

**EVALUACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA ZONA DE IGNICIÓN BAJO EL EFECTO DE HETEROGENEIDADES DE YACIMIENTOS EN UN PROCESO DE COMBUSTIÓN *IN SITU***

**JADIER AUGUSTO ARISTIZABAL CASTRO**

**DANIELA MOJICA OSTOS**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2017**

**EVALUACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA ZONA DE IGNICIÓN BAJO EL EFECTO DE HETEROGENEIDADES DE YACIMIENTOS EN UN PROCESO DE COMBUSTIÓN *IN SITU***

**JADIER AUGUSTO ARISTIZABAL CASTRO**

**DANIELA MOJICA OSTOS**

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

**Director**

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

**Codirector**

**M. Sc. JAIR FERNANDO FAJARDO ROJAS**  
**M. Sc. Ingeniería de Hidrocarburos**

**Codirector**

**MARCIO AUGUSTO SAMPAIO PINTO**  
**Ph.D Ciencias e Ingeniería de petróleo**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**  
**FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**  
**BUCARAMANGA**  
**2017**

## DEDICATORIA

*Dedico de manera especial este proyecto:*

*Primeramente, a Dios por siempre bendecirme y estar junto a mí en cada momento,*

*A mi nenita hermosa por ser la mujer más paciente que conozco, llena de humildad y mucho amor para darnos,*

*A mi padre por siempre enseñarme a ser cada día mejor y porque siempre ha sido mi mejor maestro de vida,*

*A mis hermanos, Valentina y Santiago, por acompañarme desde siempre en cada paso que doy, por las risas y las travесuras que hemos hecho desde muy niños,*

*A mi más grande maestra, tía y amiga, Dora, por su amor y comprensión, por ayudarme siempre que lo necesité y creer en mí en cada meta que me he propuesto,*

*A mi abuelita, por darme siempre su amor incondicional y formar personas tan valiosas para mí,*

*A mis tías Milena, Liliana y Marcela, por sus consejos y el gran amor que siempre me han dado,*

*A mi novio Mitchell, por haber sido mi compañero de vida en estos últimos años de carrera, por sus consejos y porque siempre ha creído en mí más de lo que yo lo hago.*

*A mis amigas Yahira, Paula y María del Mar, por siempre estar conmigo en este largo camino, por llenarlo de risas, alegrías, tristezas que siempre fueron superadas y lo más importante una amistad muy sincera,*

*A mi compañero de proyecto, Jadier, porque más que eso siempre ha sido mi amigo, confidente y compañero de aventuras, fue mi polo a tierra cuando me desviaba del objetivo, me consoló cuando ya no aguantaba más y me hizo reír siempre con sus ocurrencias,*

*Por último a todas y cada una de las personas que siempre estuvieron ahí y de una u otra forma colaboraron en mi proceso de aprendizaje,*

*Gracias a todos, los quiero muchísimo*

*Beijos*

*Daniela*

## DEDICATORIA

*A Dios por iluminarme y abrirme el camino a seguir durante estos años.*

*A mis padres por apoyarme incondicionalmente en las diferentes situaciones que se presentaron a lo largo de mi carrera, por alcahuetearme en todo lo que para ellos fue posible y por contribuir a mi crecimiento personal.*

*A mi abuela por manifestar constantemente su preocupación por mi bienestar y asegurarse que nunca me faltara nada.*

*A mi hermanito por inspirarme a ser un modelo a seguir.*

*A mi tía y padrino por apoyarme desde la distancia.*

*A mis compañeros de carrera, de GRM y en especial a mi compañera de tesis que con su fuerte dedicación y grata amistad fue posible desarrollar este trabajo.*

Jadier

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad Industrial de Santander por todos los conocimientos adquiridos en materia profesional e integral.

Al Grupo de Investigación Recobro Mejorado, por formarnos como investigadores y ayudarnos a que este proyecto se realizara de forma excelente.

A nuestros amigos de GRM: Vanessa, Tania, Andrés, Javier, Humberto, Caterin, Chucho y Jaime, que hicieron de cada momento un espacio propicio para compartir y aprender.

Al Ingeniero Fernando Fajardo Rojas, porque más que nuestro codirector siempre fue nuestro amigo, nos acompañó siempre y nos ayudó a mejorar en todos los aspectos, por las risas, las llamadas por Skype y los encuentros que siempre demostraron su compromiso con nosotros.

Al profesor Marcio Augusto Sampaio de la Universidad de São Paulo, porque siempre estuvo atento a nuestras dudas y progreso en nuestra estancia en Brasil, los cuales fueron de mucha ayuda en la realización satisfactoria de este proyecto.

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	19
<b>1. GENERALIDADES DE LA COMBUSTIÓN <i>IN SITU</i> (CIS)</b> .....	21
1.1 ANTECEDENTES DE LA TÉCNICA .....	22
1.2 REACCIONES QUÍMICAS ASOCIADAS .....	23
1.3 ETAPA DE IGNICIÓN DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN <i>IN SITU</i> .....	24
1.3.1 Parámetros que afectan el proceso de ignición .....	26
1.3.2 Propiedades cinéticas del crudo .....	27
1.4 TIPOS DE IGNICIÓN .....	27
1.4.1 Ignición Artificial. ....	28
1.4.2 Ignición espontánea .....	33
<b>2. PROPIEDADES GEOLÓGICAS Y PETROFÍSICAS DE YACIMIENTOS HETEROGÉNEOS</b> .....	35
2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SEGÚN EL CRITERIO GEOLÓGICO .....	35
2.1.1 Yacimientos estratigráficos .....	36
2.1.2 Yacimientos estructurales .....	36
2.1.3 Yacimientos estratigráficos y estructurales .....	39
2.2 DISTRIBUCIÓN DE LA PERMEABILIDAD Y POROSIDAD EN YACIMIENTOS HETEROGÉNEOS .....	39
2.3 RELACIÓN DE PERMEABILIDAD – POROSIDAD .....	46

2.3.1 Modelos petrofísicos. ....	46
2.3.3 Modelos basados en el tamaño de grano y la mineralogía de la roca .....	51
2.3.4 Modelos basados en el área superficial y la saturación de agua .....	51
<b>3. DISEÑO EXPERIMENTAL .....</b>	<b>52</b>
3.1 ELECCIÓN DE FACTORES .....	52
3.1.1 Distribuciones de Porosidad y Permeabilidad .....	53
3.2 ELECCIÓN DE NIVELES .....	57
3.3 DISEÑO EXPERIMENTAL PLANTEADO .....	58
<b>4. MODELO BASE DE SIMULACIÓN .....</b>	<b>60</b>
4.1 DIMENSIONAMIENTO DEL MODELO BASE .....	60
4.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y TÉRMICAS DEL MODELO BASE .....	61
4.3 MODELO DE FLUIDOS .....	63
4.4 MODELO DE REACCIONES .....	64
4.5 INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO .....	66
4.6 CALENDARIO DE EVALUACIÓN DEL MODELO .....	68
4.7 AJUSTE DEL MODELO BASE DE IGNICIÓN ESPONTÁNEA IDEAL.....	68
<b>5. CONSTRUCCIÓN DE MODELOS CONCEPTUALES DE SIMULACIÓN .....</b>	<b>73</b>
5.1 MODELOS ESTRATIFICADOS .....	73
5.1 MODELOS CON DISTRIBUCIÓN LOG-NORMAL DE LA PERMEABILIDAD .	77
5.1.1 Tratamiento estadístico de la permeabilidad.....	77
<b>6. ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN Y OCURRENCIA DE LA IGNICIÓN EN LOS ESCENARIOS PLANTEADOS.....</b>	<b>79</b>
6.1 MODELOS ESTRATIFICADOS .....	80
6.1.1 Variación Ascendente de la Permeabilidad.....	80

6.1.2 Variación Descendente de la Permeabilidad.....	86
6.1.3 Arreglo centrado de la Permeabilidad .....	92
6.2 DISTRIBUCIÓN LOG-NORMAL DE PERMEABILIDAD .....	97
6.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA MODIFICACIÓN DEL MODELO BASE DE IGNICIÓN .....	100
<b>7. COMPORTAMIENTO DE LA IGNICIÓN EN ESCENARIOS CON DIFERENTE PERMEABILIDAD MEDIA.....</b>	<b>104</b>
<b>8. CONCLUSIONES .....</b>	<b>108</b>
<b>9. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>110</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>111</b>

## LISTA DE FIGURAS

pág.

