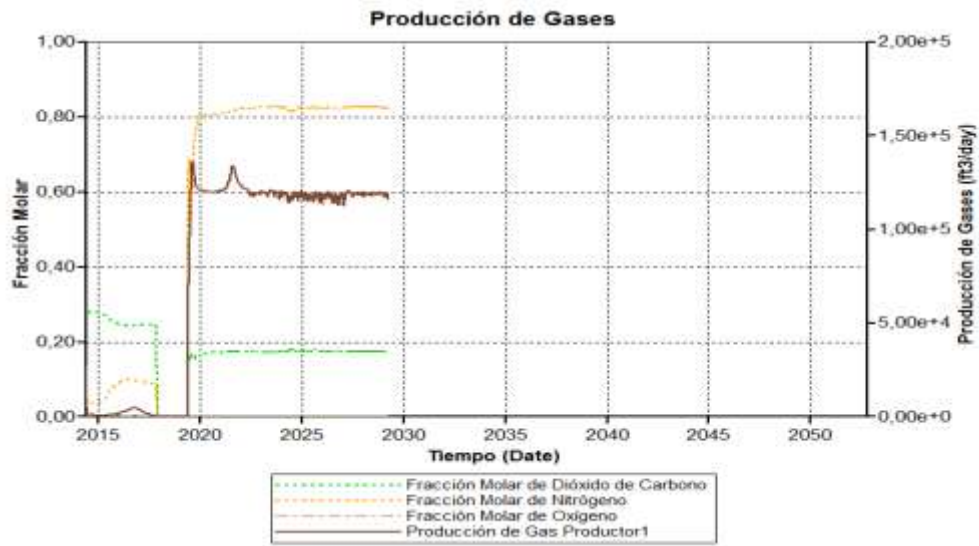
Como se puede observar en la gráfica del factor de recobro y gases de producción Figuras N° 49 y 50 , las tendencias únicamente se generan hasta el año 2029 y esto, debido a que se alcanzaron las máximas iteraciones posibles por el simulador (10.000 pasos de tiempo), sin embargo, la tendencia del escenario 6, sigue exactamente el mismo comportamiento que el escenario 2, concluyendo, que de acuerdo al factor de recobro, una permeabilidad baja no afectará el factor de recobro cuando las condiciones de porosidad y espesor se encuentran igualmente bajas. Figura N° 51

Figura 49 Factor de recobro escenario 6



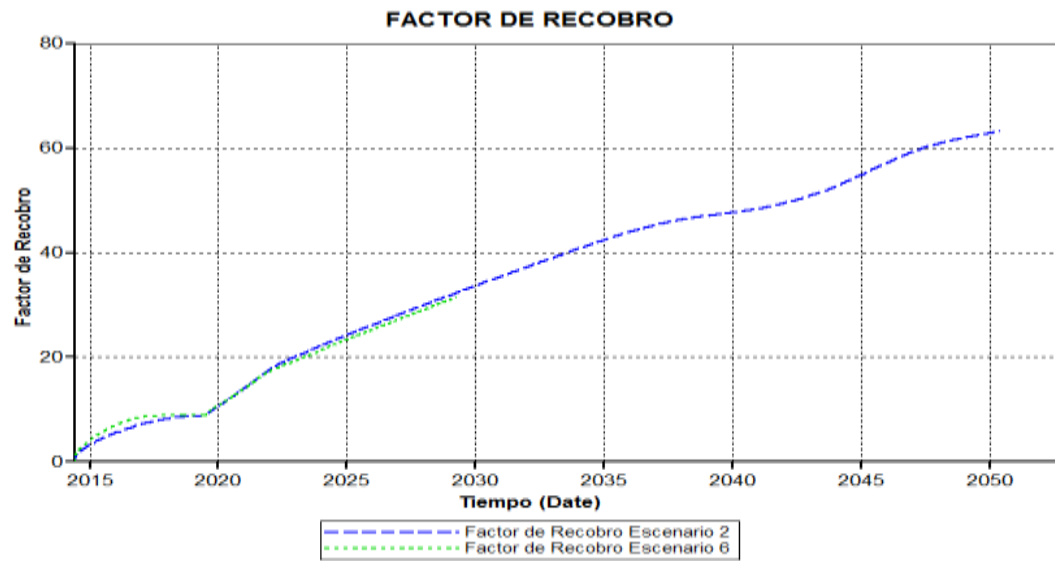
Fuente: STARS, CMG 2013, CMG.

Figura 50 Producción molar escenario 6



Fuente: STARS, CMG 2013

Figura 51 Comparación factor recobro escenarios



Fuente: STARS, CMG 2013

4.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS ESCENARIOS DE SIMULACIÓN PROPUESTOS

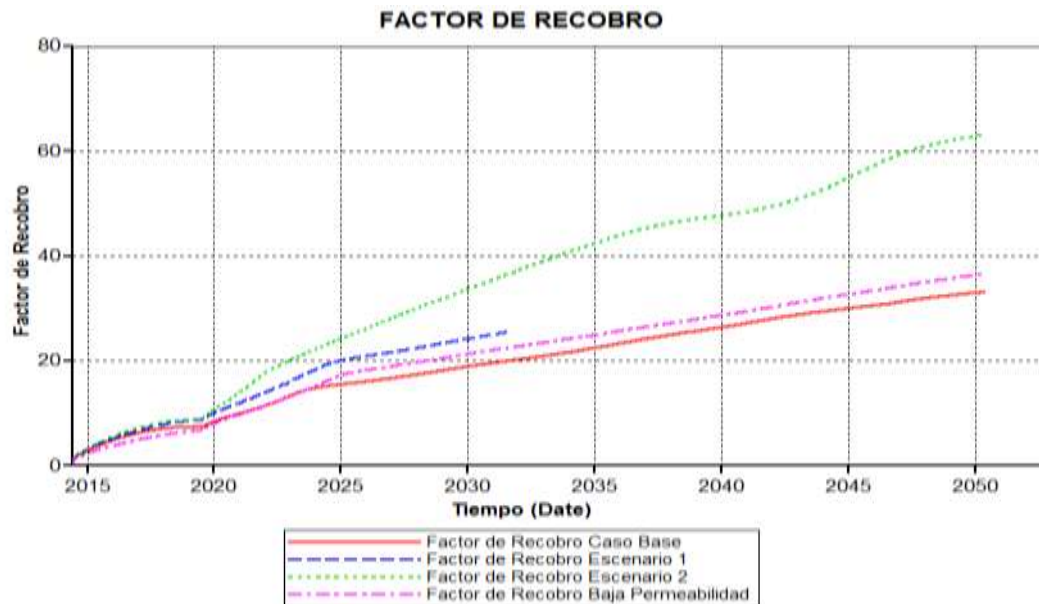
Para un mejor análisis del efecto de los diferentes escenarios de simulación se dividió el estudio en diferentes casos con los cuales se obtiene una mejor apreciación del efecto de los parámetros de yacimiento respecto a los escenarios de simulación propuestos.

- **CASO DE ESTUDIO 1**

El primer caso de estudio se realiza respecto a la comparación de los escenarios 1 y 2 junto con el estudio del caso singular de baja permeabilidad.

La Figura N°52 muestra las tendencias del factor de recobro para los diferentes casos en comparación con el caso base de simulación.

Figura 52 Factor de recobro caso estudio 1



Fuente: STARS, CMG 2013

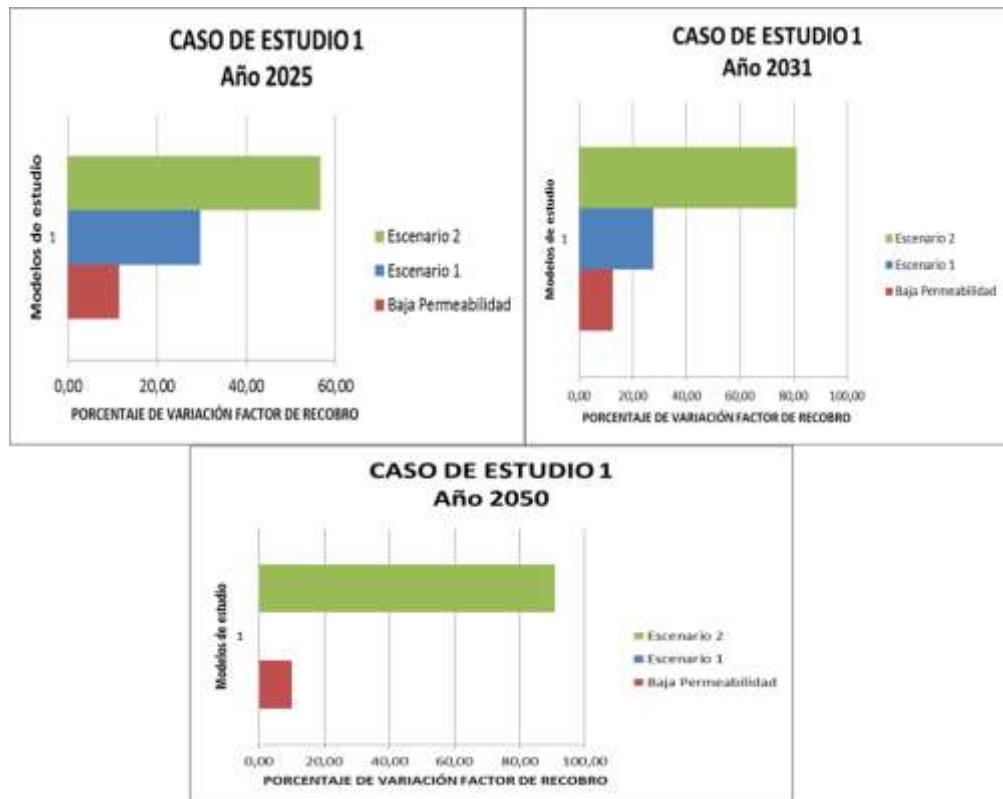
De la gráfica anterior, el orden de mejores a peores condiciones para las cuales se dé un aumento en el factor de recobro en los diferentes escenarios es el siguiente:

- A.** Escenario 2 (Baja Permeabilidad, Baja Porosidad y Bajo Espesor)
- B.** Escenario 1 (Baja Permeabilidad, Baja Porosidad)
- C.** Baja Permeabilidad
- D.** Caso Base

Se evidencia que una disminución en la permeabilidad, aumenta el factor de recobro, sin embargo, al tener condiciones adicionales de baja porosidad aumenta la recuperación de hidrocarburo y finalmente, al tener las condiciones de bajo espesor en conjunto con las mencionadas anteriormente la recuperación del hidrocarburo aumenta considerablemente respecto a los demás escenarios.

En el análisis de sensibilidad realizado respecto al factor de recobro para 3 fechas diferentes de simulación evidenciamos la variación de cada uno de los escenarios respecto al caso base. Diagrama N°1, 2 y 3

Figura 53 Análisis de sensibilidad caso 1 año



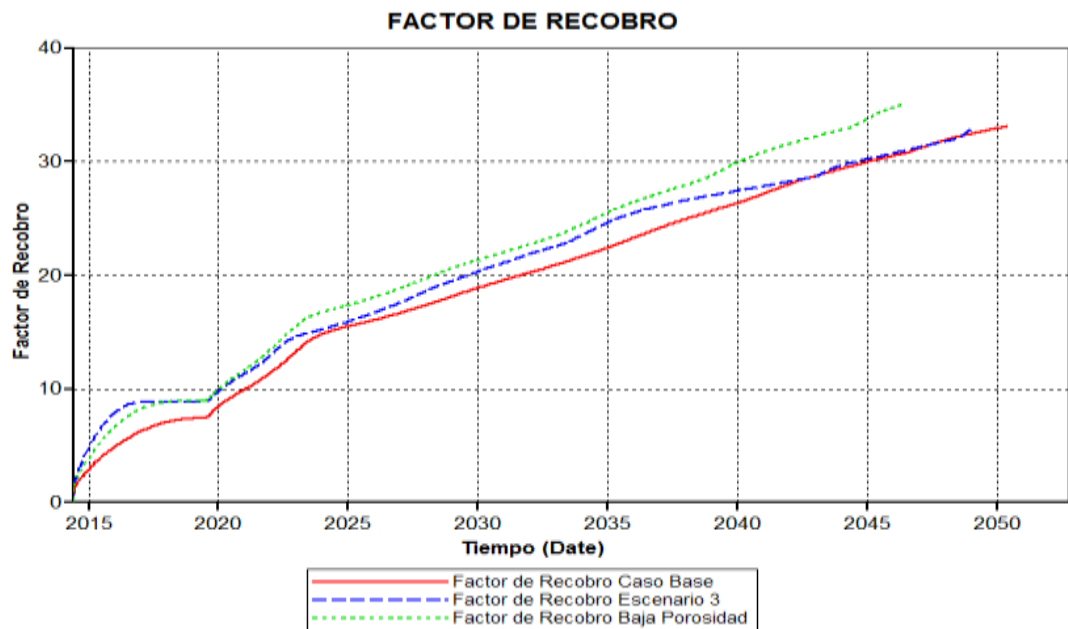
De la figura anterior se concluye que el mayor efecto de los casos mencionados anteriormente se debe a la porosidad, ya que en todos los escenarios presenta el mayor porcentaje de variación respecto al caso base de simulación. No obstante, también se evidencia un efecto de las características del escenario 1 y del de baja permeabilidad pero en menor medida respecto al escenario 2.

- **CASO DE ESTUDIO 2**

El segundo caso de estudio se realiza respecto a la comparación del escenario 3 junto con el estudio del caso singular de baja porosidad.

La Figura N° 53 muestra las tendencias del factor de recobro para los diferentes casos en comparación con el caso base de simulación:

Figura 54 Tendencias factor de recobro



Fuente: STARS, CMG 2013

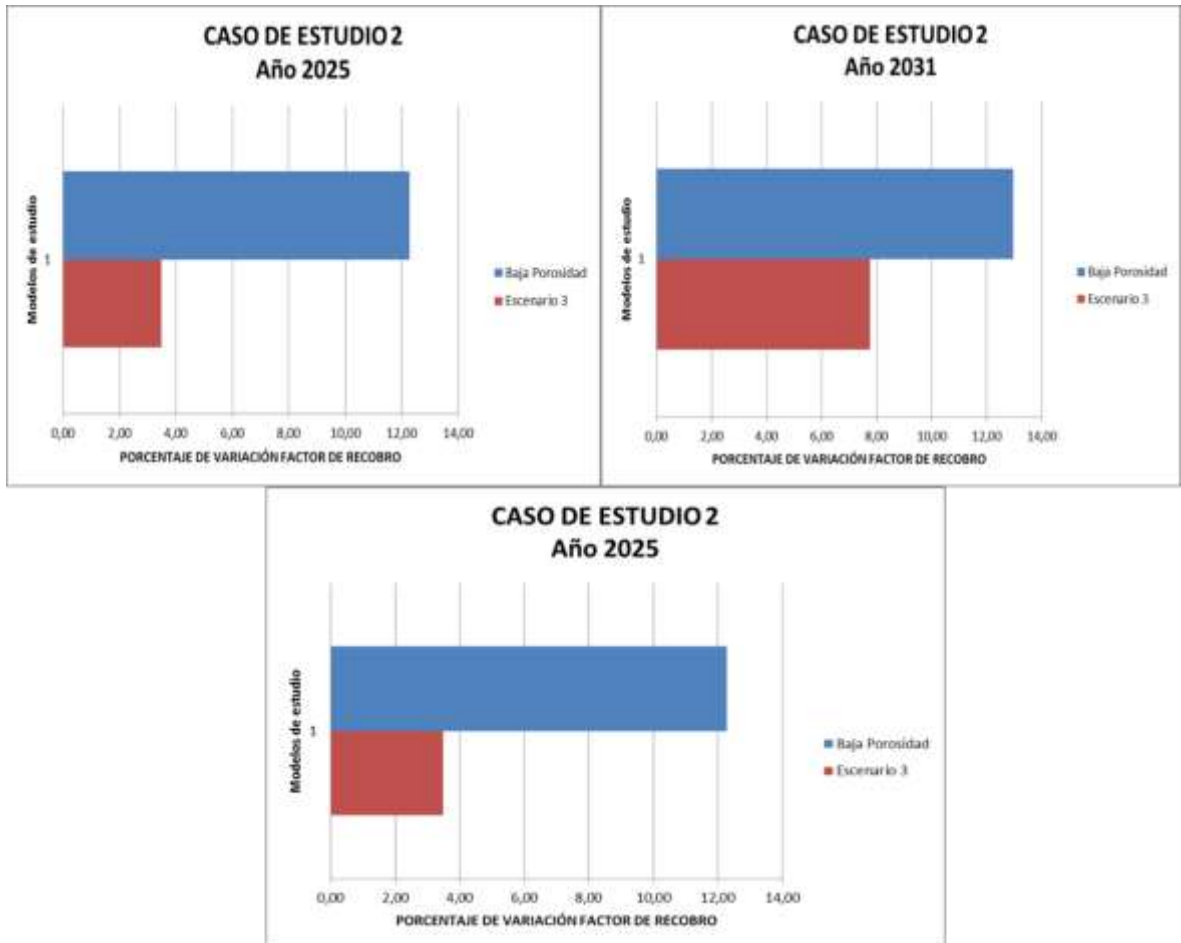
De la gráfica anterior, el orden de mejores a peores condiciones para las cuales se dé un aumento en el factor de recobro en los diferentes escenarios es el siguiente:

- A. Baja Porosidad
- B. Escenario 3 (Alta Permeabilidad, Baja Porosidad)
- C. Caso Base

Por lo tanto, se tiene que un aumento en la permeabilidad a condiciones de baja porosidad, disminuye factor de recobro, ya que, se presenta un mayor efecto del *overriding* por parte del aire inyectado, reduciendo así el factor de recobro.

En el análisis de sensibilidad realizado respecto al factor de recobro para 3 fechas diferentes de simulación evidenciamos la variación de cada uno de los escenarios respecto al caso base.