<b>Figura 1.</b> Esquema del proceso de combustión <i>in situ</i> hacia adelante o frontal....	21
<b>Figura 2.</b> Perfil de temperatura de una combustión seca mostrando el efecto de la temperatura sobre la tasa de consumo.....	24
<b>Figura 3.</b> Interpretación esquemática del proceso de ignición. ....	26
<b>Figura 4.</b> Tipos de ignición según la naturaleza del crudo .....	28
<b>Figura 5.</b> Diagrama de un pliegue de tipo anticlinal .....	37
<b>Figura 6.</b> Diagrama de pliegue de tipo sinclinal .....	37
<b>Figura 7.</b> Diagrama de formación de fallas con respecto a los esfuerzos de tensión y compresión.....	38
<b>Figura 8.</b> Diagrama de formación de fallas con respecto a los esfuerzos de cizalla. ....	39
<b>Figura 9.</b> Histograma de porosidad obtenido de la tabla de frecuencia del ejemplo de estudio. ....	43
<b>Figura 10.</b> Histograma de permeabilidad obtenido de la tabla de frecuencia del ejemplo de estudio.....	44
<b>Figura 11.</b> Histograma de permeabilidad en escala Log-normal obtenido de la tabla de frecuencia del ejemplo de estudio.....	45
<b>Figura 12.</b> Comparación de un sistema tortuoso con un sistema de tubos capilares .....	47
<b>Figura 13.</b> Cross – plot de porosidad y permeabilidad de la cuenca del Misisipi. .	48
<b>Figura 14.</b> Cross – plot de porosidad y permeabilidad .....	50
<b>Figura 15.</b> Cross.plot generado de un yacimiento candidato a <i>combustión in situ</i> . ....	55
<b>Figura 16.</b> Verificación del ajuste de la nube de puntos generada según las características de la formación. ....	56
<b>Figura 17.</b> Celdas afectadas por el multiplicador de volumen .....	61

<b>Figura 18.</b> Comportamiento de la Viscosidad del modelo PVT ajustado.....	64
<b>Figura 19.</b> Curvas de Permeabilidad Relativa .....	67
<b>Figura 20.</b> Ignición espontanea obtenida a partir del modelo base de simulación	70
<b>Figura 21.</b> Perfil de temperatura promedio vs el tiempo a la distancia de ignición. .....	71
<b>Figura 22.</b> Distribución de la zona de ignición del modelo base de ignición espontánea. ....	72
<b>Figura 23.</b> Diagrama Log-Probabilista del modelo estratificado de CV=0.4 .....	74
<b>Figura 24.</b> Diagrama Log-Probabilista del modelo estratificado de CV=0.63 .....	75
<b>Figura 25.</b> Diagrama Log-Probabilista del modelo estratificado de CV=0.76 .....	76
<b>Figura 26.</b> Diagrama de flujo del código de MathLab empleado para generar valores aleatorios de permeabilidad que respeten una distribución log-normal. ....	78
<b>Figura 27.</b> Distribución de temperaturas en el modelo ascendente (CV = 0.4) .....	81
<b>Figura 28.</b> Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el modelo ascendente (CV = 0.4) .....	81
<b>Figura 29.</b> Distribución de temperaturas en el modelo ascendente (CV = 0.63) ...	82
<b>Figura 30.</b> Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el modelo ascendente (CV = 0.63). ....	83
<b>Figura 31.</b> Distribución de temperaturas en el modelo ascendente (CV = 0.76) ...	84
<b>Figura 32.</b> Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el modelo ascendente (CV = 0.76) .....	84
<b>Figura 33.</b> Perfiles de temperatura de los modelos ascendentes en comparación con el modelo base.....	85
<b>Figura 33.</b> Distribución de temperaturas en el modelo descendente (CV = 0.4) ...	87
<b>Figura 34.</b> Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el modelo descendente (CV = 0.4) .....	87
<b>Figura 36.</b> Distribución de temperaturas en el modelo descendente (CV = 0.63) .	88
<b>Figura 37.</b> Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el modelo descendente (CV = 0.63) .....	89
<b>Figura 38.</b> Distribución de temperaturas en el modelo descendente (CV = 0.76) .	90

<b>Figura 39.</b> Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el modelo descendente (CV = 0.76). .....	90
<b>Figura 40.</b> Perfiles de temperatura de los modelos descendentes en comparación con el modelo base. ....	91
<b>Figura 41.</b> Perfiles de temperatura de los modelos con arreglo centrado en comparación con el modelo base. ....	93
<b>Figura 42.</b> Distribución de temperaturas en el arreglo centrado (CV = 0.4) .....	94
<b>Figura 43.</b> Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el arreglo centrado (CV = 0.4). ....	94
<b>Figura 44.</b> Distribución de temperaturas en el arreglo centrado (CV = 0.63) .....	95
<b>Figura 45.</b> Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el arreglo centrado (CV = 0.63). ....	95
<b>Figura 46.</b> Distribución de temperaturas en el arreglo centrado (CV = 0.76) .....	96
<b>Figura 47.</b> Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el arreglo centrado (CV = 0.76). ....	96
<b>Figura 48.</b> Perfiles de temperatura de los modelos con distribución Log-normal en comparación con el modelo base. ....	98
<b>Figura 49.</b> Distribución de temperaturas en el arreglo Log-normal (CV = 0.4) .....	99
<b>Figura 50.</b> Distribución de temperaturas en el arreglo Log-normal (CV = 0.63) ....	99
<b>Figura 51.</b> Distribución de temperaturas en el arreglo Log-normal (CV = 0.76) ..	100
<b>Figura 52.</b> Perfiles de temperatura de los modelos con heterogeneidad baja .....	
(CV = 0,4) en comparación con el modelo base. ....	102
<b>Figura 53.</b> Perfiles de temperatura de los modelos con heterogeneidad media (CV = 0,63) en comparación con el modelo base. ....	102
<b>Figura 54.</b> Perfiles de temperatura de los modelos con heterogeneidad alta (CV = 0,76) en comparación con el modelo base. ....	103
<b>Figura 54.</b> Modelo base ajustado para una permeabilidad media de 1500 mD. .	104

## LISTA DE TABLAS

pág.

<b>Tabla 1.</b> Mediciones de porosidad de diferentes pozos a diferentes profundidades. .....	40
<b>Tabla 2.</b> Mediciones de permeabilidad de diferentes pozos a diferentes profundidades. ....	41
<b>Tabla 3.</b> Intervalos de frecuencia y número de observaciones de las propiedades petrofísicas del ejemplo de estudio.....	42
<b>Tabla 4.</b> Tabla de frecuencia de la permeabilidad en escala Log-normal.....	45
<b>Tabla 5.</b> Definición de factores del diseño experimental planteado.....	57
<b>Tabla 6.</b> Definición de niveles para la evaluación de la influencia de la permeabilidad en las variables objetivo.....	58
<b>Tabla 7.</b> Definición de factores y niveles de variación del diseño experimental planteado. ....	59
<b>Tabla 8.</b> Dimensiones modelo base de ignición. ....	60
<b>Tabla 9.</b> Propiedades básicas del modelo base de simulación. ....	62
<b>Tabla 10.</b> Propiedades Térmicas de la Roca y los Fluidos.....	62
<b>Tabla 11.</b> Composición del crudo por pseudocomponentes.....	63
<b>Tabla 12.</b> Parámetros cinéticos utilizados para el ajuste del Modelo Base de Simulación .....	65
<b>Tabla 13.</b> Ends Points de las curvas de permeabilidad relativa .....	66
<b>Tabla 14.</b> Calendario de evaluación del modelo base de ignición espontanea. ....	68
<b>Tabla 15.</b> Valores estimados de tiempo y radio de ignición reportados en la literatura.....	69
<b>Tabla 16.</b> Condiciones de ajuste del modelo base de ignición espontánea ideal. .	69
<b>Tabla 17.</b> Valores de permeabilidad ordenados de forma descendente para cada una de las capas definidas según el coeficiente de Dykstra Parson.....	74
<b>Tabla 18.</b> Valores de permeabilidad ordenados de forma ascendente para cada una de las capas definidas según el coeficiente de Dykstra Parson. ....	75

<b>Tabla 19.</b> Valores de permeabilidad ordenados de forma centrada para cada una de las capas definidas según el coeficiente de Dykstra Parson. ....	76
<b>Tabla 20.</b> Tratamiento estadístico para la evaluación de la influencia de las distribuciones Log-normal de permeabilidad en las variables objetivo. ....	78
<b>Tabla 21.</b> Comparación de los resultados obtenidos para cada caso. ....	101
<b>Tabla 22.</b> Valores de permeabilidad para cada una de las capas definidas según el coeficiente de Dykstra Parson ( $K_{prom} = 1500mD$ ). ....	105
<b>Tabla 23.</b> Comparación de los resultados obtenidos para cada caso con permeabilidad media 1500 Md.....	106

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA ZONA DE IGNICIÓN BAJO EL EFECTO DE HETEROGENEIDADES DE YACIMIENTO EN UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU<sup>1</sup>.

**AUTORES:** ARISTIZABAL CASTRO, Jadier Agosto<sup>2</sup>  
MOJICA OSTOS, Daniela<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVE:** Combustión in situ, etapa de ignición, heterogeneidades de yacimiento, permeabilidad, porosidad, simulación numérica de yacimientos, recobro mejorado.