Figura 55 Análisis de sensibilidad caso de estudio 2



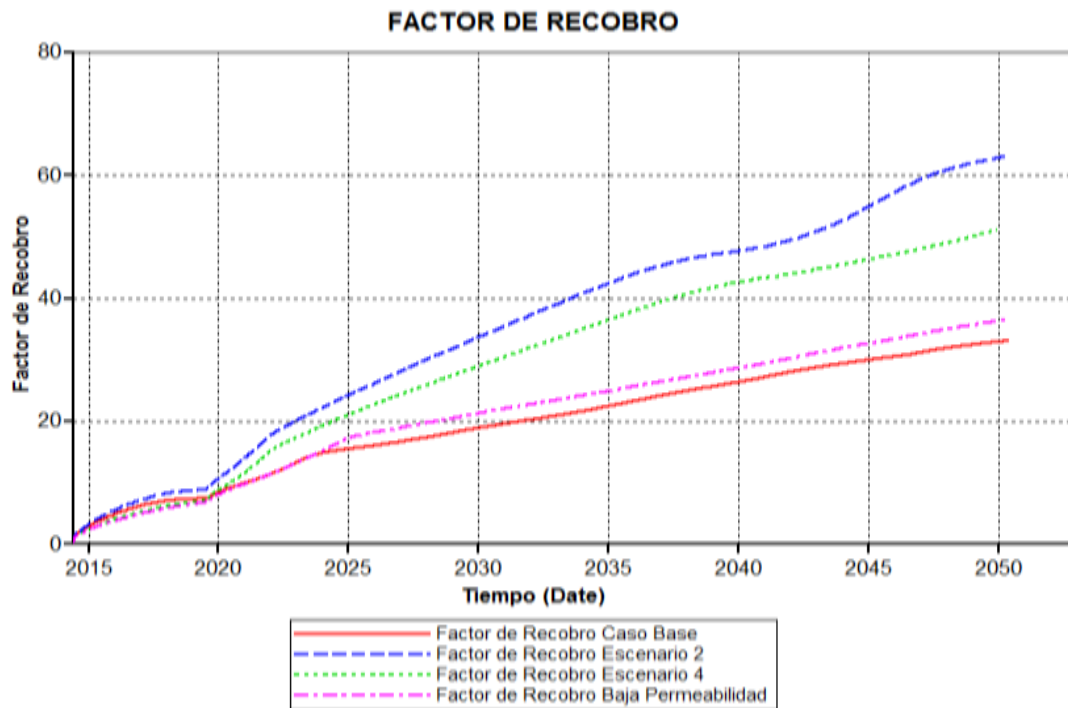
Del diagrama anterior se concluye que una alta permeabilidad del yacimiento atenúa el aumento del factor de recobro ocasionado por una reducción de viscosidad, tanto así, que en para el año 2050, los valores de factor de recobro para el caso base y escenario 3 tienen desviaciones menores al 1%.

- **CASO DE ESTUDIO 3**

El tercer caso de estudio está realizado ante la comparación de los escenarios 2 y 4, junto con el estudio del caso singular de baja permeabilidad.

La Figura N°54 muestra las tendencias del factor de recobro para los diferentes casos en comparación con el caso base de simulación.

Figura 56 Factor de recobro caso de estudio 3



Fuente: STARS, CMG 2013

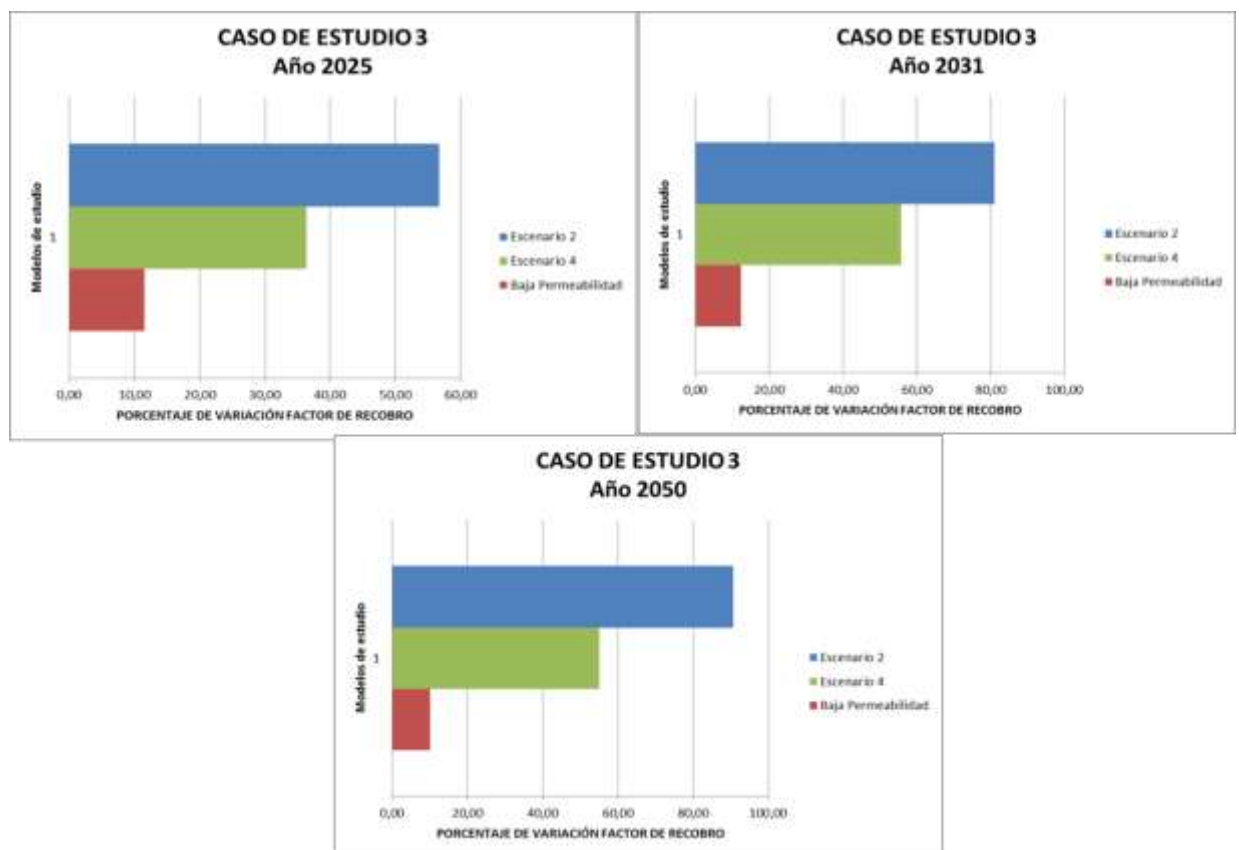
De la gráfica anterior, el orden de mejores a peores condiciones para las cuales se dé un aumento en el factor de recobro en los diferentes escenarios es el siguiente:

- A. Escenario 2 (Baja Permeabilidad, Baja Porosidad, Bajo Espesor)
- B. Escenario 4 (Baja Permeabilidad, Bajo Espesor)
- C. Baja Permeabilidad
- D. Caso Base

Con base en los resultados anteriores, se tiene que una disminución en el espesor del yacimiento aumenta considerablemente el factor de recobro, ya que, se atenúa el efecto del overriding, dándose la posibilidad que el aire inyectado genere un frente de combustión más uniforme y estable. Igualmente, una reducción de la permeabilidad y porosidad aumentan el factor de recobro.

En el análisis de sensibilidad realizado respecto al factor de recobro para 3 fechas diferentes de simulación evidenciamos la variación de cada uno de los escenarios respecto al caso base.

Figura 57 . Análisis de sensibilidad caso 3



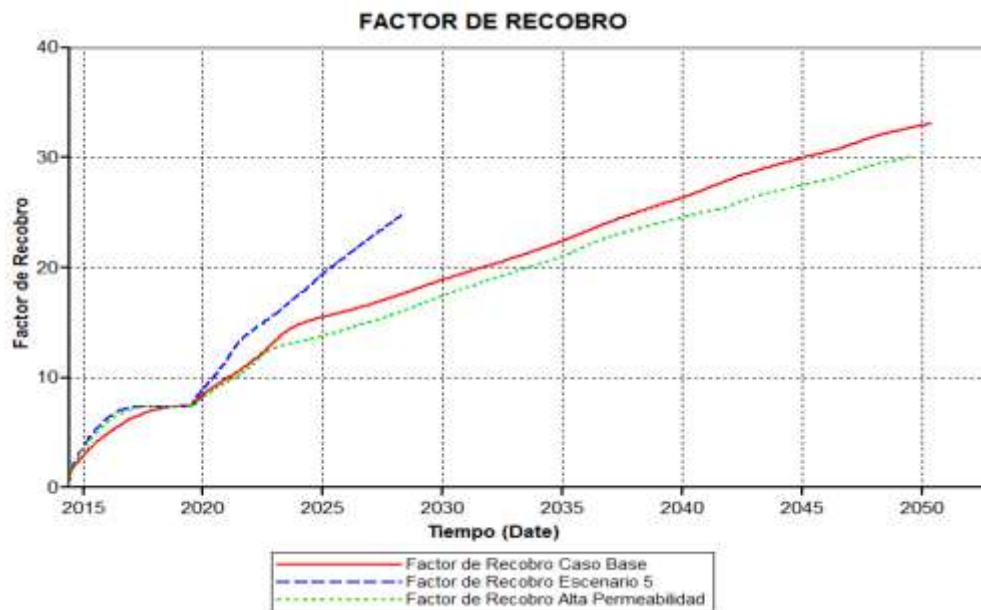
Del Diagrama anterior se determina que el mayor aporte al factor de recobro respecto a los demás efectos de los parámetros de yacimiento evaluados es el espesor, ya que, al cambiar el valor del espesor, se presentan variaciones en el factor de recobro mayores de 40%. Esta desviación se da debido a que un menor tamaño del espesor atenúa los efectos negativos del *overriding*.

- **CASO DE ESTUDIO 4**

Este caso de estudio se realiza respecto a la comparación del escenario 5 con el estudio del caso singular de alta permeabilidad.

La Figura N°55 muestra las tendencias del factor de recobro para los diferentes casos en comparación con el caso base de simulación.

Figura 58 Factor de recobro caso de estudio 4



Fuente: STARS, CMG 2013

De la gráfica anterior, el orden de mejores a peores condiciones para las cuales se dé un aumento en el factor de recobro en los diferentes escenarios es el siguiente:

A. Escenario 5 (Alta permeabilidad, Bajo Espesor)

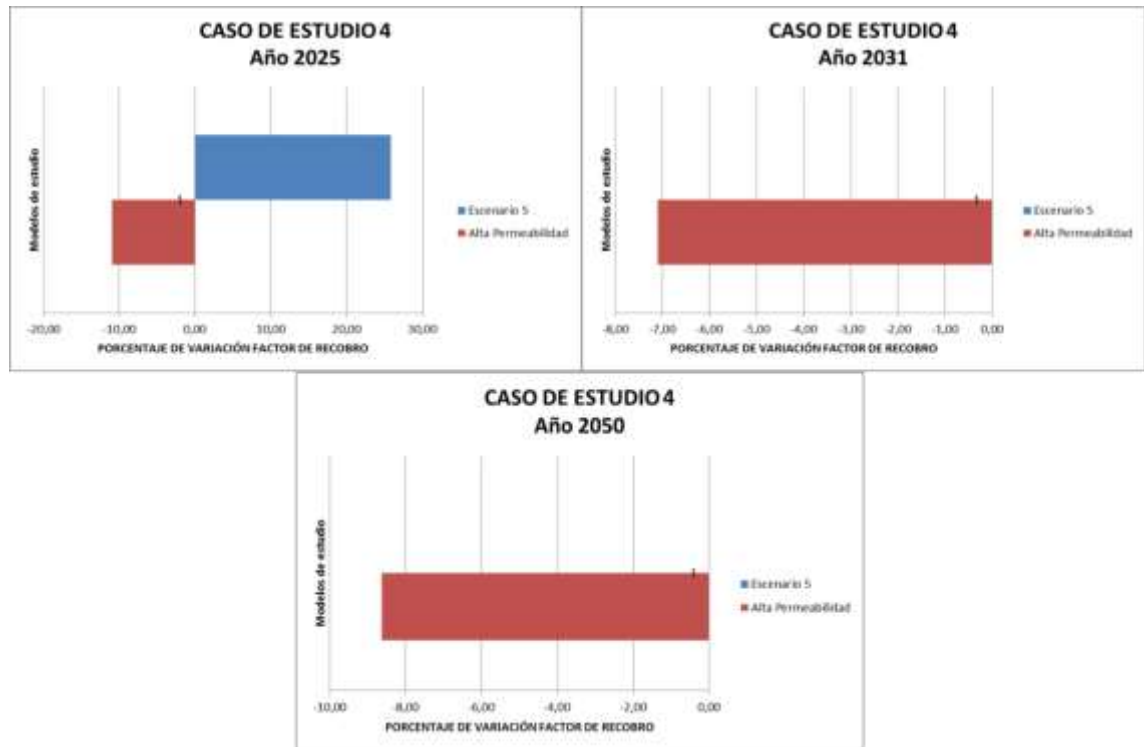
B. Alta Baja Permeabilidad

C. Caso Base

El objetivo de este caso, es estudiar la atenuación del factor debido a una alta permeabilidad en un yacimiento de bajo espesor. A pesar de que la gráfica de factor de recobro para el escenario 5 no se manifiesta completamente debido a problemas numéricos en la simulación explicados anteriormente; este comportamiento tiene una tendencia igual a la del estudio del parámetro singular de Bajo Espesor. Por ende, hasta esta fecha (2028), no se evidencia ningún efecto de aumento o atenuación de una alta permeabilidad en el yacimiento.

En el análisis de sensibilidad realizado respecto al factor de recobro para 3 fechas diferentes de simulación evidenciamos la variación de cada uno de los escenarios respecto al caso base. Figura 59.

Figura 59 Análisis de sensibilidad caso de estudio 4



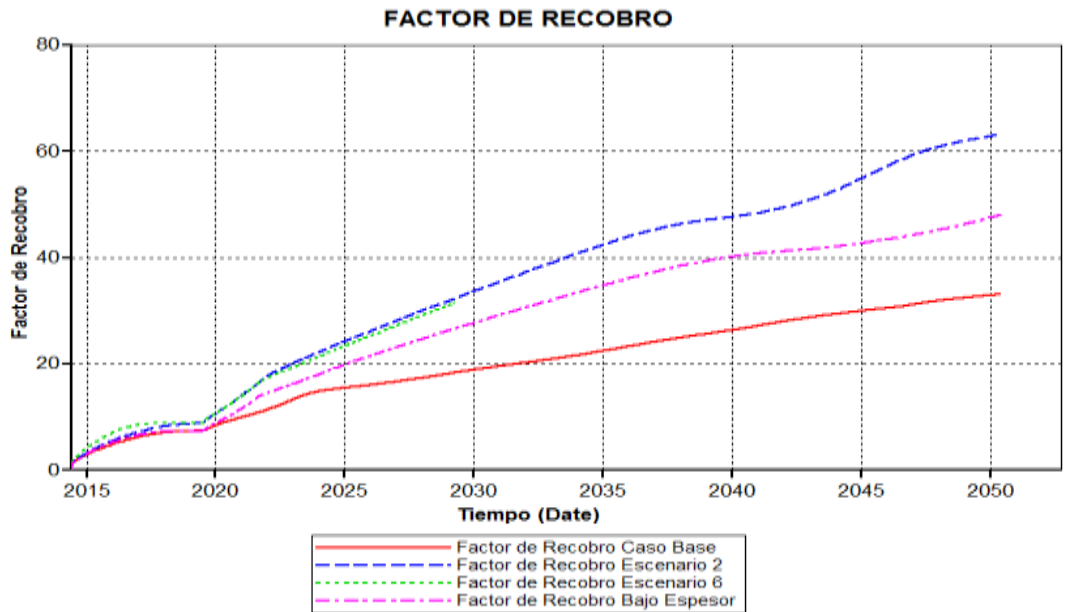
Del Diagrama anterior se corrobora que una alta permeabilidad reduce el factor de recobro final del yacimiento.

- **CASO DE ESTUDIO 5**

Este caso de estudio se realiza respecto a la comparación de los ESCENARIO 2 y ESCENARIO 6 junto con el estudio del caso singular de BAJO ESPESOR.

La Figura N°56 muestra las tendencias del factor de recobro para los diferentes casos en comparación con el caso base de simulación.

Figura 60 Factor de recobro caso de estudio 5



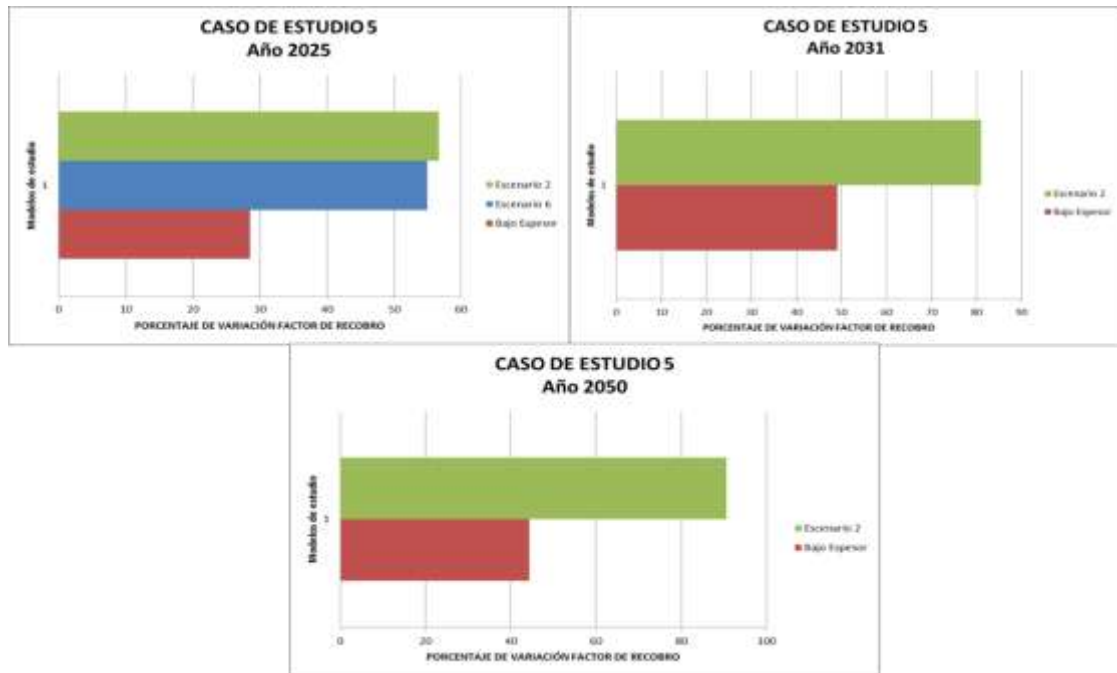
De la gráfica anterior, el orden de mejores a peores condiciones para las cuales se dé un aumento en el factor de recobro en los diferentes escenarios es el siguiente:

- A. Escenario 2 (Baja Permeabilidad, Baja Porosidad, Bajo Espesor)
- B. Escenario 6 (Baja Porosidad, Bajo Espesor)
- C. Bajo Espesor
- D. Caso Base

El objetivo de este caso, es estudiar el aumento del factor debido a una reducción de la porosidad y permeabilidad cuando la condición del yacimiento es de bajo. De este estudio concluimos que la permeabilidad no tiene un efecto positivo, ni negativo en el aumento del factor de recobro hasta el año 2029. Adicionalmente, vemos que un aumento de la porosidad afecta positiva y significativamente el factor de recobro de hidrocarburo.

En el análisis de sensibilidad realizado respecto al factor de recobro para 3 fechas diferentes de simulación evidenciamos la variación de cada uno de los escenarios respecto al caso base.

Figura 61 Análisis de sensibilidad caso de estudio 5

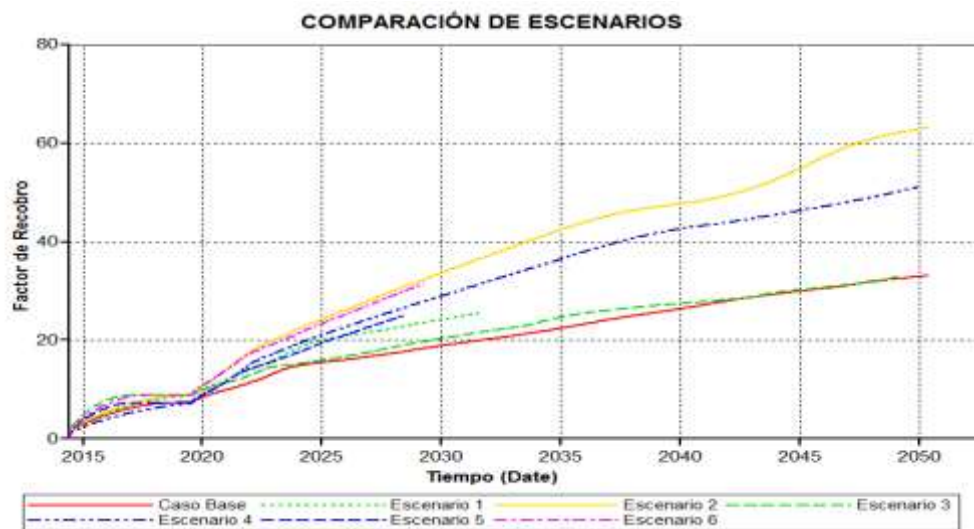


Del diagrama anterior se corrobora que una reducción de la permeabilidad no afecta el factor de recobro final del yacimiento para el caso de un crudo pesado con movilidad a condiciones de bajo espesor ya que, la capacidad de flujo a través del medio poroso pasa a un segundo plano cuando las reducciones de viscosidades del crudo son altas haciendo que el yacimiento sea fácilmente drenado.

4.3 COMPARACIÓN DE PARÁMETROS SINGULARES VS ESCENARIOS PROPUESTOS

Con el fin de identificar las mejores condiciones de yacimiento para las cuales un proyecto de inyección de aire para crudos pesados con movilidad es atractivo, a continuación se exponen los diferentes resultados del factor de recobro obtenidos para los diferentes escenarios propuestos, así como para los cambios singulares realizados y así determinar la importancia de cada uno de ellos en conjunto.

Figura 62 Factor de recobro casos de estudio

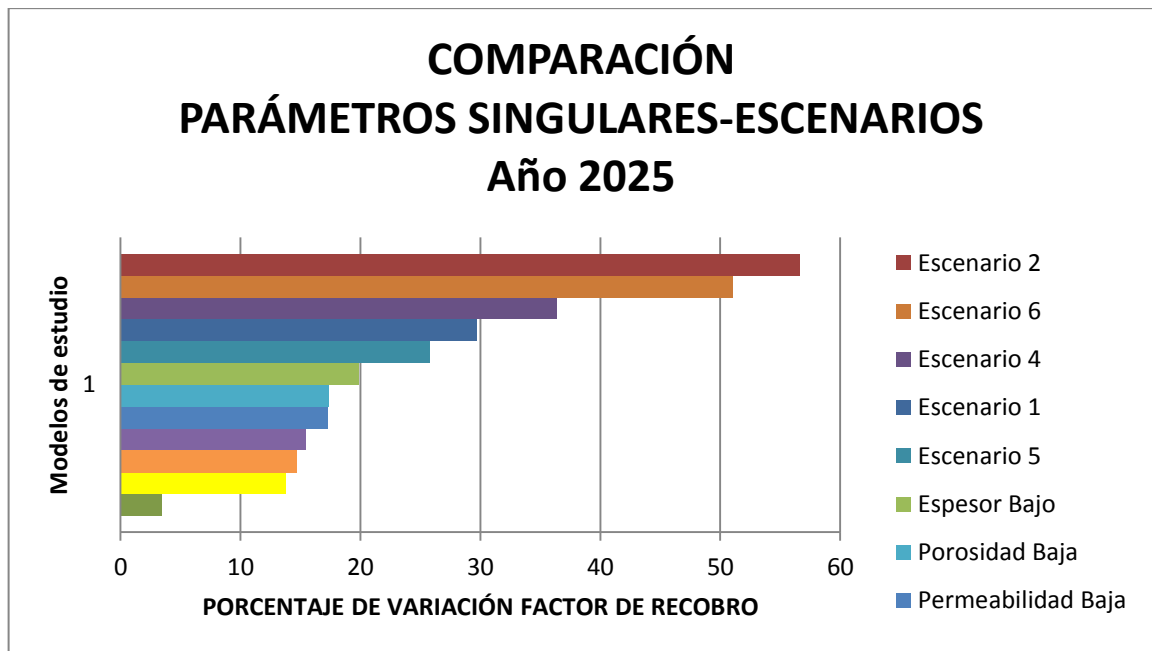


Fuente: STARS, CMG 2013

En la figura anterior (Figura N° 57) se identifican todos los escenarios propuestos, mencionados anteriormente, en el cual se aprecian las variaciones del factor de recobro de manera comparativa, se resalta que el caso base representa el menor factor de recobro y el escenario 2 representa las mejores condiciones de yacimiento para el desarrollo del proceso.

La Figura 63, presenta en orden ascendente los diferentes casos de simulación para los cuales hay un aumento en el factor de recobro. En este caso, se evidencia que los escenarios con espesores bajos y bajas porosidades en conjunto dominan sobre los demás casos de simulación analizados, sin embargo, de acuerdo a un caso singular de espesor bajo y baja porosidad, existe una mayor influencia del espesor bajo.

Figura 63 Comparación casos de estudio 2025.



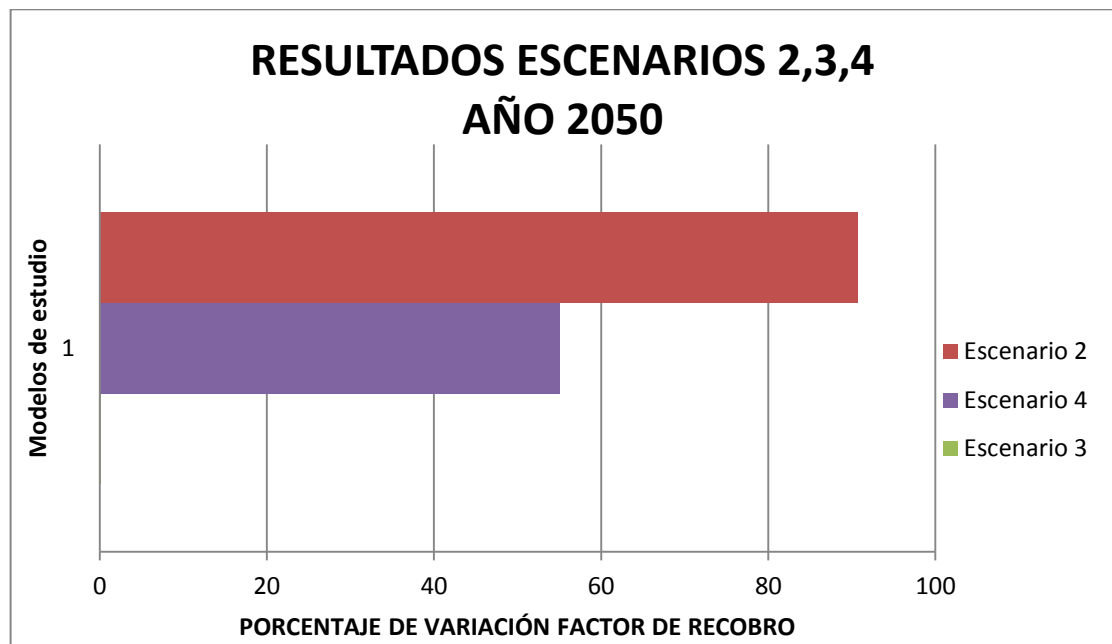
Los escenarios de alta permeabilidad únicamente atenúan considerablemente el factor de recobro cuando existe una baja porosidad como se evidencia en el escenario 3. De allí se concluye que las formaciones de bajo espesor presenta la mayor influencia de los diferentes parámetros de yacimiento en desempeño de la técnica, seguidamente se encuentra la porosidad, y la permeabilidad por último debido a que el yacimiento drena fácilmente por ser un crudo pesado móvil.

De acuerdo a la simulación numérica de yacimientos los escenarios de estudio más importantes identificados a partir de los 6 escogidos inicialmente son los escenarios 2,3 y 4 Figura 64

Acá evidenciamos que el escenario 3 no presenta una influencia en el factor de recobro final del proyecto respecto al modelo base de simulación, por otra parte los escenarios 2 y 4 presentan cambios mayores del 50% del factor de recobro respecto al caso base de simulación.

Para identificar los fenómenos de la técnica que resultaron en las variaciones del factor de recobro se presentan los perfiles de temperatura y de saturación de aceite a 3 tiempos diferentes. (2025 – 2031 – 2050).

Figura 64 Comparacion de resultados escenarios 2,3,4

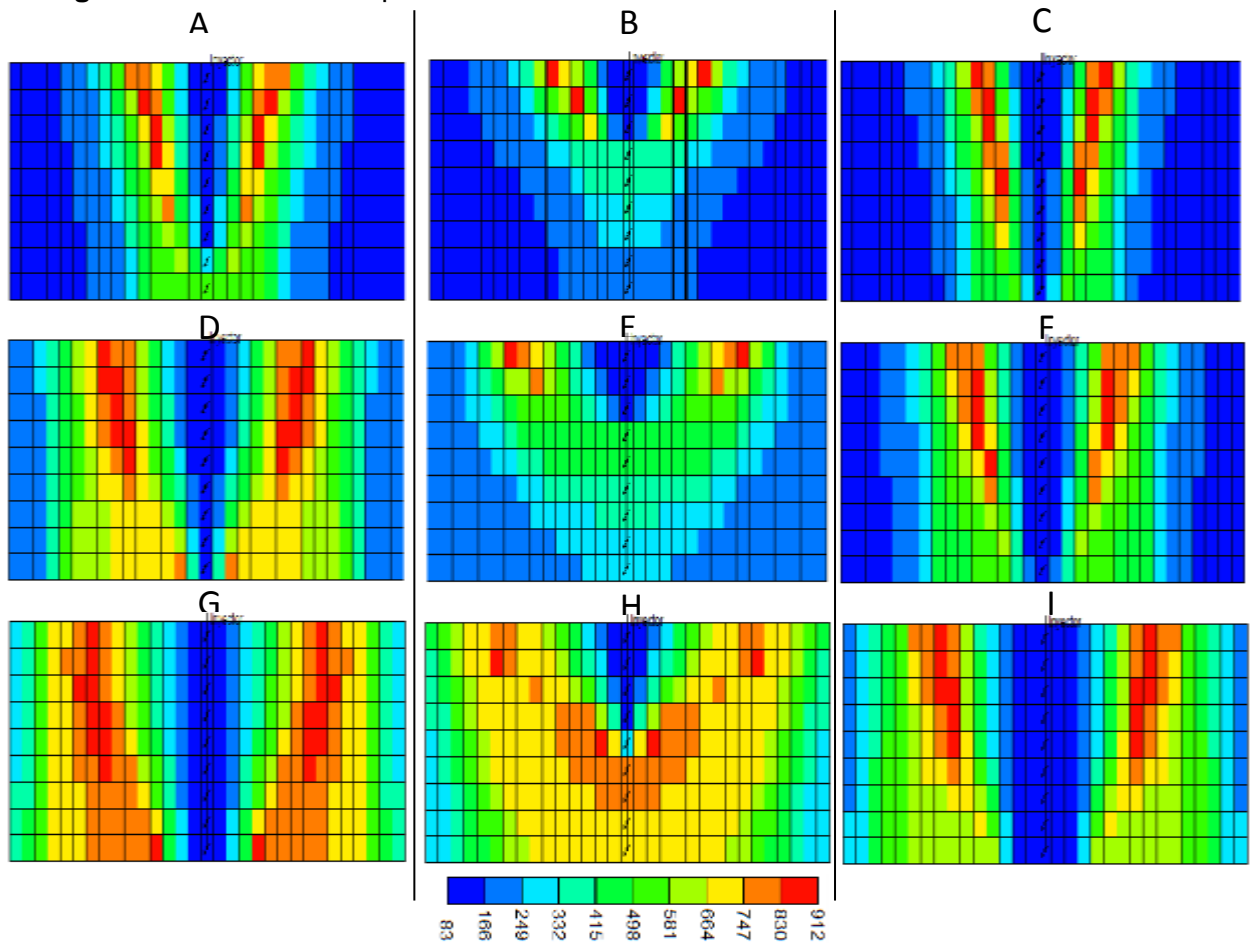


4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS 2,3 y 4

- **Perfiles de temperatura**

A continuación se exponen los perfiles de temperaturas en el plano del pozo inyector, con el fin de evidenciar los fenómenos físicos que se presentan en el desarrollo de la combustión de acuerdo a las diferentes configuraciones de yacimiento. Escenario 2 (a – b – c), escenario 3 (b – f – h), escenario 4 (c – f – i)

Figura 65 Perfiles de temperatura



Fuente: STARS, CMG 2013

De acuerdo a los escenarios anteriores (Figura N° 58) las figuras A, D, G se muestra el avance del frente de temperatura con una mejor estabilidad debido a las condiciones de baja porosidad, bajo espesor y baja permeabilidad.

Por otra parte las figuras B, F, H muestran el efecto del *overriding* debido a la alta permeabilidad del yacimiento, haciendo que el frente se desplace principalmente por la parte superior de la formación y todo el aire inyectado por el fondo de la formación tienda a subir diagonalmente hacia el frente de llama, calentando a su paso el hidrocarburo móvil. Las figuras C, F, I igualmente muestran una uniformidad del frente de combustión pero menor a las del lado izquierdo ya que la porosidad en este caso es mayor, haciendo una vez más que la relación de aire inyectado por unidad de volumen poroso reduzca, teniendo así, un menor aire a inyectar en el yacimiento y más demora en el desplazamiento del frente de llama.

Finalmente se concluye que el espesor cambia considerablemente el desplazamiento y estabilidad del frente de llama debido a los canales preferenciales del aire. La porosidad influye principalmente en el espesor del yacimiento que presentará una mejor estabilidad del frente de combustión.