La Combustión *in situ* es una técnica de recuperación mejorada aplicada generalmente a crudos pesados para mejorar su movilidad a partir de la disminución de la viscosidad provocada por el aumento de la temperatura asociada a la ocurrencia de diversas reacciones en el yacimiento entre el oxígeno del aire inyectado y el crudo de la formación. Esta técnica ha sido altamente estudiada a escala de laboratorio, con el fin de entender diversos procesos que ocurren en el medio poroso, pero al ser aplicada a escala de campo los proyectos no han sido exitosos debido a factores asociados al escaso estudio de las heterogeneidades en las etapas de diseño del proceso<sup>3</sup>.

Se estudió específicamente el efecto de las heterogeneidades a escala microscópica que afectan la estabilidad de la etapa de ignición, la cual es de gran importancia en la técnica debido a que provee las condiciones necesarias para la formación del frente de combustión. Para esto, se planteó un diseño experimental de tipo mxn, las variables objetivo fueron: tiempo, radio y distribución de la ignición, evaluadas a partir de la variación del grado de heterogeneidad en permeabilidad y porosidad en yacimientos estratificados y distribuciones log-normal generadas a partir del código de programación realizado por Sampaio<sup>4</sup> en la Universidad de São Paulo.

A partir de simulación numérica de yacimientos, se recrearon los escenarios propuestos en el diseño experimental y se observaron posteriormente los resultados de forma cualitativa, determinando la sensibilidad de la etapa de ignición a cambios en permeabilidad y porosidad.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Investigación

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Ingeniería de Petróleos.

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

<sup>3</sup> M. Bazargan, B. Chen, M. Cinar, *et al.*, "A Combined Experimental and Simulation Workflow to Improve Predictability of In Situ Combustion", SPE 144599, 2011.

<sup>4</sup> SAMPAIO, M.A., *et al.*, "Comparison between Conventional and Intelligent Wells with reactive and Proactive Controls under Economic Uncertainty", Society of Petroleum Engineers, 14-16 Mayo, 2012.

## ABSTRACT

**TÍTULO:** EVALUATION OF THE DISTRIBUTION OF THE IGNITION ZONE UNDER RESERVOIR HETEROGENEITY EFFECTS ON *IN SITU* COMBUSTION PROCESSES<sup>1</sup>.

**AUTHORS:** ARISTIZABAL CASTRO, Jadier Augusto <sup>2</sup>  
MOJICA OSTOS, Daniela <sup>2</sup>

**KEYWORDS:** In Situ Combustion, Ignition Stage, Reservoir Heterogeneity, Permeability, Porosity, Reservoir Numerical Simulation, Enhanced Oil Recovery.

*In Situ* Combustion is an enhanced oil recovery technique that is generally applied on heavy crude in order to improve its mobility due to viscosity reduction when the reservoir temperature increase because of different kind of reactions in situ which occurs between air oxygen injected and formation oil. This technique has been highly studied at laboratory scale with the final purpose to understand the *in situ* reaction behavior, operational parameters control and fire front porous media displacement, but when it is applied at field scale, different projects have not been successful owing to other factors like reservoir heterogeneity influence on each stage process<sup>5</sup>.

In this research is specifically studied reservoir microscopic scale heterogeneities effect that has an influence on ignition stage stability on *In Situ* Combustion process, which is very important in this technique due to it provides needed conditions to form the fire combustion front uniformly. For this purpose, an m x n experimental design was planned, whose objective variables was ignition time, radio and distribution, that was evaluated taking into account different heterogeneity grade related to permeability and porosity in stratigraphic reservoirs and log-normal distributions that was generated whit a programming code that was provided by Sampaio<sup>6</sup> at São Paulo University.

Using reservoir numerical simulation was created each experimental design scene purposed and its results was observed in a qualitative way in order to determine the ignition stage sensibility with permeability and porosity changes.

---

<sup>1</sup>Research work

<sup>2</sup> Faculty of Physic-Chemicla Engineering. Petroleum Engineering School.

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

<sup>5</sup> M. Bazargan, B. Chen, M. Cinar, *et. al*, "A Combined Experimental and Simulation Workflow to Improve Predictability of In Situ Combustion", SPE 144599, 2011.

<sup>6</sup> SAMPAIO, M.A., *et al.*, "Comparison between Conventional and Intelligent Wells with reactive and Proactive Controls under Economic Uncertainty", Society of Petroleum Engineers, 14-16 Mayo, 2012.

## INTRODUCCIÓN

La combustión *in situ* es una técnica de recobro térmico de hidrocarburos que permite mejorar la eficiencia de barrido microscópica a través de la disminución de la viscosidad del petróleo, debido al aumento en la temperatura y una combinación de diferentes mecanismos de empuje producto de una serie de reacciones en yacimiento. El aire al entrar en contacto con la formación produce reacciones heterogéneas y exotérmicas de oxidación a bajas temperaturas (LTO), cuando el calor liberado es mucho mayor que el calor que puede ser almacenado por los alrededores de la formación se da lugar a una etapa denominada ignición, la cual, en escenarios ideales, proporciona las condiciones para que el frente de combustión se encienda y se propague establemente.

La aplicación del proceso de combustión *in situ* como método de recobro de hidrocarburos ha obtenido un gran número de proyectos fallidos catalogando así a la técnica como compleja y de alto costo<sup>7</sup>. Las lecciones aprendidas fueron: Malas prácticas ingenieriles, complejidad en el entendimiento de la técnica, carencia de elementos para realizar estudios de factibilidad técnica y económica, entre otros<sup>8</sup>. Por otro lado, diversos autores<sup>9</sup> coinciden en que las heterogeneidades presentes en el yacimiento son las responsables de que proyectos exitosos a escala de laboratorio no lo sean a escala de campo. Estas heterogeneidades pueden estar relacionadas con la petrofísica a nivel de las distribuciones de porosidad y permeabilidad presentes a lo largo del yacimiento y la naturaleza geológica del mismo.

---

<sup>7</sup> <sup>6</sup> YATTE Fabián C. MUÑOZ S.F. "Una nueva mirada a la combustión *in situ*: Tratando de romper un viejo paradigma". Revista fuentes: El Reventón Energético. Vol 9 N°1 2011.

<sup>7</sup> M. Bazargan, B. Chen, M. Cinar, *et. al*, "A Combined Experimental and Simulation Workflow to Improve Predictability of In Situ Combustion", SPE 144599, 2011.

Esta investigación se realizó con el fin de analizar la influencia de algunas heterogeneidades de carácter microscópico tales como distribuciones de porosidad y permeabilidad presentes en un yacimiento sobre la etapa de ignición de un proceso de combustión *in situ* a partir de la construcción de un modelo conceptual en la herramienta computacional STARS de la compañía CMG LTD.

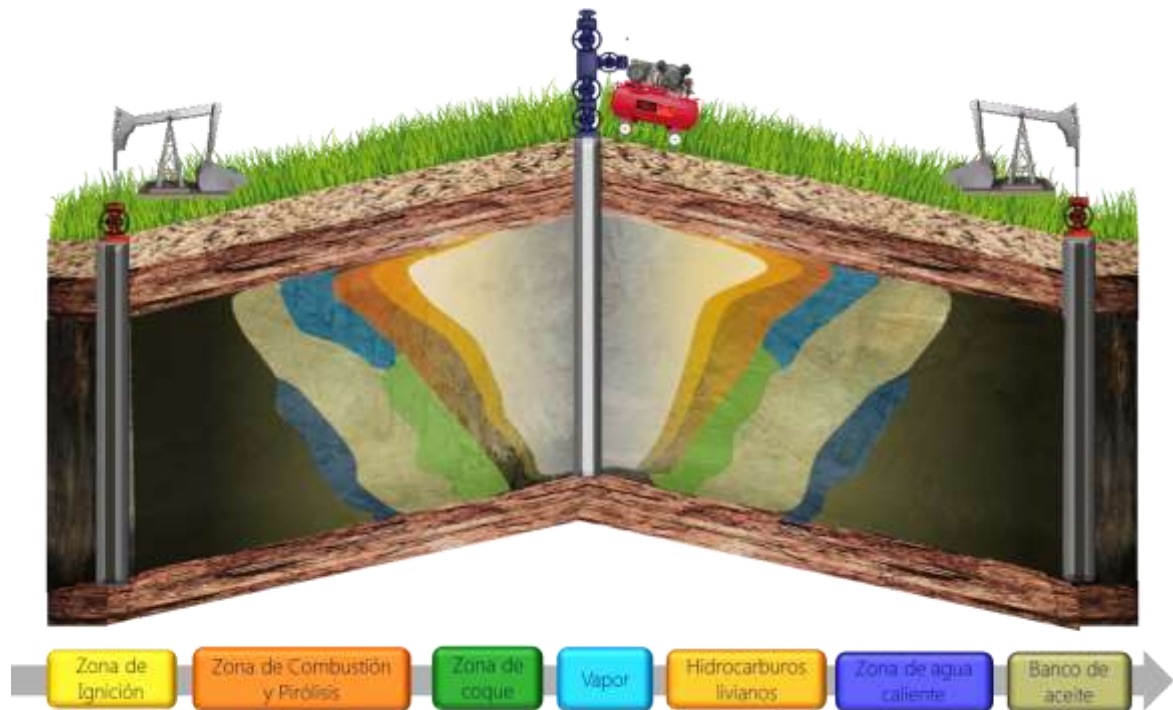
Para la construcción del modelo de simulación numérica se utilizó un fluido de un campo colombiano candidato a combustión *in situ*. Con el fin de garantizar la ocurrencia de las reacciones que tienen lugar en esta etapa y para el análisis de la distribución de la zona de ignición se planteó un diseño experimental de tipo  $m \times n$  cuyas variables objetivo fueron tiempo y radio de ignición.