- **Perfiles de saturación**

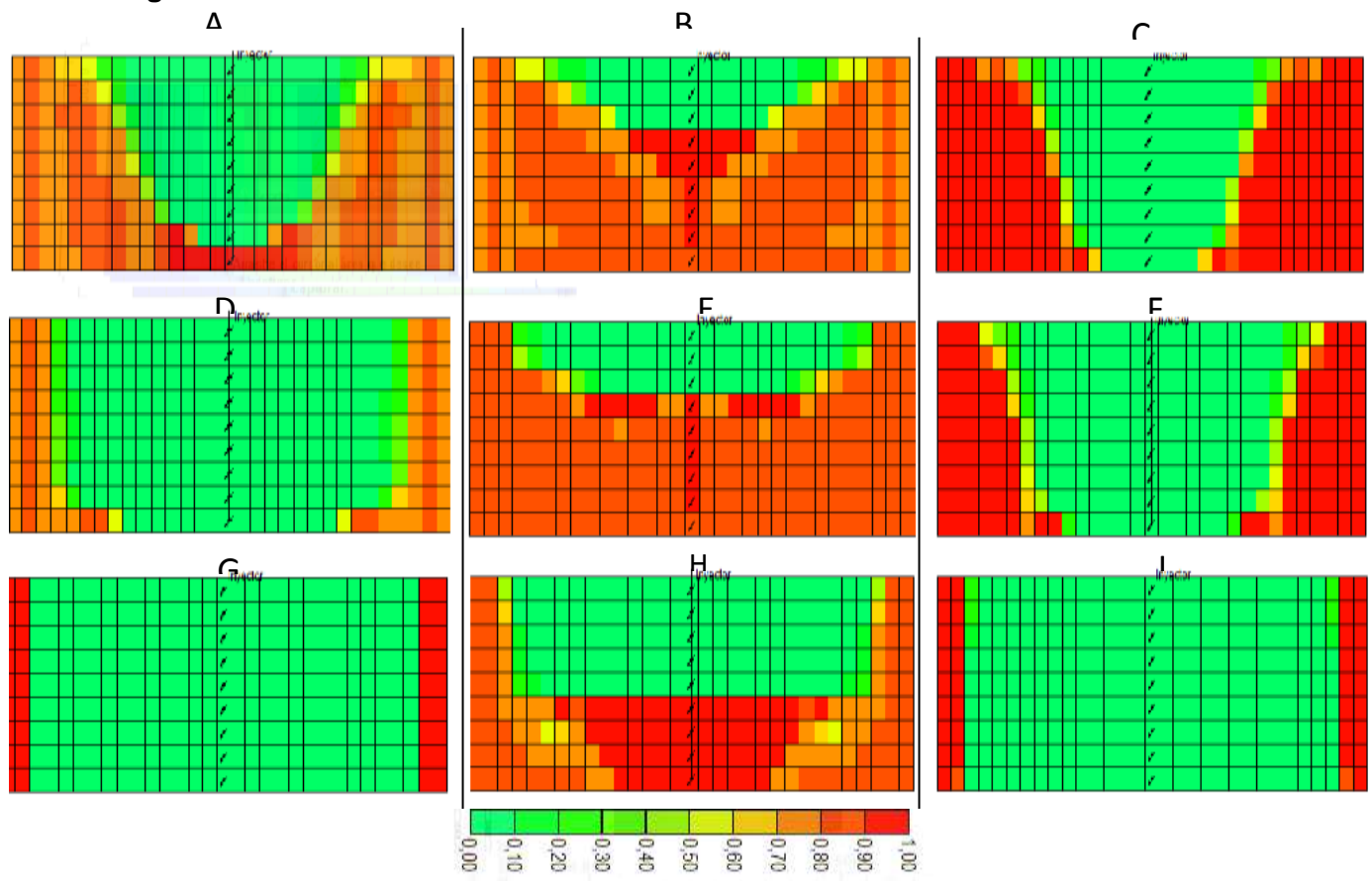
Para el escenario 2 (Figura N° 59 A, D, G) se evidencia que hay un correcto barrido del hidrocarburo durante todo el tiempo que el sector se encuentra en producción. En él se evidencia un pequeño efecto del *overriding*, sin embargo correlacionando con el perfil de temperatura, el espesor atenúa este efecto haciendo que se genere un buen barrido del yacimiento.

Por otro lado, el escenario 3 (Figuras B, G, H) presenta efectos del *overriding* haciendo que el hidrocarburo móvil se acumule en la parte inferior del sector,

generando así un banco de líquidos, en donde aún, siendo inyectado en este punto tiende principalmente al tope de la formación.

Finalmente el escenario 4 (Figuras C,F,I) genera una tendencia similar al escenario 2 desplazando todo el hidrocarburo hacia las partes productoras, y con una mayor cantidad de fluido hidrocarburo por unidad de área debido a que por la alta porosidad hay una inyección de aire más eficiente, desplazando de mejor manera el aire que empuja el hidrocarburo hacia las zonas productoras sin que se presente una saturación de gas en la zona de crudo caliente debido a la alta relación de inyección de aire por unidad de volumen poroso.

Figura 66 Perfil de saturación 1



Fuente: STARS, CMG 2013

5. CONCLUSIONES

- De acuerdo al análisis de la simulación numérica de un proceso de inyección de aire para crudos pesados móviles, el parámetro de yacimiento de mayor influencia positiva sobre el factor de recobro es un bajo espesor de la formación debido a que se atenúa el efecto *overriding* del aire.
- Los escenarios de simulación numérica de yacimientos con características de bajo espesor y baja porosidad presentan el mayor impacto positivo en el aumento del factor de recobro final del yacimiento debido a que el barrido del frente de combustión será más uniforme ya que se evita la canalización del aire por un aumento del aire inyectado por unidad de volumen poroso.
- La permeabilidad alta del yacimiento influencia levemente el factor de recobro final de un proceso de inyección de aire debido a que este parámetro es atenuado por las condiciones de alta movilidad del hidrocarburo ocasionada por los efectos térmicos del yacimiento. No obstante, una baja permeabilidad ocasiona un desplazamiento más lento del frente de combustión mejorando el barrido del yacimiento.
- Las diferentes temperaturas de yacimiento no presentan una influencia considerable en el factor de recobro incremental para proyectos de crudo pesado con movilidad, el efecto se presenta en el tiempo de retardo en la ignición y estabilización del frente de llama. Por lo tanto, el proceso de inyección de aire para crudos pesados móviles presenta un periodo de desplazamiento por nitrógeno y oxígeno hasta que se alcanzan las temperaturas necesarias para generar la ignición del hidrocarburo y por ende la estabilización del frente de combustión.

- Mediante el análisis de los resultados 3D de las simulaciones numéricas de yacimiento, la canalización del aire por la parte superior de la formación, disminuye considerablemente el factor de recobro de los diferentes escenarios planteados debido a la facilidad del aire a desplazar el crudo móvil en el tope de la formación.
- La transferencia de calor del frente de combustión afecta considerablemente la producción de hidrocarburo debido a que la viscosidad del crudo ya móvil, se reduce, entregando así mayor potencial de producción por pozo y por ende aumentando el factor de recobro.

6. RECOMENDACIONES

Es importante realizar el estudio del proceso de combustión estudiando conjuntamente el efecto del cambio de volumen del yacimiento al variar las condiciones de espesor y porosidad, con la unidad de volumen de aire inyectado por volumen poroso de yacimiento y así determinar cuál es la influencia de ambos parámetros al mismo tiempo

Realizar un estudio de una prueba piloto de inyección de aire para crudos pesados con movilidad para así validar el efecto de los diferentes parámetros estudiados mediante simulación numérica en el trabajo anterior.

Desarrollar un estudio del proceso de ignición de un crudo pesado móvil para diferentes temperaturas de yacimiento y la manera en cómo se puede asistir a la ignición para evitar altos tiempos de inyección previos a la generación de la combustión y obtener el mismo factor de recobro pero a menores tiempos de simulación.

BIBLIOGRAFÍA

ADETUNJI, L. A., TEIGLAND, R. Light-Oil Air-Injection Performance: Sensitivity to Critical Parameters. Society of Petroleum Engineers, SPE 96844-MS [Online]. January 1, 2005. [cited 20 June 2014]. Available www.onepetro.org

COUCH, E. J., RODRIGUEZ, H. V. Effects of Porosity and Permeability on In-situ Combustion Fuel Consumption. Society of Petroleum Engineers, SPE 2873-MS [Online] January 10, 1970. [cited 2 February 2014]. Available www.onepetro.org

GARCIA, Maylin y PATIÑO Christian. Evaluación del efecto de la presencia de arcilla y minerales en un yacimiento sobre el desarrollo de un proceso de combustión in situ. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander, Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, Instituto Colombiano del Petróleo. 2013.

GUTIERREZ, D., MOORE, R. G., URSENBACH, M. G., & MEHTA, S. A. The ABCs of In-Situ Combustion Simulations: From Laboratory Experiments to the Field Scale. Society of Petroleum Engineers, SPE 148754-MS. [Online] January 1, 2011. [cited 15 March 2014]. Available www.onepetro.org

GUTIERREZ, D., SKOREYKO, F., MOORE, R. G., MEHTA, S. A., URSENBACH, M. G. The Challenge of Predicting Field Performance of Air Injection Projects Based on Laboratory and Numerical Modelling. Petroleum Society, PETSOC 09-04-23-DA. [Online] April 1, 2009. [cited 5 July 2014]. Available www.onepetro.org

HUGHES, B., & SARMA, H. K. Burning Reserves For Greater Recovery? Air Injection Potential In Australian Light Oil Reservoirs. Society of Petroleum

Engineers, SPE 101099-MS. [Online]. January 1, 1998. [cited 20 august 2014]. Available www.onepetro.org

ISLAM, M. R., CHAKMA, A., ALI, S. M. F. State-of-the-Art of In-Situ Combustion Modeling and Operations. Society of Petroleum Engineers, SPE 18755-MS [Online] January 7, 1989. [cited 10 september 2014]. Available www.onepetro.org

JUAN, E. S., SANCHEZ, A., DEL MONTE, A., MOORE, R. G., MEHTA, S. A., URSENBACH, M. G. Laboratory Screening for Air Injection-Based IOR in Two Waterflooded Light Oil Reservoirs. Petroleum Society, PETSOC 05-01-02. [Online] January 1, 2005. [cited 23 april 2014]. Available www.onepetro.org

KUHLMAN, M. I. Simulation of Light-Oil Air Injection Into Viscous-Dominated and Gravity-Stable Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, SPE 59331-MS.[Online] January 1, 2000. [cited January 30, 2014]. Available www.onepetro.org

MILLER, K. A., MOORE, R. G., URSENBACH, R. G., LAURESHEN, C. J., MEHTA, S. A. Proposed Air Injection Recovery of Cold-Produced Heavy Oil Reservoirs. Petroleum Society, PET SOC 02-03-03.[Online]. March 1, 2002. [cited 10 september, 2014]. Available www.onepetro.org

ONYEKONWU, M. O., PANDE, K., RAMEY, H. J., BRIGHAM, W. E. Experimental and Simulation Studies of Laboratory In-Situ Combustion Recovery. Society of Petroleum Engineers. SPE 15090-MS.[Online] January 1, 1986. [cited 20 may 2014]. Available www.onepetro.org

SCHOEPPEL, R. J., ERSOY, D. Prediction Of Spontaneous Ignition In In-Situ Combustion. Society of Petroleum Engineers, SPE 2383-MS. [Online] January 1, 1968. [cited 20 may 2014]. Available www.onepetro.org

SHOKOYA, O. S., MEHTA, S. A., MOORE, R. G., MAINI, B. B., POOLADI-DARVISH, M., CHAKMA, A. Does Miscibility of In Situ Generated Flue Gases With Light Crude Oils Contribute to Oil Recovery Under High Pressure Air Injection? Petroleum Society, PETSOC 2001-019. [Online] January 1, 2001. [cited 23 july 2014]. Available www.onepetro.org

WILSON, L. A., REED, R. L., REED, D. W., CLAY, R. R., & HARRISON, N. H. Some Effects of Pressure on Forward and Reverse Combustion. Society of Petroleum Engineers. SPE-457-P. [Online] June 1,1963. [cited 30 march 2014]

TURTA, A. T., & SINGHAL, A. K. Reservoir Engineering. Aspects of Oil Recovery from Low Permeability Reservoirs by Air Injection. Society of Petroleum Engineers SPE 48841-MS. [Online] January 1, 1998. [cited 23 august 2014]. Available www.onepetro.org

TERAMOTO, T., UEMATSU, H., TAKABAYASHI, K., & ONISHI, T. Air Injection EOR in highly water saturated light-oil reservoir. Society of Petroleum Engineers, SPE 100215-MS. [Online] January 1, 2006. [cited 27 september 2014]. Available onepetro.org

ANEXOS

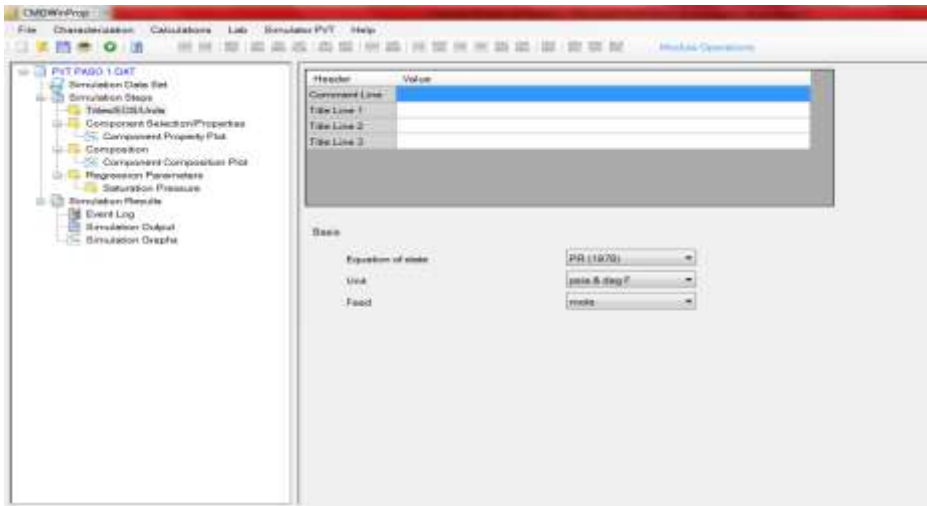
METODOLOGÍA PARA EL AJUSTE DE UNA PRUEBA EXPERIMENTAL PVT DE UN CRUDO PESADO MÓVIL COLOMBIANO APLICADO A UN CASO DE INYECCIÓN DE AIRE

PARTE 1 – CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO

Seleccionar un archivo nuevo en blanco. Se determinan las unidades a utilizar, corrientes de alimentación que serán utilizadas para las fracciones de la composición del fluido y la ecuación de estado mediante la que se modelará el fluido.

Las bases de cálculo más recomendadas y por ende usadas para el modelo de fluidos son Peng Robinson (1978), psia, °F y la corriente de alimento de acuerdo a los datos del fluido PVT que se tengan. Figura N°1

Figura N°1. Selección ecuación de estado.



Fuente: Winprop. CMG 2013

Posteriormente se procede a agregar la ventana denominada “**Component Selection/Properties**”. Allí, se ingresaran cada una de las propiedades de los componentes hidrocarburos y no hidrocarburos que posea el fluido.

En este punto Figura N°2, es necesario ingresar primero los fluidos no hidrocarburos como el nitrógeno, dióxido de carbono, y posteriormente los fluidos hidrocarburos de menor a mayor peso molecular. Esto, con el fin de realizar una adecuada agrupación de componentes “**Lumping**” que se explica en detalle más adelante.

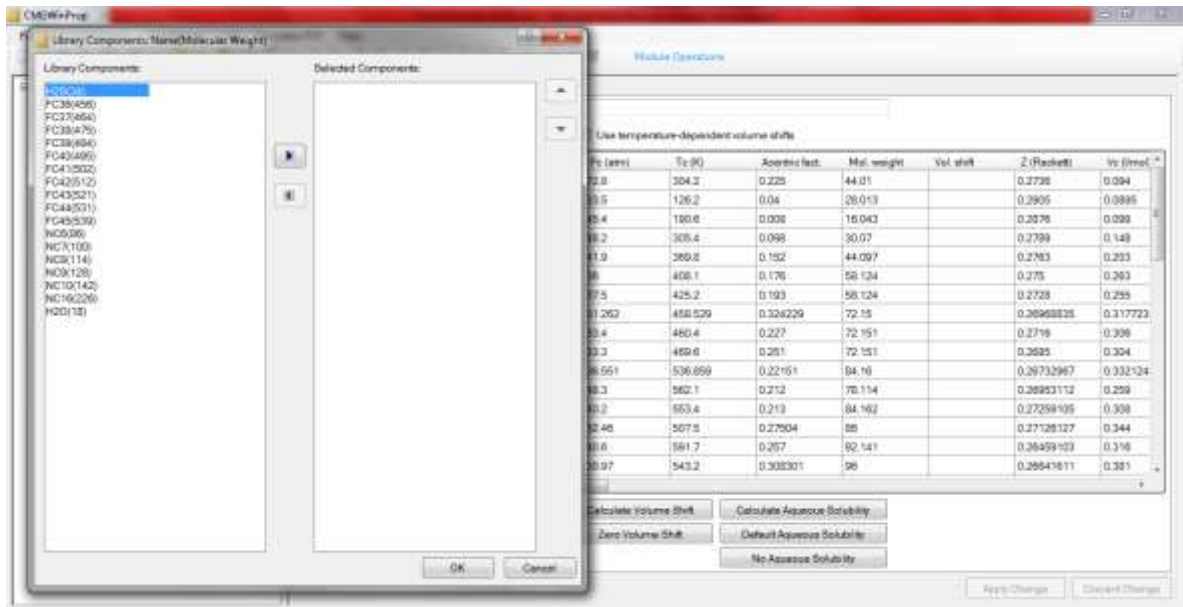
Figura N°2. Ingreso de componentes del hidrocarburo.

No.	Component	HC	Pc (psia)	Tc (K)	Acentric fact.	Mol. weight	Vol. shift	Z (Flash)	Vc (ft³/mol)
1	CO2	3	72.8	304.2	0.225	44.01		0.2736	0.094
2	N2	0	33.5	126.2	0.04	28.013		0.2905	0.0895
3	CH4	1	45.4	190.6	0.008	16.043		0.2876	0.099
4	C2H6	1	48.2	305.4	0.098	30.07		0.2799	0.149
5	C3H8	1	41.9	369.8	0.152	44.097		0.2763	0.203
6	iC4	1	36	408.1	0.176	58.124		0.275	0.263
7	nC4	1	37.5	425.2	0.193	58.124		0.2728	0.259
8	CO	1	31.262	453.539	0.326229	28.01		0.26968825	0.17722
9	IC5	1	33.4	466.4	0.227	72.151		0.2719	0.309
10	NCS	1	33.3	469.6	0.281	72.151		0.2695	0.304
11	Me-C1-C5	1	36.651	536.699	0.22151	84.16		0.26732967	0.332124
12	BENZENE	1	48.3	562.1	0.212	78.114		0.2693112	0.299
13	CYCLO-C6	1	40.2	553.4	0.213	84.162		0.27298195	0.309
14	FCB	1	32.48	507.5	0.27804	86		0.27128127	0.344
15	TOLUENE	1	40.6	561.7	0.267	92.141		0.26499123	0.316
16	FC7	1	30.97	543.2	0.308301	96		0.26641611	0.381

Fuente: Winprop. CMG 2013

En la pestaña **INS LIB**, se ingresan los componentes que el simulador tiene predeterminados, y en ellos se incluyen los componentes no hidrocarburos e hidrocarburos más comunes. Figura N°3

Figura N°3. Selección componentes no hidrocarburos.