La importancia del estudio de la ignición de un proceso de combustión *in situ* radica en que es la etapa de inicialización de la técnica, si esta zona es uniforme, la posterior formación del frente de combustión se hará de manera satisfactoria permitiendo el desarrollo de todos los mecanismos de recuperación. Diversos autores han estudiado la ignición a escala de laboratorio en medios homogéneos, donde no se tienen en cuenta variables presentes en un medio poroso heterogéneo, tales como la permeabilidad, asociada al movimiento de los fluidos en el medio y la porosidad relacionada con la cantidad de hidrocarburo que puede almacenar la roca, lo que hace necesaria esta investigación, la cual tiene como principal objetivo evaluar la estabilidad de esta zona de ignición en presencia de heterogeneidades de yacimiento presentes en las cercanías del pozo inyector.

## 1. GENERALIDADES DE LA COMBUSTIÓN *IN SITU* (CIS)

El proceso de combustión *in situ* consiste en la inyección de un agente oxidante generalmente aire o aire enriquecido con oxígeno que al entrar en contacto con la formación genera una serie de reacciones que liberan y transfieren la energía hacia el fluido, produciendo así una disminución de la viscosidad de este<sup>10</sup>. Posteriormente, el fluido de interés con mejores condiciones de movilidad, es conducido al pozo productor como se observa en la Figura 1.

**Figura 1.** Esquema del proceso de combustión *in situ* hacia adelante o frontal.



**Fuente.** Modificado de: OLIVARES C.A. "Evaluación de yacimientos prospectos para la implementación de procesos de combustión *in situ* mediante analogías".

<sup>10</sup> SARATHI S. Partha. *In situ* combustion handbook, principles and practices. BDM Petroleum Technologies. Oklahoma. January 1999

## 1.1 ANTECEDENTES DE LA TÉCNICA

Se cree que el primer proyecto de Combustión in situ planeado fue en octubre de 1920 cerca al pueblo de Marietta en el sur de Ohio<sup>11</sup>. La Smith-Dunn Company utilizó la técnica para fundir la parafina y aumentar la producción. El proyecto fue desarrollado de forma cíclica con la inyección de una mezcla de aire y gas natural, con el fin de generar el fenómeno de la ignición en la cara del pozo. Mills<sup>12</sup> en 1923 señaló: “El aceite cerca a la cara del pozo se encendió y se depositó una cantidad de combustible. El fuego se extinguió por medio de la adición de unos cubos de agua en la superficie, posteriormente el pozo fue puesto a producción mediante la liberación de la presión. La tasa de producción se duplicó”.

En 1922 la Hope Natural Gas Company<sup>13</sup> implementó un proyecto similar, pero más refinado, con el fin de aumentar la producción de petróleo. Fue el primer proyecto en utilizar una cámara de combustión para generar la ignición. La lección aprendida de este proyecto fue básicamente: utilizar tubería de aleación para soportar las altas temperaturas asociadas al proceso cerca a la cara del pozo.

La primera patente estableció el principio de la combustión in situ y fue concedida a E.R. Walcott<sup>14</sup>, el 5 de junio de 1923. Posteriormente, en 1928 se publica el primer paper por U.S. Bureau of Mines, en este se hizo un análisis económico e ingenieril de un proyecto experimental de Combustión *in situ*.

---

<sup>11</sup> SARATHI S. Partha. In situ combustion handbook, principles and practices. BDM Petroleum Technologies. Oklahoma. January 1999. Pag. 3.

<sup>12</sup> MILLS, R. VAN A. 1923. The Paraffin Problems in Oil Wells. U.S. Bureau of Mines Report of Investigation, RI 2550 (December) Government Printing Office, Washington, pp. 10-1 1.

<sup>13</sup> SARATHI S. Partha. In situ combustion handbook, principles and practices. BDM Petroleum Technologies. Oklahoma. January 1999. Pag. 4.

<sup>14</sup> WOLCOTT, E.R. “Method of Increasing the Yield of Oil Well U.S. Patent Number 1,457,479. Enero 12, 1920, Junio 5, 1923.

De 1940 a 1990 se implementaron cerca 225 proyectos, de los cuales un gran número resultaron en fracasos tanto técnicos como comerciales<sup>15</sup>, lo que hace que la técnica sea catalogada de difícil operación.

Actualmente están en operación cuatro proyectos: El proyecto en Suplacu de Barcau en Rumania, los proyectos de Balol y Santhal en India y el proyecto operado por Bayou State Oil Corporation (BSOC) Bellevue, Louisiana USA.<sup>16</sup>

## 1.2 REACCIONES QUÍMICAS ASOCIADAS

Estas reacciones son complejas y ocurren en un amplio espectro de temperaturas. Se pueden agrupar en tres clases según su rango de temperatura:

**Reacciones de baja temperatura (LTO):** ocurren a temperaturas entre los 200 y 250°F y se dan por la disolución del oxígeno en el crudo. Son reacciones heterogéneas y exotérmicas que producen compuestos parcialmente oxigenados y algunos óxidos de carbono.

**Reacciones a temperatura intermedia (ITO):** en ellas ocurre la depositación de combustible (coque, carbón pesado). Son reacciones homogéneas y exotérmicas. También llamadas reacciones de pirolisis.

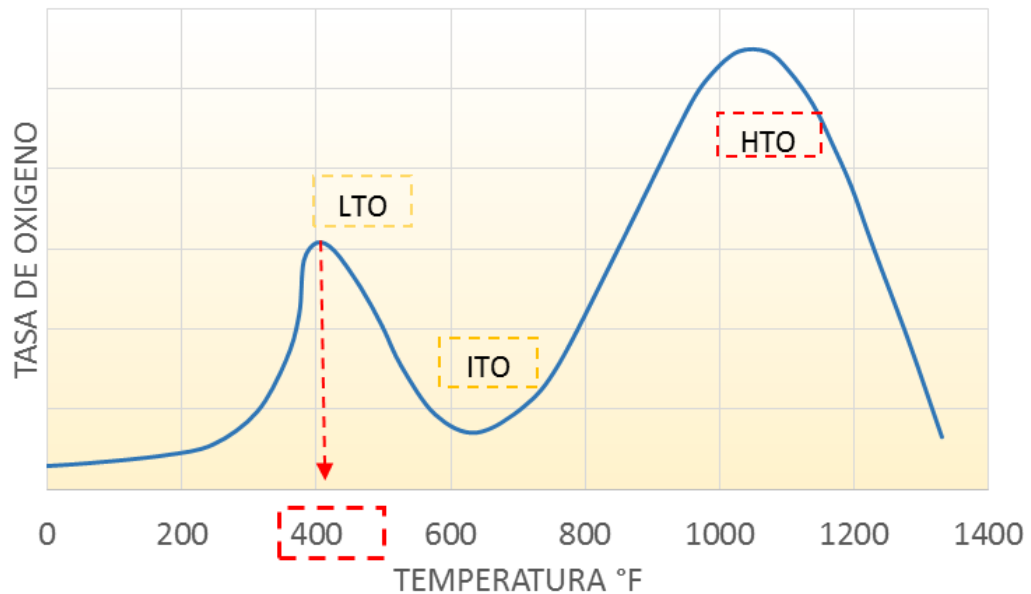
**Reacciones a altas temperaturas (HTO):** son reacciones heterogéneas de rompimiento de enlaces H/C en las cuales el combustible reacciona con oxígeno para producir agua y óxidos de carbono.

---

<sup>15</sup> SARATHI S. Partha. In situ combustion handbook, principles and practices. BDM Petroleum Technologies. Oklahoma. January 1999. Pag. 7-8.

<sup>16</sup> YATTE Fabián C. MUÑOZ S.F. "Una nueva mirada a la combustión *in situ*. Tratando de romper un viejo paradigma". Revista fuentes: El Reventón Energético. Vol 9 N°1 2011.

**Figura 2.** Perfil de temperatura de una combustión seca mostrando el efecto de la temperatura sobre la tasa de consumo.



**Fuente:** YATTE Fabián C. Grupo de investigación Recobro Mejorado, UIS-ICP, COMBUSTION IN SITU, 2009.

### 1.3 ETAPA DE IGNICIÓN DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN *IN SITU*

La ignición es el primer paso en un proceso de combustión *in situ* y puede ser alcanzada por medio del calentamiento de la formación alrededor del wellbore<sup>17</sup>. En el momento que el oxígeno contenido en el aire inyectado al yacimiento entra en contacto con el crudo se desencadenan una serie de reacciones de oxidación de baja temperatura (LTO) que predominan en esta etapa<sup>18</sup>, dando como resultado un incremento de la temperatura, lo que permite proporcionar las mejores condiciones

<sup>17</sup> N.S. Rao, S. Roychadhury. Results of Spontaneous Inition Test in Balol Heavy Oil Field. SPE 38067 April 1997 Pag. 1

<sup>18</sup> SCHOEPPPEL Roger. Prediction of Spontaneous Ignition in In-Situ Combustion. SPE 2383 1968. Pag 1.

para que el frente de combustión se encienda y se propague establemente, adicionalmente se generan reacciones de deshidrogenación que producen un aumento de la viscosidad y gravedad específica del crudo<sup>19</sup>, creando así una fracción pesada que posteriormente será depositada y utilizada como combustible.

Teniendo en cuenta que parte de la energía suministrada por medio de las reacciones exotérmicas de baja temperatura se disipa en los alrededores de la formación, se va a generar una tasa de pérdida de energía ( $H_i$ ), la cual al ser menor o igual a la tasa de generación de energía ( $H_R$ ) se alcanza la temperatura de ignición<sup>20</sup>, que en promedio alcanza 400°F según Jaques Burger (1968).

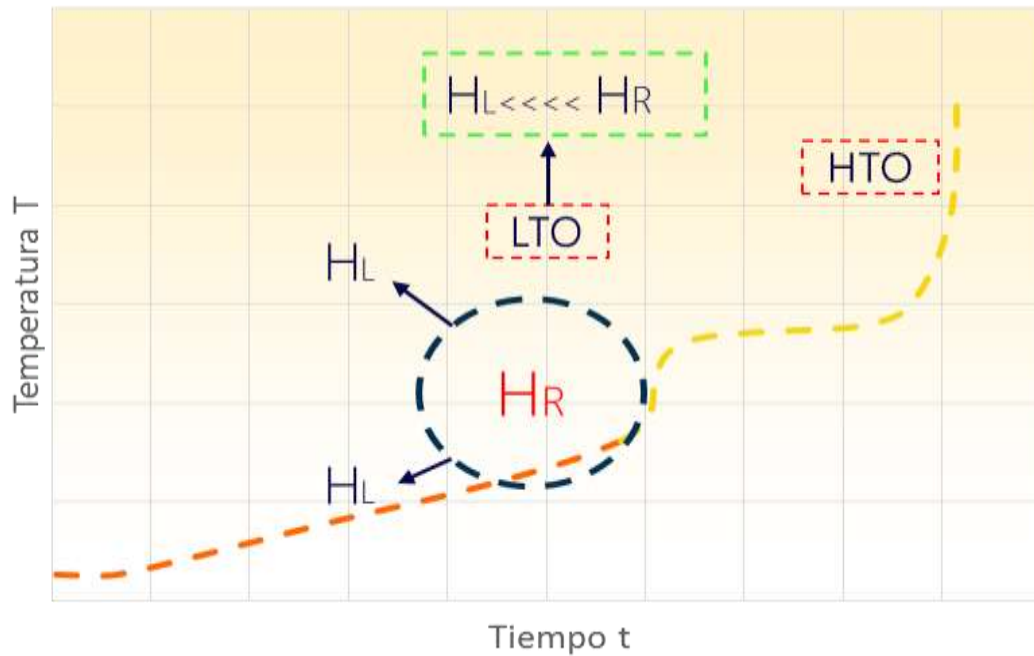
Razzaghi et al. (2008) establecen que bajo condiciones adiabáticas el calor generado por la oxidación  $H_R$  es mayor al calor perdido en los alrededores  $H_L$  debido a esto la temperatura en esta zona comienza a aumentar lentamente. La temperatura alcanzará la región de los 300°C dando lugar a las reacciones de combustión a bajas temperaturas (LTC), esto resultará en un rápido aumento de la tasa de calor liberado. La temperatura seguirá aumentando acercándose al umbral de las reacciones de combustión a altas temperaturas (HTC) las cuales darán inicio a la formación del frente y al proceso de recobro. Todo este proceso en general es llamado autoignición como se observa la figura 3.

---

<sup>19</sup> D.D. Mamora. New Findings in Low-Temperature Oxidation of Crude oil. SPE 29324. March 199. Pag 1

<sup>20</sup> R. Razaghi and R. Kharrat - Feasibility Study of Autoignition Process in Heavy – Oil Reservoirs En Society of Petroleum Engineers, SPE November 2005. Pag. 6

**Figura 3.** Interpretación esquemática del proceso de ignición.



**Fuente:** R. Razaghi and R. Kharrat, "Feasibility Study of Autoignition Process in Heavy–Oil Reservoirs", Society of Petroleum Engineers, SPE November 2005. Pag. 6.

**1.3.1 Parámetros que afectan el proceso de ignición.** A partir de la revisión bibliográfica<sup>21</sup> se encontró que la etapa de ignición se ve directamente afectada por diversos parámetros:

**Propiedades Cinéticas:** dependen directamente de la reactividad del crudo.

**Propiedades de Yacimiento:** relacionadas con el sistema roca fluido y las heterogeneidades que se pueden presentar en el yacimiento y no son modificables en el diseño un proyecto.

<sup>21</sup> SARATHI S. Partha. In situ combustion handbook, principles and practices. BDM Petroleum Technologies. Oklahoma. January 1999.

**Parámetros operacionales:** relacionados directamente con el diseño de un proyecto de combustión *in situ*, y son fácilmente modificables durante el desarrollo de este.

**1.3.2 Propiedades cinéticas del crudo.** Las variables cinéticas que gobiernan las reacciones químicas presentes en un proceso de combustión *in situ* son:

**Velocidad de reacción:** cantidad de sustancia que reacciona por unidad de tiempo.

**Energía de activación:** energía mínima necesaria para que los reactivos se conviertan en productos.

**Orden de reacción:** suma de los exponentes de las concentraciones de los reactivos descritos en la ley de potencia.

Estos parámetros afectan directamente la eficiencia de las reacciones que se presentan en la etapa de ignición, ya que si lo son los suficientemente favorables, las reacciones entre el crudo y el oxígeno del aire inyectado pueden no llegar a ocurrir o no alcanzar las temperaturas necesarias para la ignición del crudo. Con base a esto la ignición es clasificada de acuerdo a la facilidad que tiene el crudo para reaccionar con el oxígeno y producir altas temperatura y alcanzar la ignición.

#### **1.4 TIPOS DE IGNICIÓN.**

Cuando el crudo presenta una alta reactividad la ignición generalmente se da de forma espontánea, y si de lo contrario el crudo posee una baja reactividad, es necesario instalar diferentes equipos o inyectar fluidos con el fin de aumentar la temperatura del yacimiento y producir una ignición de manera artificial.

En la figura 4 se describen los tipos de ignición relacionados con la reactividad del crudo.

**Figura 4.** Tipos de ignición según la naturaleza del crudo



**Fuente:** SARATHI S. Partha. In situ combustion handbook, principles and practices. BDM Petroleum Technologies. Oklahoma. January 1999.

**1.4.1 Ignición Artificial.** En dado caso que el crudo que se encuentra en el yacimiento no sea lo suficientemente reactivo y por ende, el tiempo requerido para llegar a generar las reacciones HTO es muy alto, se hace necesario utilizar algún equipo o agente externo que permita desarrollar la ignición de forma artificial. Algunas de las técnicas de ignición artificial incluyen quemadores eléctricos de fondo de pozo, quemadores de gas en fondo de pozo, inyección de fluidos calientes, catalizadores, métodos químicos, etc. Los métodos más utilizados son los calentadores eléctricos, quemadores de gas y fluidos calientes (vapor).

La cantidad de calor necesaria para generar la ignición cambia según sea el yacimiento y puede ser calculada por medio de correlaciones empíricas. Una primera aproximación está dada por una ecuación desarrollada por Burger (1995) la cual representa la cantidad necesaria de calor por unidad de espesor de

formación (Q/h) para una distancia “r” desde el wellbore del pozo que se encuentra a una temperatura inicial hasta una temperatura de ignición:

$$\frac{Q}{h} = \pi(r^2 - r_w^2)(\rho C)_r(T_{ing} - T_r)$$

Donde:

$r$ : Radio calentado, Ft.