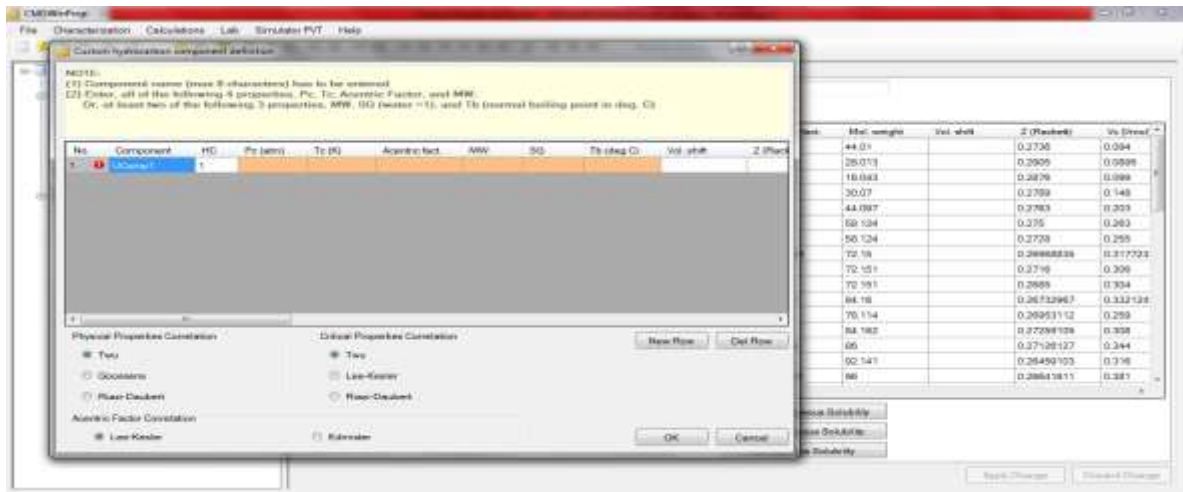


Fuente: Winprop. CMG 2013

Por otra parte, en la pestaña **INS OWN**, son los componentes que el simulador no tiene guardados en su librería y se deben ingresar manualmente.

Aquí Figura N°4 se ingresarán los componentes mencionados anteriormente así como las propiedades de la fracción C_{xy+} del hidrocarburo el cual varía para todos los crudos.

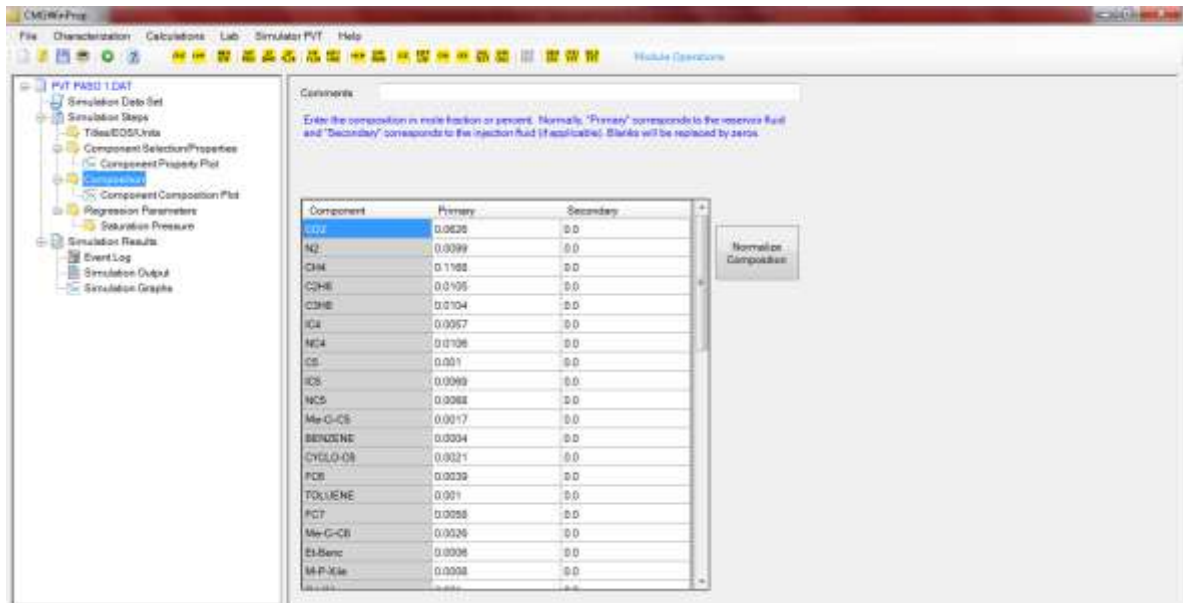
Figura N°4. Ingreso de componentes.



Fuente: Winprop. CMG 2013

Una vez realizado el procedimiento anterior, se ingresa la pestaña “**COMPOSITION**”, en la que se establece la fracción de cada uno de los componentes presentes en el fluido a estudiar. Figura N°5

Figura N°5. Ingreso composiciones.



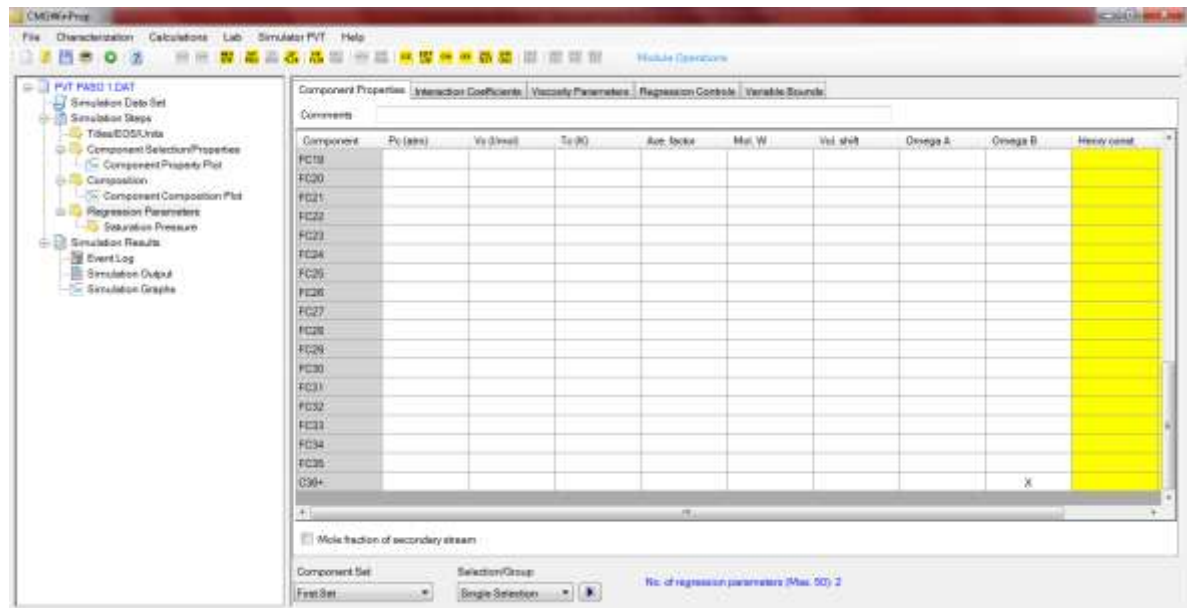
Fuente: Winprop. CMG 2013

Posteriormente se ingresa a la pestaña de regresión de parámetros “**Parameters Regression**” y seguida de ella, la opción de Presión de Saturación “**Saturation Pressure**” para iniciar con el ajuste real de las pruebas.

Para el ajuste de la presión de saturación se utiliza principalmente, el acoplamiento por medio de las propiedades de la fracción del componente C_{xy+} . En la opción de “**Component Properties**” se marca una **X** con los valores a ajustar de la fracción pesada.

En esta, los parámetros de ajuste principales son los valores **Omega A** y **Omega B**, aunque pueden ser usadas las propiedades críticas, sin embargo, estas no pueden ir junto con los coeficientes de interacción. Figura N°6

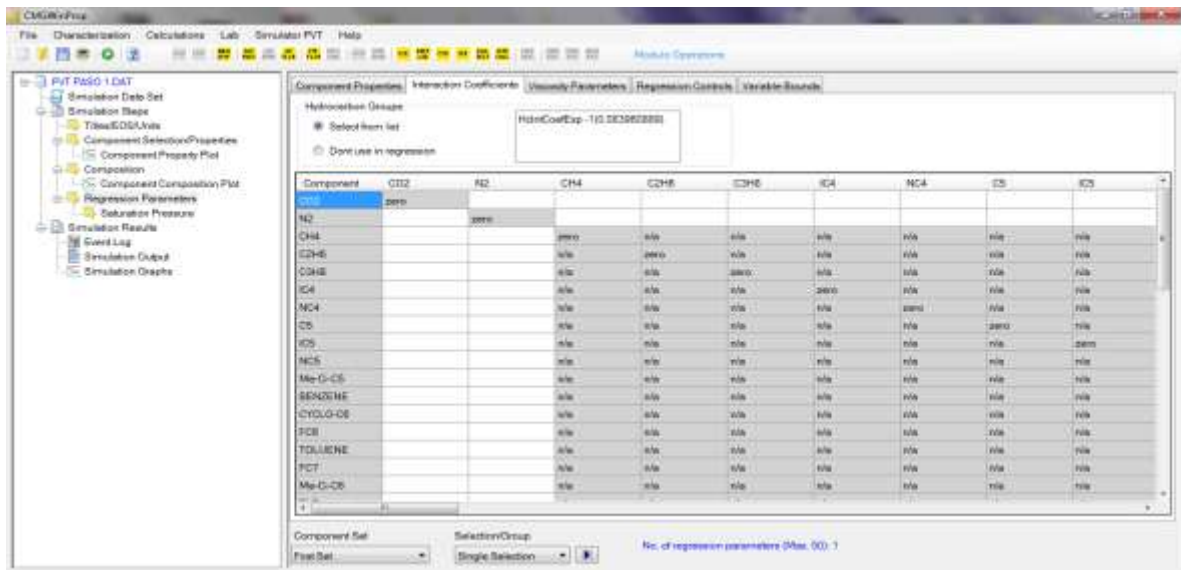
Figura N°6. Ajuste de la presión de saturación.



Fuente: Winprop. CMG 2013

Para este caso en particular, es necesario realizar un ajuste también con la interacción de coeficientes **“Interaction Coefficients”**, el cual se muestra en la Figura N°7, donde en el recuadro superior central, se selecciona esa opción.

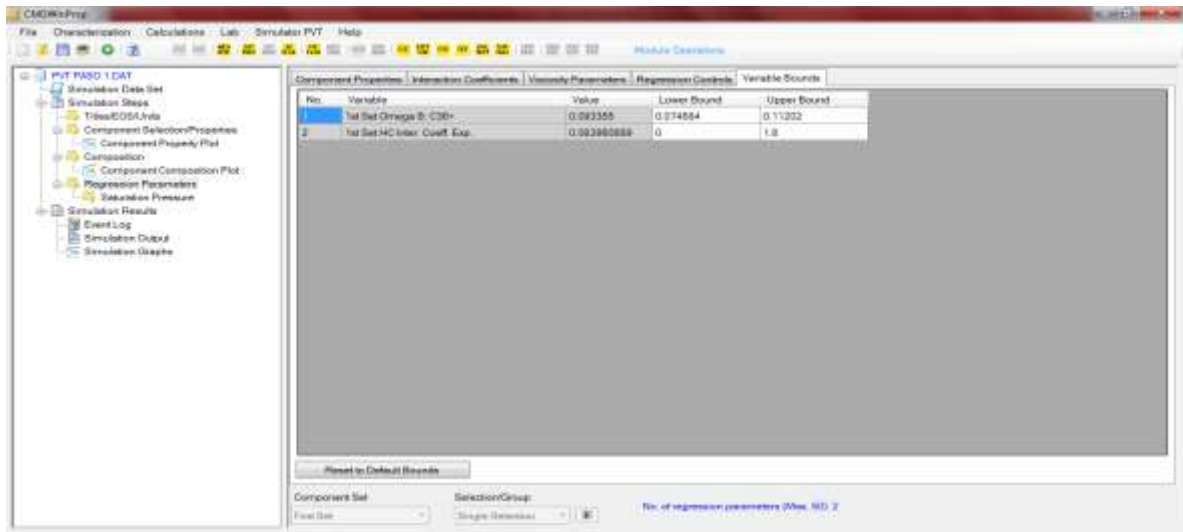
Figura N°7. Ajuste por coeficiente interacción binaria.



Fuente: Winprop. CMG 2013

Una vez marcadas las propiedades a ajustar, en **“Variable Bounds”** se establecen los límites de regresión de cada uno de los factores de regresión. Figura N°8

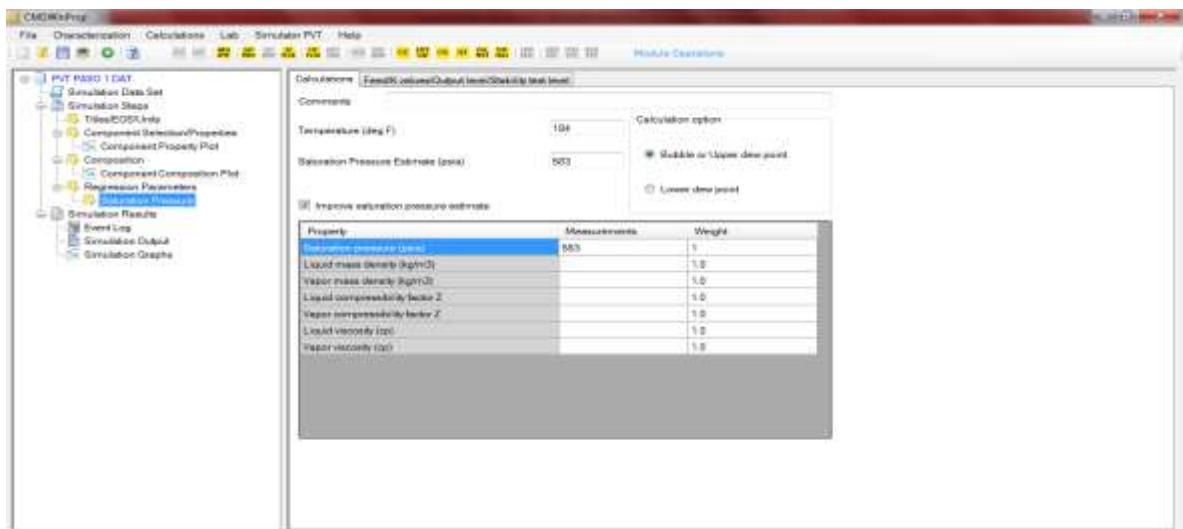
Figura N°8. Límites de regresión



Fuente: Winprop. CMG 2013

Posteriormente, en la pestaña de **“Saturation Pressure”** se ingresan la temperatura, presión de saturación y se selecciona el recuadro de **“Improve saturation pressure estimate”** acorde a lo ilustrado en la Figura N°9.

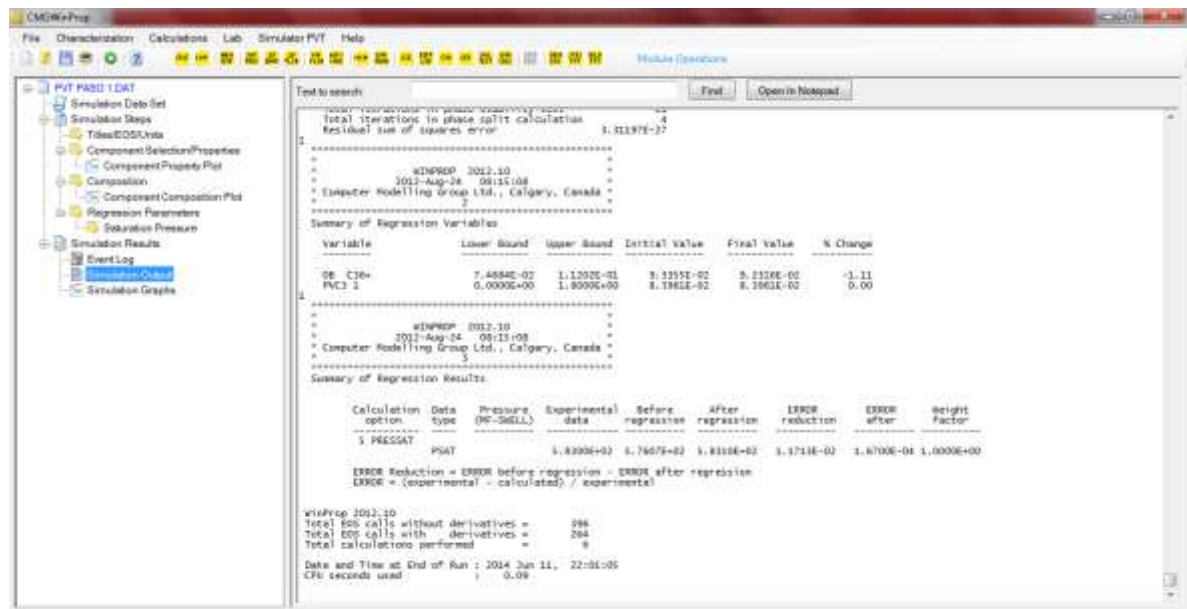
Figura N°9. Ajuste presión de saturación



Fuente: Winprop. CMG 2013

Ya realizados los pasos anteriores, se procede a guardar archivo y darle click en el botón de **“Play”** en la parte superior derecha. Esto, generará unos resultados de simulación, en la cual por medio del archivo plano se puede identificar el efecto de los parámetros de regresión y si la propiedad deseada a ajustar, tiene errores mínimos de acuerdo a la columna de **“ERROR after”** Figura N°10

Figura N°10. Primeros resultados.



Fuente: Winprop. CMG 2013

Después de realizar un ajuste correcto de la presión de saturación, se selecciona **“File”**, luego a la opción **“Update Component Properties”** y se guarda como un nuevo archivo. Esto, con el fin de que el simulador de por entendido que ya se ajustó la presión de saturación. Posteriormente se borra la pestaña de **“Regression Parameters”** y **“Saturation Pressure”**.

PARTE 2 – AGRUPACIÓN DE LOS COMPONENTES

Ya que la realización de una simulación y ajuste con más de 8 componentes en el simulador térmico de inyección de aire requiere tiempos de cómputo que tienden a

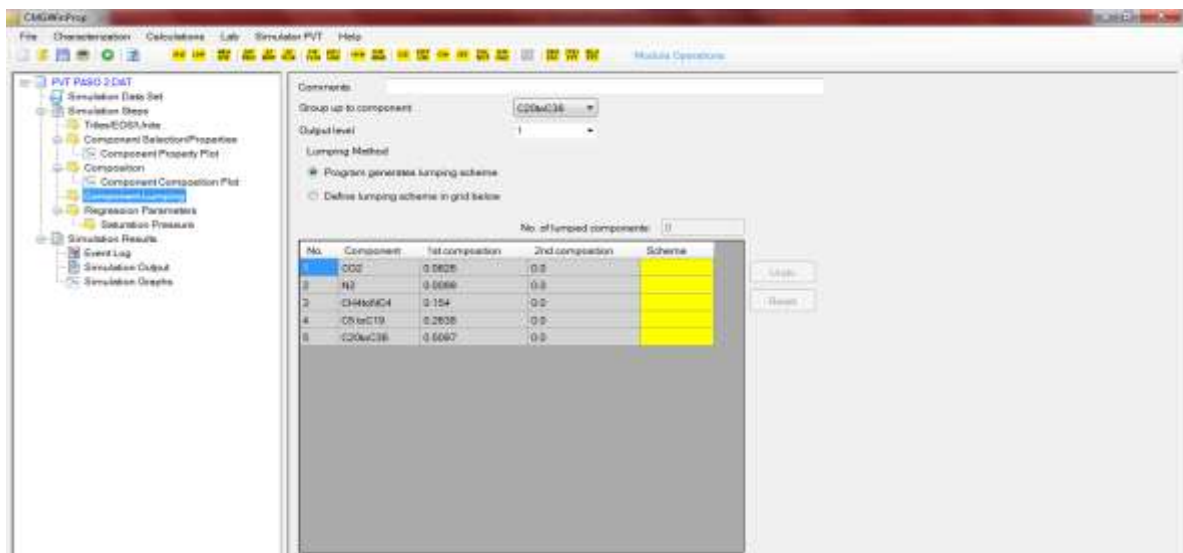
infinito, se debe hacer una agrupación de estos componentes en pseudocomponentes.

Para ello, justo debajo de “**Composition**” se ingresa la opción “**Component Lumping**”, inmediatamente se enumeran los componentes que van a ser parte de cada uno de los pseudocomponentes.

Para el caso del ajuste del crudo móvil en estudio para una inyección de aire, es obligatorio dejar un único componente para el nitrógeno y otro para el dióxido de carbono además de una fracción liviana, una intermedia y una pesada.

En el simulador, la enumeración (agrupación) se hace respecto al peso molecular y criterio del ingeniero. En este caso, se selecciona el número 1 para el **CO₂**, número 2 para el **N₂**, número 3 para los componentes del **C1** al **NC4**, número 4 para los componentes del **C5** al **C19** y número 5 para los componentes del **C20+**. Luego se le da en la pestaña de realizar el respectivo agrupamiento y se obtendrá una ventana similar a la mostrada en la Figura N°11

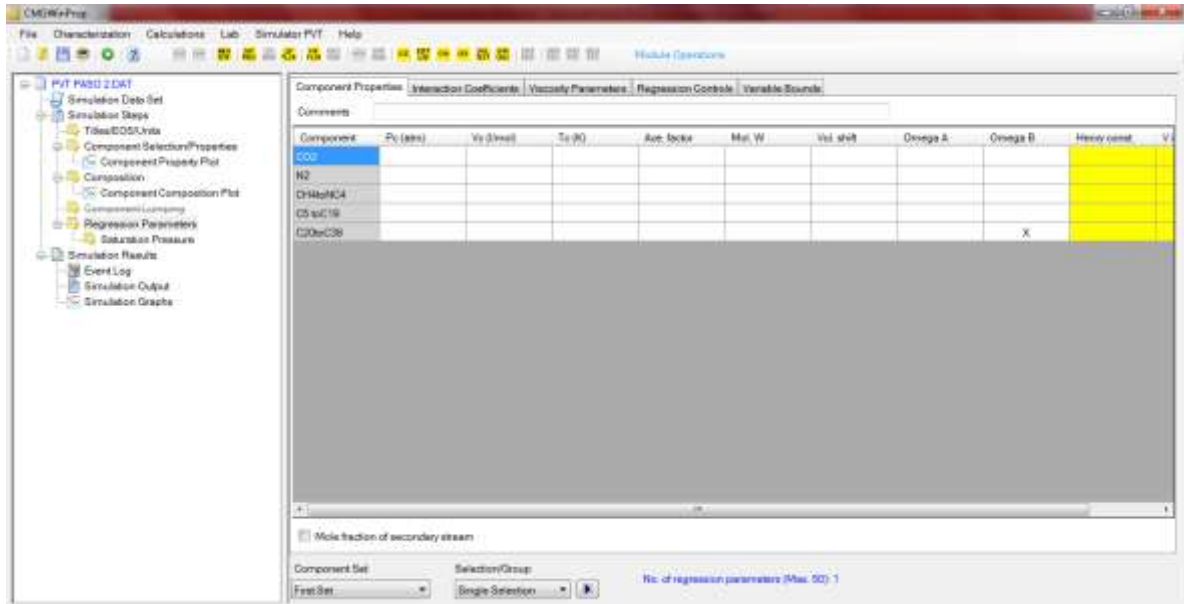
Figura N°11. Lumping de componentes.



Fuente: Winprop

Después de ello, se debe realizar un nuevo ajuste a la presión de saturación Figura N°12, ya que muy probablemente se ha desajustado por la agrupación en pseudocomponentes. En este caso, la propiedad de influencia en el ajuste seguirá siendo el componente con la fracción pesada.

Figura N°12. Nuevo ajuste presión de saturación.



Fuente: Winprop. CMG 2013

Una vez la presión de saturación haya sido ajustada adecuadamente, se realiza el proceso de **“File – Update Property Components”**; se guarda y se eliminan las pestañas de **“Component Lumping”**, **“Regression Parameters”** y **“Saturation Pressure”**.

PARTE 3 – AJUSTE PRUEBAS PVT

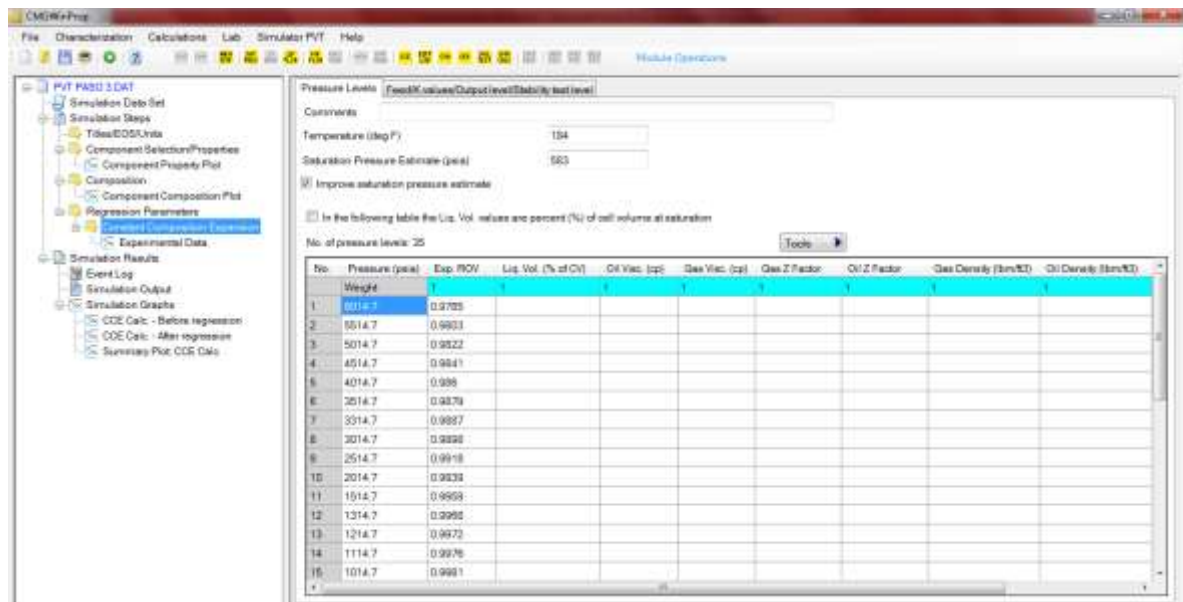
A partir de este punto, cada vez que se realice el ajuste de ciertas propiedades en una misma prueba, se debe realizar el procedimiento de **“Update Components”** así como ajustar nuevamente la presión de saturación del fluido.

- **Ajuste volumen de aceite relativo (rov) y compresibilidad del aceite**

Este ajuste se hace mediante una prueba CCE. Se selecciona, al igual que todos los pasos, la opción de **“Regression Parameters”** y la opción **“Constant Composition Expansion”**, allí se ingresará la temperatura de referencia, presión de saturación y se selecciona la pestaña de **“Improve Saturation Pressure Estimate”**.

Una vez hecho esto, se ingresan los respectivos datos en orden descendente de presión y los valores de **“Exp ROV”**. Figura N°13.

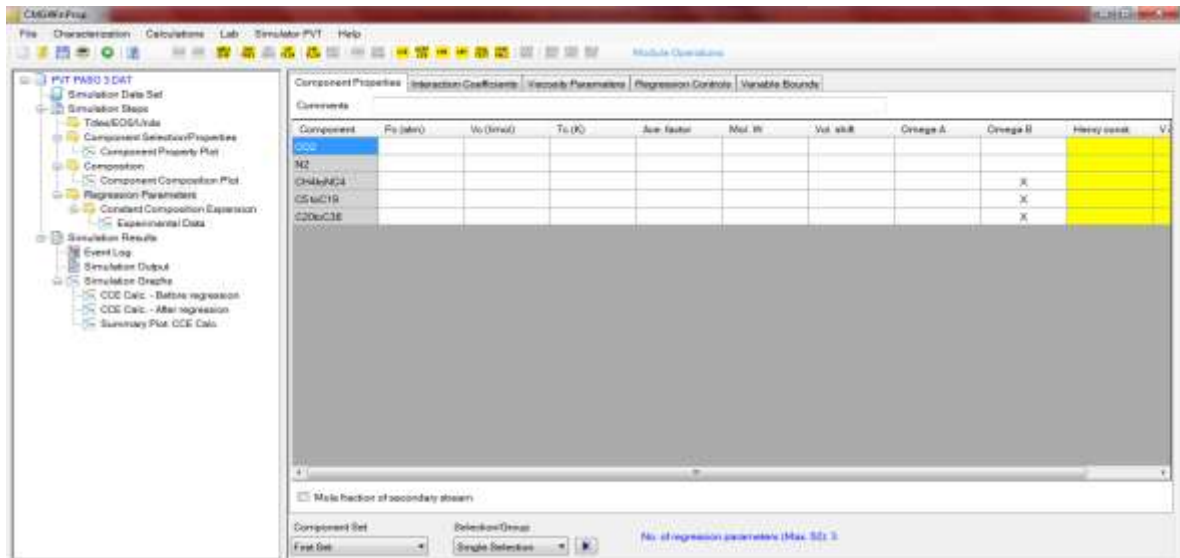
Figura N°13. Ajuste volumen relativo.



Fuente: Winprop. CMG 2013

Para el caso de los parámetros de regresión se utilizaron los valores OMEGA B. Sin embargo, dependiendo del fluido en ajuste, estos pueden variar, y ser también los valores de propiedades críticas, así como los parámetros de OMEGA A. Figura N°14

Figura N°14. Ajuste de propiedades.



Fuente: Winprop. CMG 2013

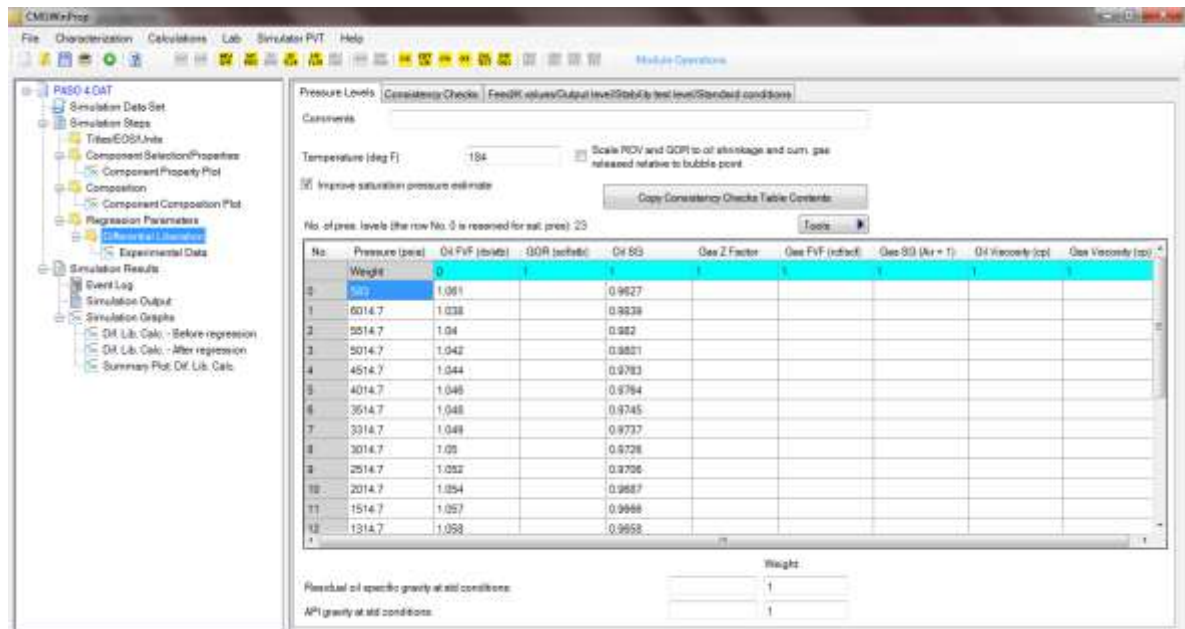
Una vez realizado esto, por medio de los resultados de simulación, en la pestaña “**Summary Plot CCE Calc**”, se muestran las gráficas ajustadas mediante esta prueba. Allí se puede ver cualitativamente si el ajuste es adecuado o no, sin embargo, para mayor exactitud, en el archivo plano “**Simulation Output**” se encuentran los errores entre el dato obtenido por el simulador y el dato experimental después de realizar la regresión. Cuando, los errores son menores de 5%, se consideran datos ajustados. No obstante, para el caso de la compresibilidad, se hace sumamente difícil ajustarla por lo que únicamente se deja la tendencia calculada por el simulador.

Nota: Se realiza el respectivo “**Update Components Property**” y luego se eliminan las pestañas de parámetros de regresión y las pruebas.

- **Ajuste del factor volumétrico de formación y gravedad específica del aceite**

Este ajuste, se realiza mediante la regresión de parámetros por una prueba diferencial. En ella, la primera fila corresponde a los valores de presión de saturación. Posteriormente se realiza el ingreso de datos en orden descendente de presión. Aquí se realiza primero el ajuste de Gravedad Específica, por lo tanto en la celda azul debajo del valor de “Oil FVF”, se ingresa el valor de 0. Figura N°15.

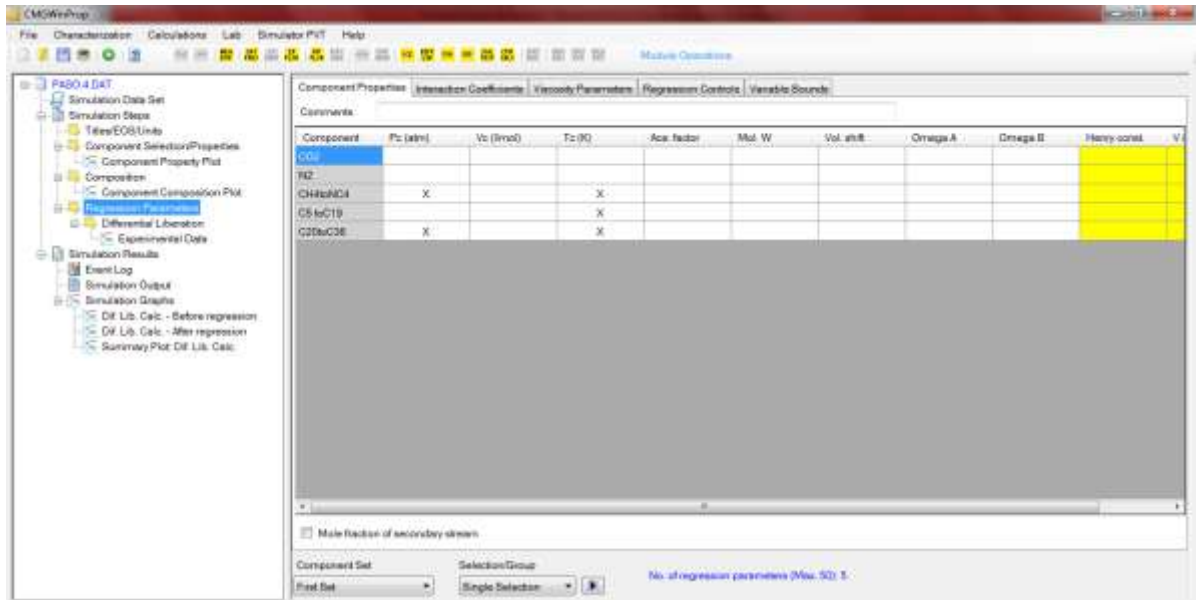
Figura N°15. Ajuste factor volumétrico de formación.