$r_w$ : Radio del wellbore, Ft.

$(\rho C)_r$ : Capacidad calorífica volumétrica de formación, BTU \* ft<sup>3</sup> °F<sup>-1</sup>.

$T_r$ : Temperatura inicial del yacimiento, °F.

$T_{ing}$ : Temperatura de ignición, °F.

**1.4.1.1 Quemadores de gas.** Históricamente los quemadores de gas han sido extensamente usados en el proceso de ignición para la combustión in situ. El calor requerido para la ignición es generado en el fondo del pozo por medio de la combustión de una corriente de aire y gas natural o propano. Algunas ventajas que presentan los quemadores de gas son:

- Gran disponibilidad del gas en campo.
- Buen control de temperatura.
- No presenta limitaciones de profundidad o presión.

Las temperaturas generadas en el fondo del pozo por quemadores de gas varían desde 1200°F hasta 2000°F, lo cual genera daño en la formación y a los equipos y materiales que allí se encuentran. Por esta razón, un suministro secundario de aire es utilizado en el ensamblaje del quemador para reducir la fluencia de temperatura y minimizar el daño a la formación.

**1.4.1.2 Ignición por medio de calentadores eléctricos.** En comparación con los quemadores de gas, este sistema permite una operación simple y de bajo costo.

Las principales ventajas de realizar la ignición con un calentador de eléctrico son:

- Fácil operación
- Excelente control de temperatura y tasas de entrada de calor
- Flexibilidad al cambiar la locación del calentador para permitir una mejor exposición de todas las partes de la formación a la temperatura de ignición.
- Flexibilidad en la duración de la operación del calentador para asegurar la ignición de la formación.

Aunque la ignición eléctrica es más fácil y segura de controlar que los quemadores de fondo de pozo, los calentadores eléctricos no pueden ser desplegados en pozos muy profundos debido a las excesivas pérdidas que se pueden presentar en la línea de potencia. La cantidad de potencia eléctrica perdida depende del material elegido para el cable, el diámetro del cable, la profundidad de operación, la línea de voltaje, y si la potencia es suministrada por una o tres fases de transmisión.

El sistema de ignición eléctrica consta de:

- Un cable eléctrico de longitud adecuada
- Un lubricador de alta presión
- Una fuente de potencia eléctrica
- Un sistema de inyección de aire
- Un calentador eléctrico

La potencia suministrada por el sistema de ignición generalmente alcanza tasas de 220, 440 o 880 voltios de corriente alterna. Ésta puede ser suministrada por generadores portátiles o por transmisores de campo adecuados.

Existen dos tipos de calentadores eléctricos de fondo de pozo: El diseño más simple y común, consta de una serie de elementos "nicromo" enrollados sobre núcleos de cerámica encerrados en una caja de acero inoxidable. Este calentador se baja por pozo en un cable blindado. El cable no sólo lleva el peso del calentador, sino que también suministra la energía eléctrica necesaria y puede llevar señales de cualquier termopar presente. Los elementos del calentador están diseñados para funcionar de forma continua a 1500 ° F. Los hilos de resistencia eléctricos dentro de la cubierta están aislados con óxido de magnesio. El aire se inyecta en el pozo y el calor se imparte al aire a medida que pasa alrededor y a lo largo de los elementos eléctricos.

El segundo diseño, se compone de un número de elementos de acero con cubierta de aleación comercial de calefacción conectados a una disposición de cabezal adecuado y montado en el extremo de una sarta de tubería. El final de la cadena incorpora deflectores y chaquetas para que el aire pase por encima de la sección calentada varias veces antes de llegar al pozo. Por lo general la combinación de conductores, aislamiento eléctrico, y armadura hace que el tamaño del cable sea bastante grande lo que dificulta bajar el calentador dentro del pozo a alta presión.

El correcto funcionamiento del encendedor se indica mediante las mediciones de corriente y voltaje. La temperatura del calentador se controla variando la potencia al éste, ya sea mediante el ajuste de la tensión, o por un simple control de encendido-apagado del ciclo de calentamiento. Las temperaturas también se pueden controlar mediante el ajuste apropiado de la tasa de inyección de aire.

**1.4.1.3 Ignición con químicos.** La aplicación de químicos de ignición es adecuada para yacimientos en donde, debido a la profundidad o al espesor de formación, los equipos eléctricos utilizados en ignición requieren de mucha energía o no se pueden usar en altas temperaturas.

Básicamente el método consiste en inyectar deferentes componentes químicos externos que permitan desarrollar el proceso de ignición en el yacimiento a bajas temperaturas, siendo esta una de las mayores ventajas del proceso. Estos componentes químicos son:

- Componentes combustibles: en algunos casos se ha utilizado aceite de linaza la cual posee una temperatura de ignición de 66°C.
- Catalizadores: se utilizan en casos donde la temperatura inicial del yacimiento es muy baja y se quiere asegurar que la transferencia de calor al crudo sea más efectiva. En algunas pruebas piloto se ha utilizado dimetilanilina y naftenato de carbono.
- Agente oxidante: se utiliza aire o aire enriquecido con oxígeno.

El orden adecuado de inyección consiste en inyectar el componente combustible junto con los catalizadores (si son necesarios) y posteriormente la corriente de aire. Una forma eficiente de estudiar este proceso es mediante pruebas de tubo. Cabe resaltar que existen métodos en donde se combinan varias técnicas, una de ellas es la implementación de calentadores eléctricos seguido de inyección de químicos, esto es debido a la extremadamente baja reactividad del crudo.

**1.4.1.4 Inyección de fluidos calientes.** Esta técnica es aplicable para casos donde el aceite es suficientemente reactivo pero las bajas temperaturas del yacimiento prolongan el tiempo de ignición hasta tal punto que la autoignición no es alcanzada. La autoignición puede ser alcanzada en tiempos razonables incrementando la temperatura mediante la inyección de fluidos calientes. Una vez un volumen significativo de la formación ha sido calentado hasta la temperatura de ignición, la ignición de fluidos calientes está terminada y la ignición normal de aire es empezada.

**1.4.2 Ignición espontánea.** Es un fenómeno en el cual la ignición ocurre espontáneamente como resultado de la inyección de aire en el yacimiento<sup>22</sup>. Se genera cuando el crudo es lo suficientemente reactivo y no requiere de equipos externos para generar reacciones de oxidación a bajas temperaturas (LTO), éste al entrar en contacto con el aire inyectado, produce un aumento de temperatura, por ende, el tiempo requerido para elevar la formación a la temperatura de ignición del crudo depende netamente de la reactividad del mismo y de la temperatura inicial del yacimiento<sup>23</sup>. De forma general, entre más alta sea la temperatura inicial del yacimiento, menor será el tiempo requerido para llegar a la temperatura de ignición.

**1.4.2.1 Tiempo de ignición.** Como se mencionó anteriormente, el tiempo de ignición hace referencia al tiempo que tarda el yacimiento o las cercanías del well bore en alcanzar la temperatura de ignición (alrededor de 400°F), por tal motivo este parámetro es que se utiliza para determinar qué tan óptimo es el proceso. Estos tiempos pueden ser estimados por medio de los datos cinéticos de las reacciones de baja temperatura<sup>24</sup>. Algunos modelos números propuestos para determinar el tiempo de ignición son los siguientes:

---

<sup>22</sup> SHOOEPPEL, Roger J, "PREDICTION OF SPONTANEOUS IGNITION IN IN-SITU COMBUSTION", Society of petroleum engineers, Oklahoma State University, 1968.

- Modelo de Roger J. Schoppel, Denir Ersoy (1968)
- Modelo de H.J. Tadema, J. Weijdema (1970)
- Modelo de Jacques G. Burger (1976)

---

<sup>23</sup> SARATHI S. Partha. *In situ* combustion handbook, principles and practices. BDM Petroleum Technologies. Oklahoma. January 1999. Pag. 326.

<sup>24</sup>DABBOUS Mahmoud K., Fulton Paul. Low Temperature – Oxidation Reaction Kinetic and Effects on the In-Situ Combustion Process. SPE 4143. June 1974. Pag. 2.

## 2. PROPIEDADES GEOLÓGICAS Y PETROFÍSICAS DE YACIMIENTOS HETEROGÉNEOS

### 2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SEGÚN EL CRITERIO GEOLÓGICO

El estudio de los yacimientos petrolíferos se puede realizar a dos escalas: microscópica y/o megascópica. A escala microscópica se observa el esqueleto mineral y los espacios interconectados de la roca que compone el yacimiento por medio de análisis de núcleos y secciones delgadas analizadas en un microscopio obteniendo así datos de posible presencia de petróleo, agua y gas en una muestra dada. Por otra parte si se considera un campo de petróleo en general el estudio será a escala megascópica, es decir enfocado a la forma geométrica de la configuración de la trampa y su relación con las formaciones adyacentes lo que posteriormente permite deducir el posible funcionamiento que se puede esperar del campo<sup>25</sup>. La clasificación de yacimientos con base a la configuración geométrica es:

- Yacimientos estratigráficos
- Yacimientos estructurales
- Yacimientos estratigráficos y estructurales.