Fuente: Winprop. CMG 2013

En cuanto a la regresión de parámetros los que mejor ajustan son los de presión crítica para el componente liviano y pesado y temperatura crítica para los tres componentes hidrocarburos. Figura N°16.

Figura N°16. Regresión de parámetros.

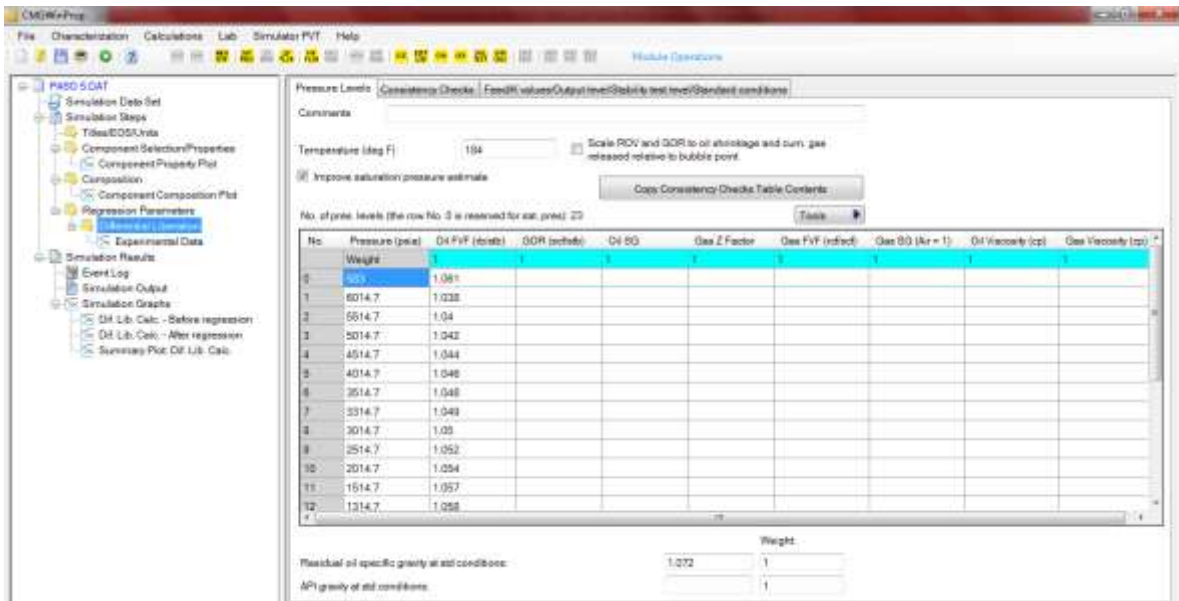


Fuente: Winprop. CMG 2013

Una vez ajustada la gravedad específica del aceite, se realiza el respectivo “Update”. Luego se borran los valores de **Oil SG**, se ingresa la gravedad específica de aceite residual en la parte inferior, se cambia el valor de 0 en la celda azul previamente ingresada por un valor de 1.

Se ajustan los parámetros de regresión, que en este caso fueron los mismos para la gravedad específica del aceite. Se realiza el respectivo ajuste y posteriormente se ejecuta el “Update” y finalmente se eliminan las pestañas de “Regression Parameters” y “Differential Liberation”. Figura N°17.

Figura N°17. Update de componentes



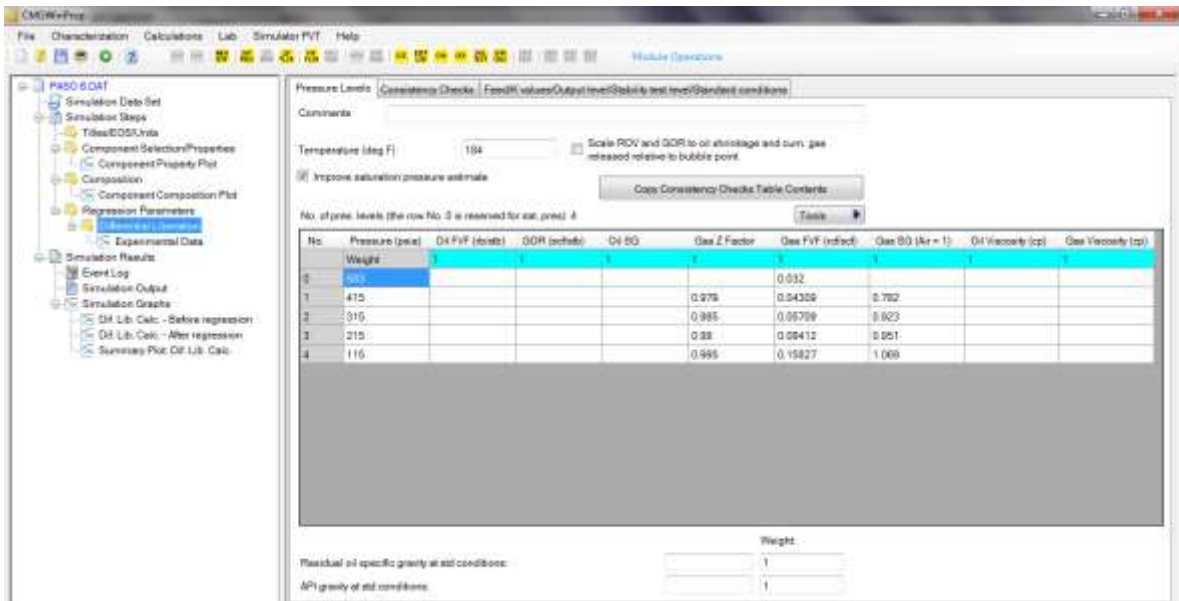
Fuente: Winprop. CMG 2013

- **Ajuste de las propiedades del gas**

Al igual que el ajuste del factor volumétrico de formación del aceite y gravedad específica de aceite, los datos experimentales de las propiedades del gas se ajustan de la misma manera, es decir, mediante una prueba de liberación diferencial.

En ella, es posible ajustar los valores de factor de compresibilidad del gas, factor volumétrico de formación del gas y gravedad específica de la fracción gaseosa. Inicialmente, la primera fila corresponde a los valores referentes a las propiedades del gas a presión de saturación. De ahí y en orden descendente de presión se ingresan los valores. Figura N°18

Figura N°18. Ajuste propiedades gas.



Fuente: Winprop. CMG 2013

Al realizar el ajuste de estos valores, se utilizan principalmente los parámetros de regresión presión crítica y temperatura crítica análoga al caso de ajuste de la gravedad específica del gas.

Posiblemente los resultados gráficos presenten una alta desviación, sin embargo, se recomienda revisar el error después de la regresión en el archivo plano, ya que las gráficas presentan una escala muy pequeña dando una desviación visual alta, pero un error menor de 5% al revisar los resultados numéricos.

- **Ajuste de la relación gas aceite, factor volumétrico de formación del aceite, gravedad API.**

De acuerdo al PVT que se requiera ajustar, se pueden ingresar diferentes pruebas de separador. En este caso, se ajustó una prueba de separador con el fin de ajustar los valores de GOR, Bo y API.

Inicialmente y como se ha mencionado se ingresa la pestaña de parámetros de regresión y la prueba de separador en la cual se ingresan 2 etapas adicionales para un total de 4 etapas. Figura N°19

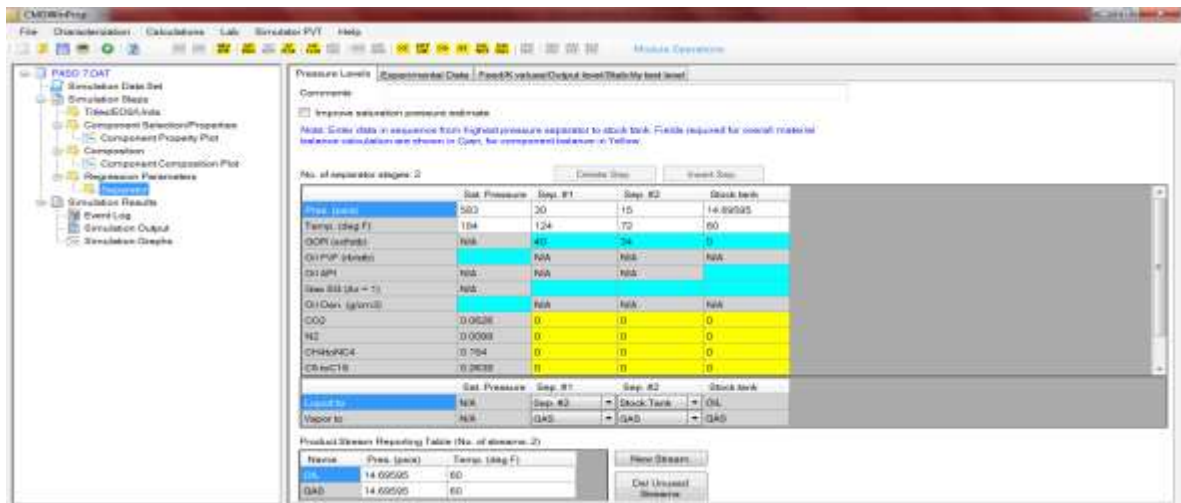
Etapa 1: Valores a presión de saturación

Etapa 2: A determinadas condiciones por debajo de las condiciones de saturación

Etapa 3: A condiciones por debajo de la etapa 2

Etapa 4: A condiciones de tanque.

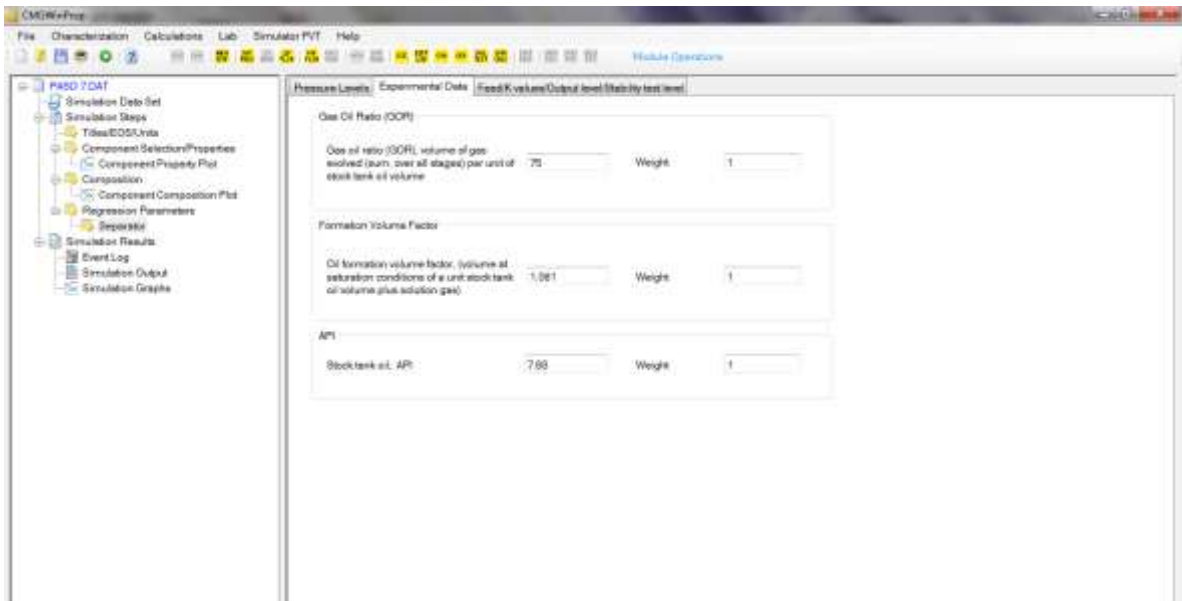
Figura N°19. Ajuste GOR, API y Bo



Fuente: Winprop. CMG 2013

Una vez ingresados estos niveles de presión, en la pestaña contigua, se ingresan los valores experimentales de GOR, Bo y API. Figura N°20

Figura N°20. Ingreso de valores.



Fuente: Winprop. CMG 2013

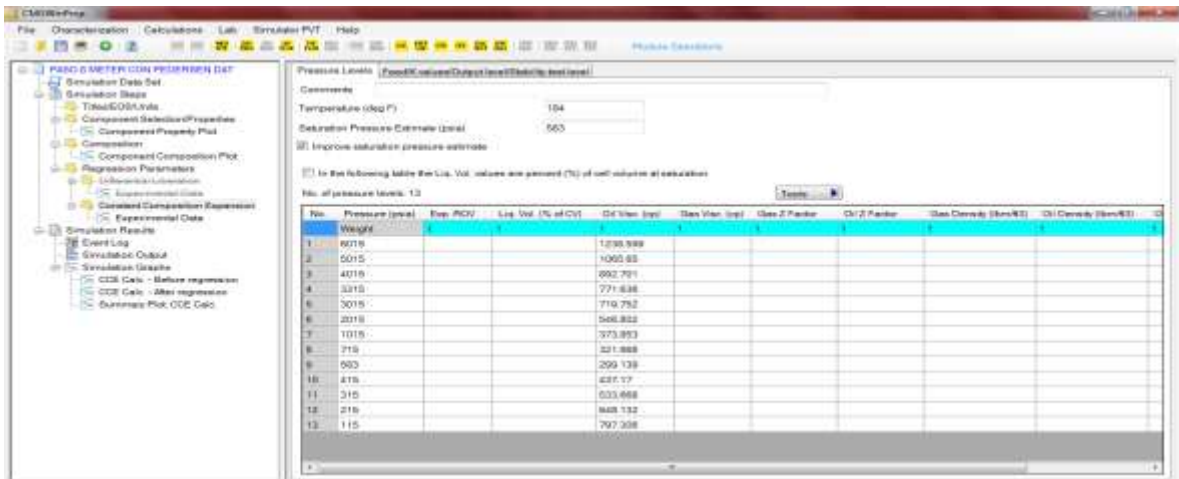
Igualmente estos valores se ajustan por la regresión de parámetros de propiedades críticas así como fue llevado a cabo en la prueba de liberación diferencial para el aceite.

PARTE 4 - AJUSTE DE LA VISCOSIDAD DEL HIDROCARBURO

La propiedad de viscosidad, y no menos importante, se debe ajustar en una prueba CCE de manera individual. Esto, con motivo de evitar cambio en las demás propiedades ingresadas y cargadas previamente en el simulador.

Similar a los demás ajustes, se ingresa la opción de parámetros de regresión y en la parte inferior la prueba CCE. Se ingresan los datos de presión y viscosidad del aceite, temperatura de referencia y presión de burbuja. Figura N°21

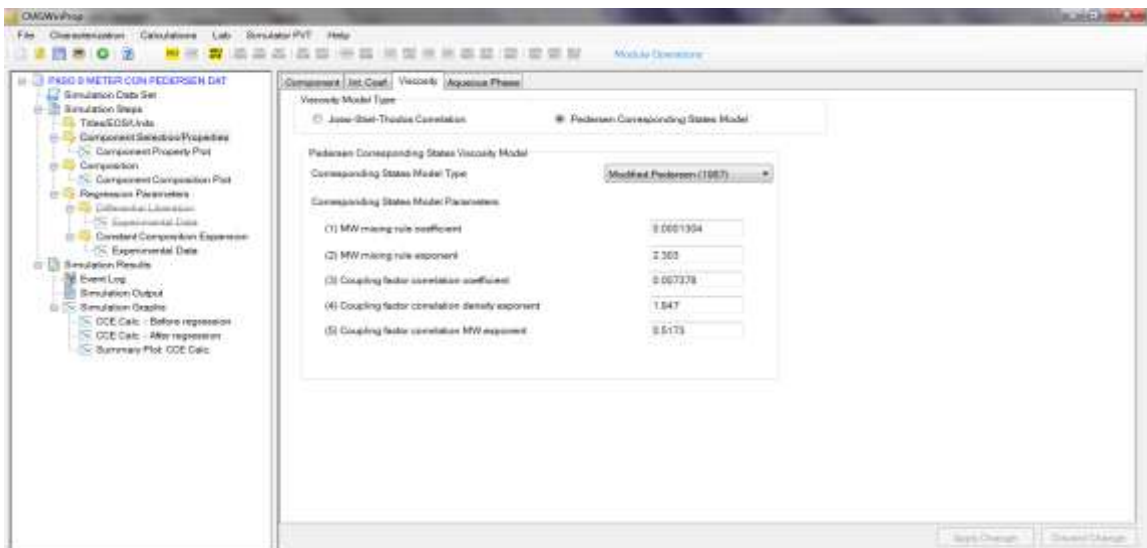
Figura N°21. Ajuste viscosidad



Fuente: Winprop. CMG 2013

Luego, se ingresa a la pestaña de “**Component Selection/Properties**” y en la viñeta de Viscosidad se escoge el modelo de viscosidad más adecuado para el ajuste real. En este modelo de fluidos, el **Modelo de Pedersen Modificado (1987)** ajustó adecuadamente todos los datos. Algo que no fue posible mediante el modelo de **Jossi-Stiel-Thodos**. Figura N°22

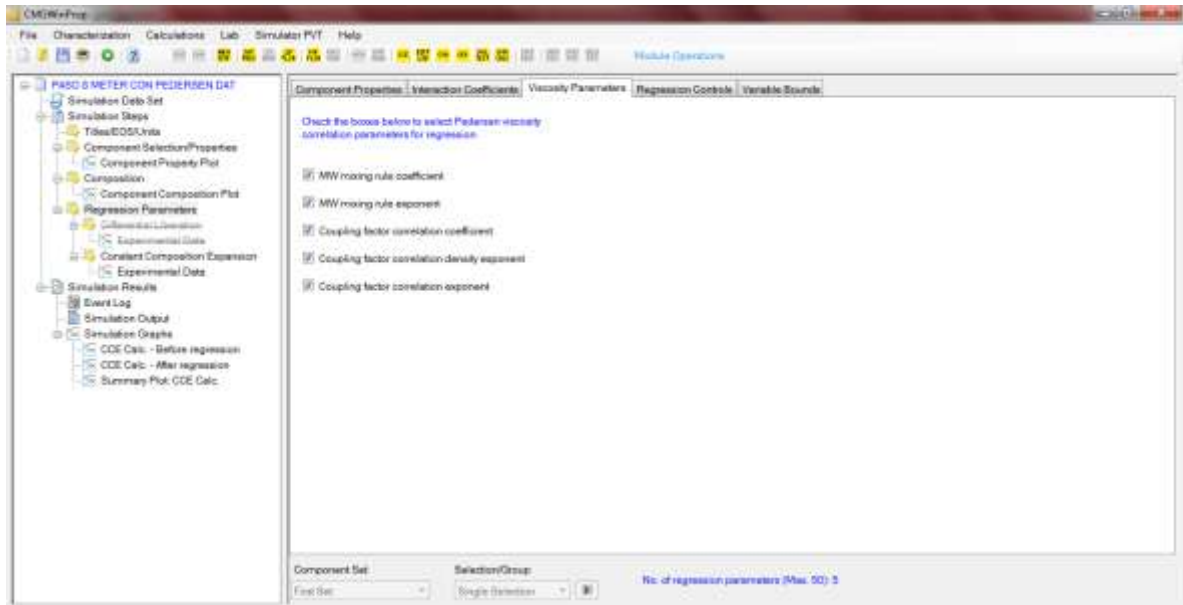
Figura N°22. Modelo de Pedersen



Fuente: Winprop. CMG 2013

Una vez aplicado el cambio de modelo de viscosidad se procede a escoger los parámetros de regresión que única y exclusivamente pueden ser los que se presentan en la viñeta de “**Viscosity Parameters**” ya que si se ingresan parámetros de regresión como las condiciones críticas, esto generará un desajuste de la densidad del hidrocarburo a pesar de que el simulador ya haya cargado los datos de gravedad específica previamente ajustados. Figura N°23

Figura N°23. Parámetros de regresión



Fuente: Winprop. CMG 2013

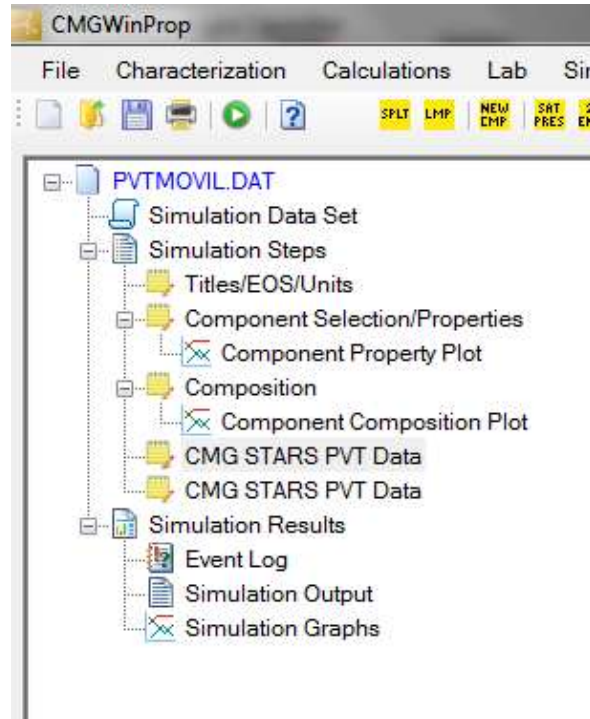
Una vez los valores de viscosidad sean ajustados se procede a realizar el “**Update**” y el respectivo ajuste de la presión de saturación.

PARTE 5 - EXPORACIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS A STARS

Con el fin de que el simulador **STARS** de la compañía **CMG**, represente adecuadamente el modelo de fluidos es necesario generar un archivo **.str** para que pueda ser importado.

Para generar el archivo **.str** se ingresan dos pestañas **“CMG STARS PVT DATA”**.
Figura N°24

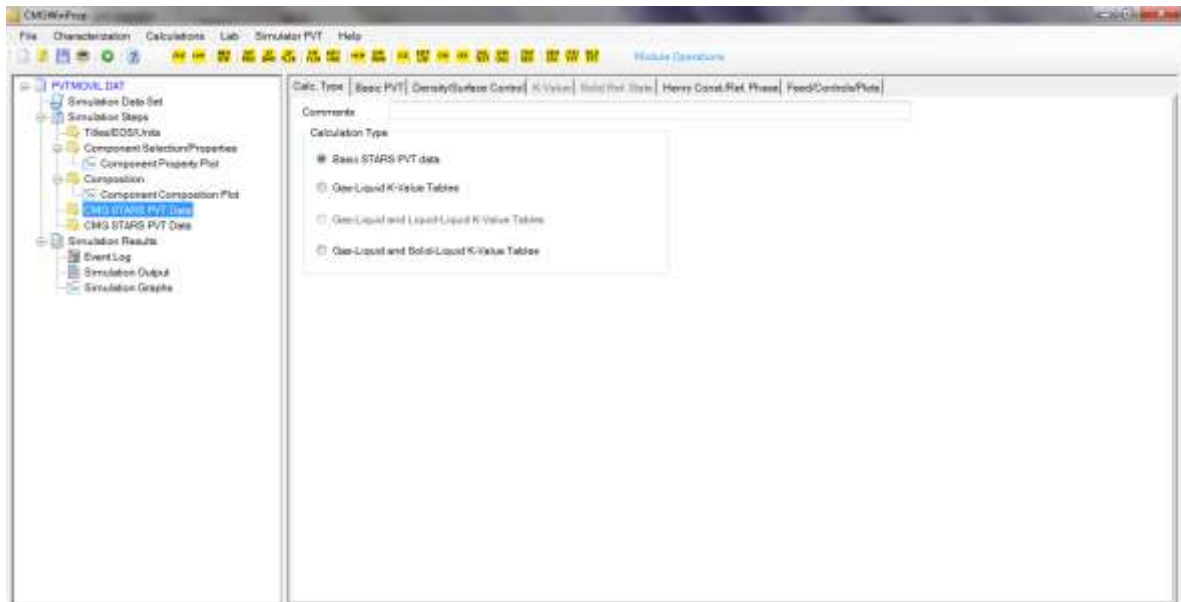
Figura N°24. Datos requeridos para exportar el modelo.



Fuente: Winprop. CMG 2013

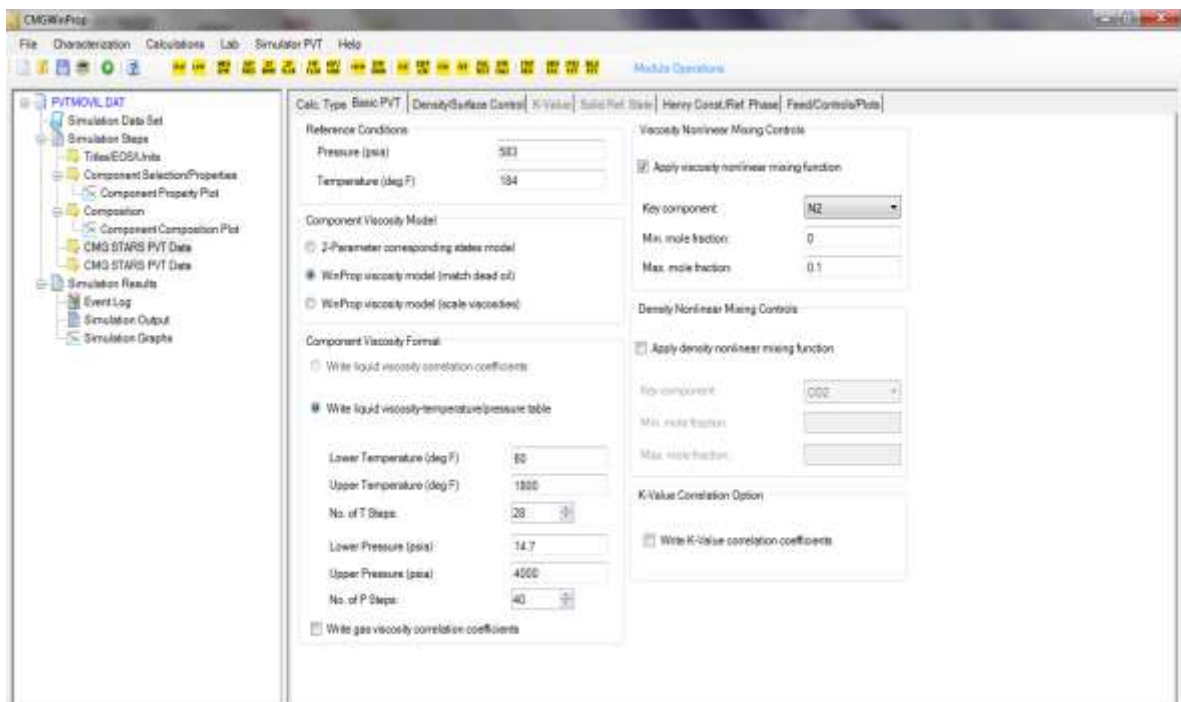
En las Figura N°25 y Figura N°26 se ilustran los diferentes datos que deben ser ingresados para la exportación. En ella, lo más importante es garantizar que el formato de componente de viscosidad tenga un rango lo suficientemente alto en cuanto a presión y temperatura ya que, en la inyección de aire el simulador STARS alcanza temperaturas por encima de los 1800°F en ciertos casos. En el caso de la presión sucede exactamente lo mismo, por lo cual se utilizó una presión mucho mayor que la presión inicial de yacimiento (3300 psi), con el fin de evitar errores en el cálculo de los valores de viscosidad por parte del simulador.

Figura N° 25. Datos de exportación a STARS.



Fuente: Winprop. CMG 2013

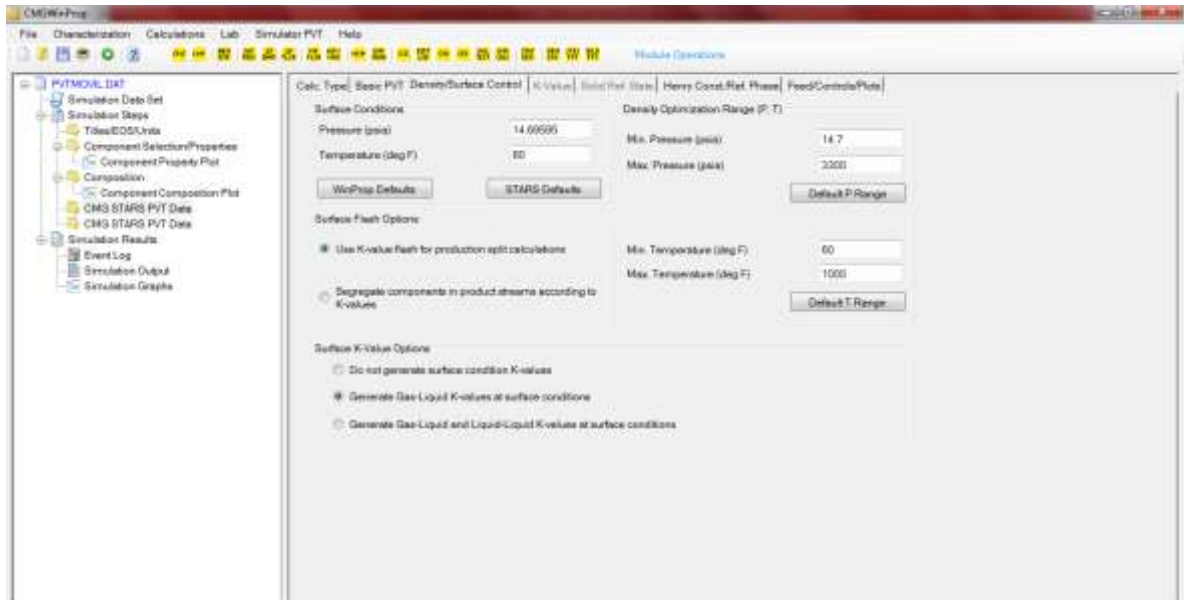
Figura N°26. Datos exportación STARS



Fuente: Winprop. CMG 2013

En la siguiente gráfica se ingresan los valores a criterio del ingeniero para optimizar el cálculo de la densidad, sin embargo, la optimización de esta propiedad se sugiere sea realizada en el rango de condiciones estándar y presión de yacimiento del fluido utilizado. Figura N°27

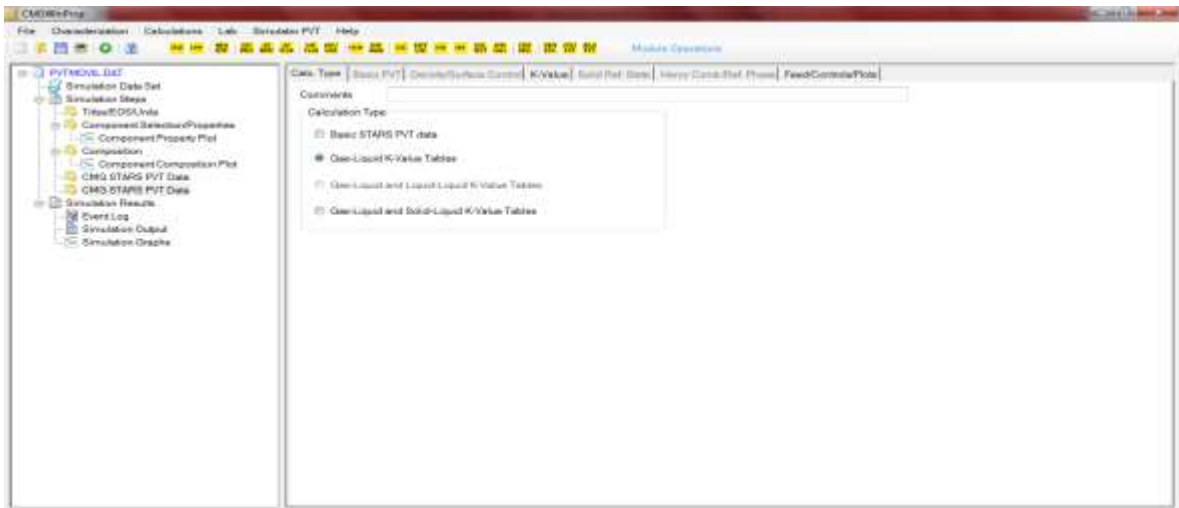
Figura N°27. Otros valores ingresados a criterio ingenieril.



Fuente: Winprop. CMG 2013

Ya finalizado el ingreso de datos en la pestaña mostrada anteriormente, se procede a ingresar en el siguiente ítem los respectivos valores. Para ello, se selecciona el ítem indicado en la Figura N°28.

Figura N°28. Finalización de exportación del modelo de fluidos.

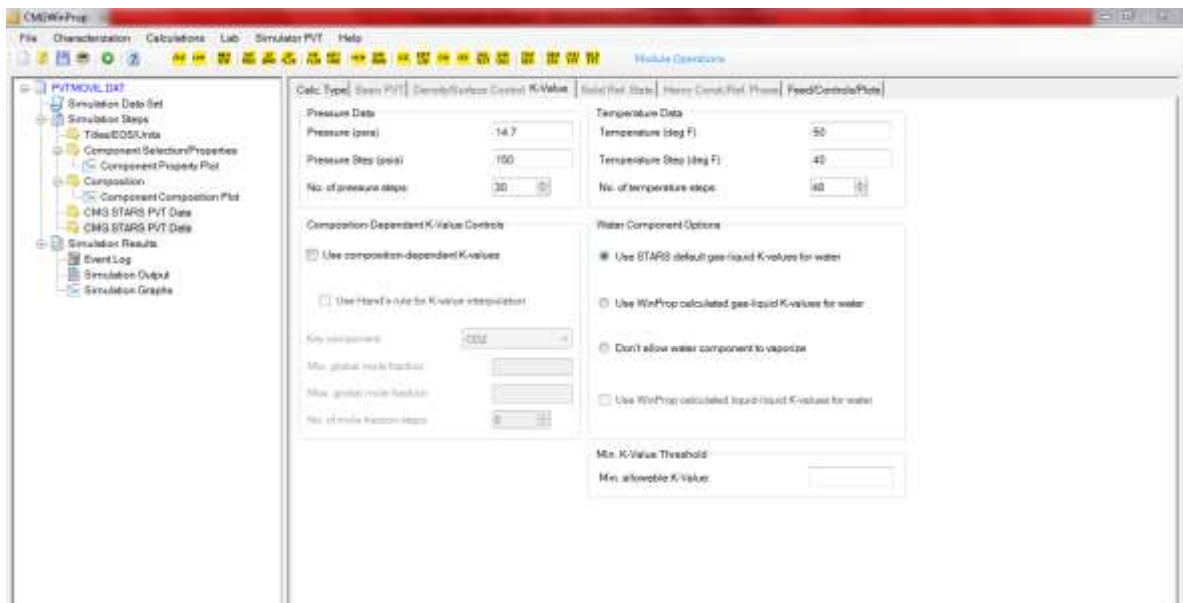


Fuente: Winprop. CMG 2013

Posteriormente se dan pasos de presión y temperatura para generar las constantes de equilibrio, que similar a lo realizado en la viñeta anterior con la viscosidad, dará los rangos de presión y temperatura para los cuales el simulador STARS leerá valores de constante de equilibrio.

Estos rangos, para el proceso de inyección de aire, deben estar en el mismo rango de la viscosidad para evitar problemas de iteración en el simulador, lo que resultará finalmente en un error a la hora de generar las corridas de inyección de aire. Figura N°29

Figura N°29. Exportación del modelo



Fuente: Winprop. CMG 2013

Finalizado el ingreso de datos, se procede a guardar el archivo, darle el botón de “**play o run**” y este automáticamente genera el archivo **.str** el cual será importado desde el simulador STARS a la hora de caracterizar los componentes del caso base.