---

<sup>25</sup> PIRSON, Sylvain J., "OIL RESERVOIR ENGINEERING", Libro ingeniería de Yacimientos, Editorial Mc Graw- Hill Book Company, Inc, New York, 1965. Pág. 19-45.

**2.1.1 Yacimientos estratigráficos.** La formación de la trampa se da como resultado de un proceso de concentración y de repetidas erosiones de sedimentos depositados previamente o de cambios posteriores a la depositación, en este tipo de trampas por lo general se encuentran elementos estructurales, los cuales tienen gran influencia sobre la acumulación, migración y retención de petróleo y gas.

**2.1.2 Yacimientos estructurales.** Son los más comunes en los cuales la trampa se originó por la acción de fuerzas tectónicas en el subsuelo que dieron lugar a la deformación y fracturamiento de los estratos produciendo cambios en el buzamiento, fallamiento y combinación de plegamiento y fallamiento.

**2.1.2.1 Estructuras geológicas.** La formación de las estructuras geológicas depende de diferentes factores como el tipo de roca, la presión de confinamiento, la tasa de aplicación de cargas, los fluidos intergranulares, entre otros. De forma general, los esfuerzos tectónicos producen cambios en la forma física y/o estructural de los estratos del subsuelo y dependiendo de la dirección de esfuerzo, la plasticidad y ruptura de las rocas se generan estructuras como: pliegues, fallas, discontinuidades, etc<sup>26</sup>.

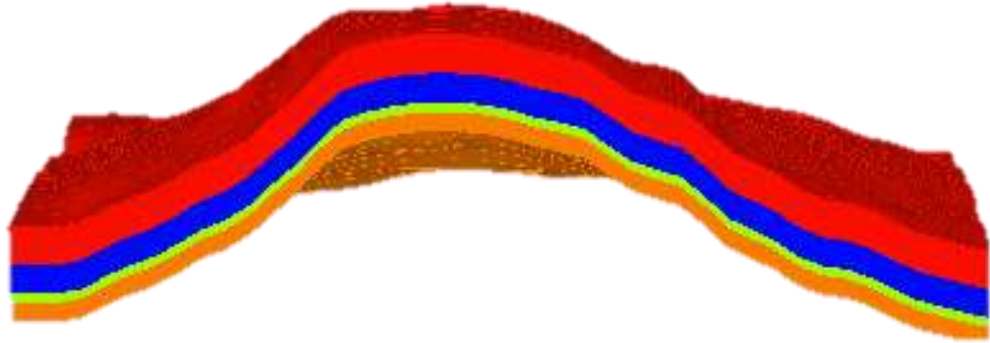
- **Pliegues:** Son estructuras curvas que suelen formarse en zonas del subsuelo que se encuentran a altas presiones y temperaturas, a gran profundidad las rocas se comportan dúctilmente dando lugar a pliegues de diferentes tipos como anticlinales y sinclinales.

En los anticlinales las capas se curvan inicialmente hacia arriba, de tal manera que, las capas más antiguas ocupan el centro de la estructura, Figura 5.

---

<sup>26</sup> PIRSON, Sylvain J., "OIL RESERVOIR ENGINEERING", Libro ingeniería de Yacimientos, Editorial Mc Graw- Hill Book Company, Inc, New York, 1965. Pág. 19-45.

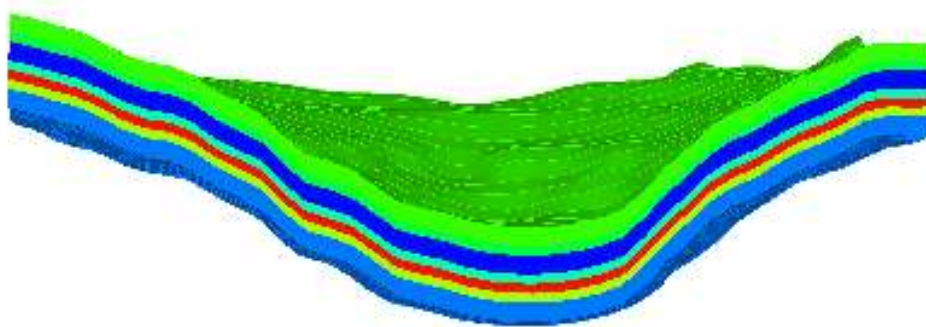
**Figura 5.** Diagrama de un pliegue de tipo anticlinal



**Fuente:** Modificado Computer Modeling Group LTD.

Por el contrario, en los sinclinales las capas se curvan inicialmente hacia abajo, de tal manera que al observar la secuencia de capas en el centro se encuentran las más recientes. Figura 6.

**Figura 6.** Diagrama de pliegue de tipo sinclinal



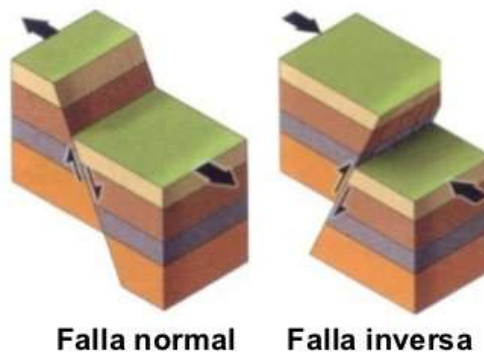
**Fuente:** Modificado Computer Modeling Group LTD.

- **Fallas:** Son fracturas de la corteza terrestre a lo largo de las cuales se producen importantes deslizamientos relativos. La magnitud de estos deslizamientos puede ser de algunos metros, pero en la medida en que las fallas son más antiguas, pueden alcanzar varios centenares de metros o incluso kilómetros.

Según la dirección en que se produce este deslizamiento, debido a los esfuerzos tectónicos. Las fallas geológicas se pueden clasificar en: normal, inversa o direccional.

Las fallas normales e inversas son producto de la naturaleza del esfuerzo de corte al cual son sometidos los estratos, tensión (falla normal) y compresión (falla inversa), en la figura 7 se puede observar estos tipos de fallas.

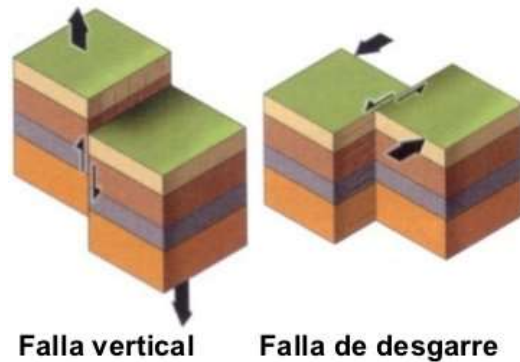
**Figura 7.** Diagrama de formación de fallas con respecto a los esfuerzos de tensión y compresión.



**Fuente:** IMAGINEXIA. Fallas geológicas. [En línea] << <http://www.imagexia.com/fallas/fallas-geologicas-tipos/>>> [citado 25 de Septiembre de 2016]

Cuando el esfuerzo al que están sometidos los estratos es de cizalla se da lugar a fallas de tipo direccional, las cuales pueden ser de desgarre o verticales. Figura 8.

**Figura 8.** Diagrama de formación de fallas con respecto a los esfuerzos de cizalla.



**Fuente:** IMAGINEXIA. Fallas geológicas. [En línea] << <http://www.imagexia.com/fallas/fallas-geologicas-tipos/>>> [citado 25 de Septiembre de 2016]

**2.1.3 Yacimientos estratigráficos y estructurales.** Son yacimientos en donde la estructura favorece en forma igual a las características estratigráficas y litológicas para el control de acumulación, migración y retención del petróleo y gas.

## **2.2 DISTRIBUCIÓN DE LA PERMEABILIDAD Y POROSIDAD EN YACIMENTOS HETEROGÉNEOS**

Por medio de análisis estadísticos de los datos de variables petrofísicas como la porosidad y permeabilidad, es posible caracterizar su distribución a lo largo de la extensión de un yacimiento, lo cual facilita información importante para la predicción de dichas variables en zonas no perforadas.

De forma general, la permeabilidad y porosidad de un yacimiento varían vertical y arealmente. Por medio de corazonamientos de roca de la formación productora en un pozo determinado, es posible medir estas variables petrofísicas en laboratorio, las mediciones se realizan sobre muestras de aproximadamente 4 cm de largo,

extraídas a intervalos regulares; una o dos por pie (3 a 6 por metro), si se corazonaran todos los pozos de un campo, la cantidad total de muestras sería muy grande, ya que cada muestra tiene distinta porosidad y permeabilidad, el conjunto de todas ellas suministra una cantidad apreciable de datos, que en estadística se denominan observaciones<sup>27</sup>.

En las tablas 1 y 2 se presentan resultados de medición de variables petrofísicas para un caso de estudio:

**Tabla 1.** Mediciones de porosidad de diferentes pozos a diferentes profundidades.

MEDICIONES DE POROSIDAD					
Profundidad (ft)	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5
	$\Phi$ (%)	$\Phi$ (%)	$\Phi$ (%)	$\Phi$ (%)	$\Phi$ (%)
8311	8,2	6,3	12,4	6,8	10,8
8312	14,9	8,4	15,6	8,6	16,1
8313	15	15,2	13	14,4	9
8314	6,2	10,9	10,2	11,8	7,9
8315	11,1	13	11,1	9,8	11,1
8316	12,8	10,4	11,9	12,9	13,1
8317	11,1	8,4	9,1	11,7	9,2
8318	16,5	5,8	17,5	6,9	14,1
8319	8,1	6,1	9,4	7,9	16,2
8320	10,7	13,8	13,8	12,6	4,5

**Fuente:** Modificado de BIDNER, Mirtha, "PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS EN RESERVORIOS DE PETRÓLEO".

<sup>27</sup> BIDNER, Mirtha, "PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS EN RESERVORIOS DE PETRÓLEO", Libro Universidad de Buenos Aires, Primera Edición, Argentina, 2001. Pág. 95-120.

**Tabla 2:** Mediciones de permeabilidad de diferentes pozos a diferentes profundidades.

Profundidad (ft)	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5
	K (mD)	K (mD)	K (mD)	K (mD)	K (mD)
<b>8311</b>	0,7	0,1	150,2	0,1	66,2
<b>8312</b>	150	3,2	940	2,2	737
<b>8313</b>	89	833,4	19,4	55,6	2,2
<b>8314</b>	0,1	45,4	4,2	54,1	1,6
<b>8315</b>	56,2	18,2	24,5	5,4	66,7
<b>8316</b>	10,2	11,4	68,4	13,5	326,1
<b>8317</b>	15,2	2,5	0,5	21,2	2,6
<b>8318</b>	95,2	0,1	840,4	0,4	93,6
<b>8319</b>	0,7	0,5	6,2	0,6	945,5
<b>8320</b>	16,5	97,4	21,8	94,8	0,1

**Fuente:** Modificado de BIDNER, Mirtha, "PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS EN RESERVORIOS DE PETRÓLEO".

Las mediciones representadas en la tabla se reportan usualmente como un valor único, para ello se recurre a un promedio. Existen varias definiciones: media aritmética, media armónica y media geométrica.

- Media aritmética

$$\bar{x} = \sum_{i=1}^N \frac{x_i}{N} \quad (1)$$

- Media armónica

$$\frac{N}{\bar{x}_h} = \sum_{i=1}^N \frac{1}{x_i} \quad (2)$$

- Media geométrica

$$\log \bar{x}_g = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \log x_i \quad (3)$$

De la tabla 1 se obtienen los valores de los tres diferentes promedios de cada propiedad:

$$\bar{k} = 120,2 \text{ mD} \quad \bar{\phi} = 11,0 \%$$

$$\bar{k}_h = 0,8 \text{ mD} \quad \bar{\phi}_h = 10,0 \%$$

$$\bar{k}_g = 11,9 \text{ mD} \quad \bar{\phi}_g = 10,6 \%$$

Los tres valores promedio de porosidad son similares, es decir la dispersión entre ellos es baja, por otro lado, los valores promedio de permeabilidad son muy diferentes entre ellos lo que se traduce en una alta dispersión. Este es el comportamiento típico de un yacimiento de petróleo.

**Tabla 3:** Intervalos de frecuencia y número de observaciones de las propiedades petrofísicas del ejemplo de estudio.

Fuente: Modificado de BIDNER, Mirtha, "PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS EN

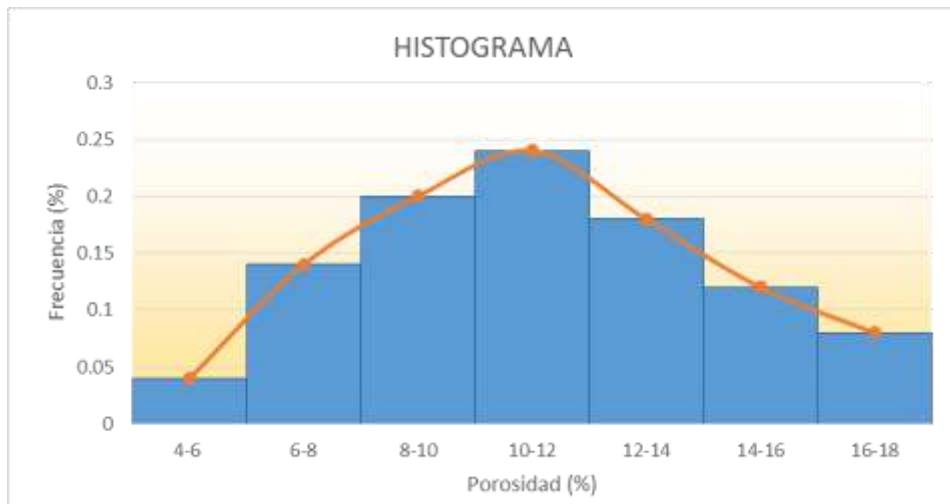
TABLA DE FRECUENCIA					
Porosidad			Permeabilidad		
Intervalo (%)	Frecuencia	Frecuencia Relativa	Intervalo (mD)	Frecuencia	Frecuencia Relativa
4-6	2	0,04	0.1 - 135	42	0,84
6-8	7	0,14	135 - 270	2	0,04
8-10	10	0,2	270 - 405	1	0,02
10-12	12	0,24	405 - 540	0	0
12-14	9	0,18	540 - 675	0	0
14-16	6	0,12	675 - 810	1	0,02
16-18	4	0,08	810 - 945.5	4	0,08
<b>Total:</b>	50	1	<b>Total:</b>	50	1

RESERVORIOS DE PETRÓLEO".

En la tabla 3 se muestra la agrupación de los datos en intervalos asociando a cada uno de ellos el número de observaciones (frecuencia absoluta) y la frecuencia relativa, la cual se define como la probabilidad de ocurrencia de los valores en dicho intervalo.

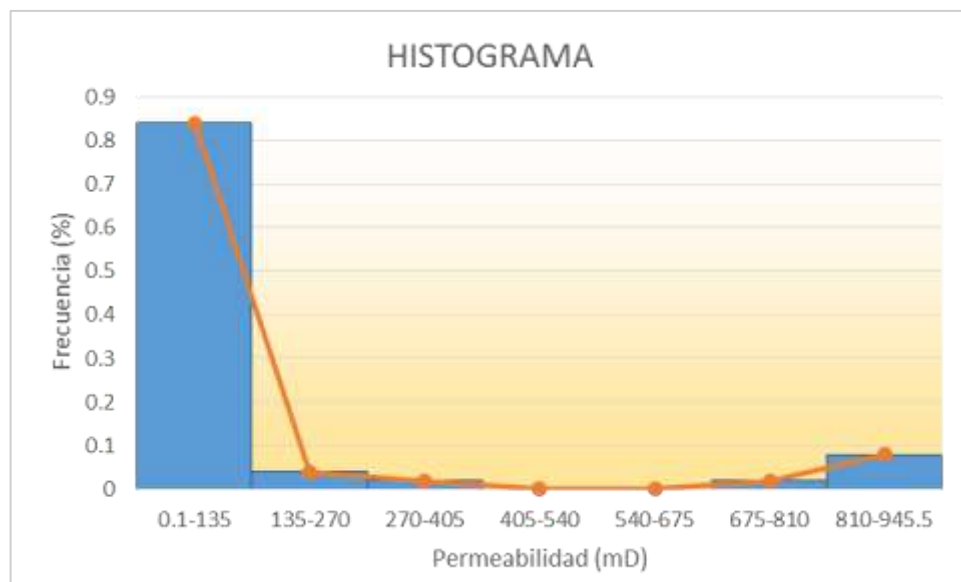
A partir de la tabla de frecuencias se grafican los intervalos de variación contra la frecuencia relativa, esta grafica se denomina histograma de frecuencia y a partir de este se puede determinar la dispersión de la propiedad a evaluar, tal como se observa en la figura 9 y 10.

**Figura 9.** Histograma de porosidad obtenido de la tabla de frecuencia del ejemplo de estudio.



**Fuente:** Modificado de BIDNER, Mirtha, "PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS EN RESERVORIOS DE PETRÓLEO".

**Figura 10.** Histograma de permeabilidad obtenido de la tabla de frecuencia del ejemplo de estudio.

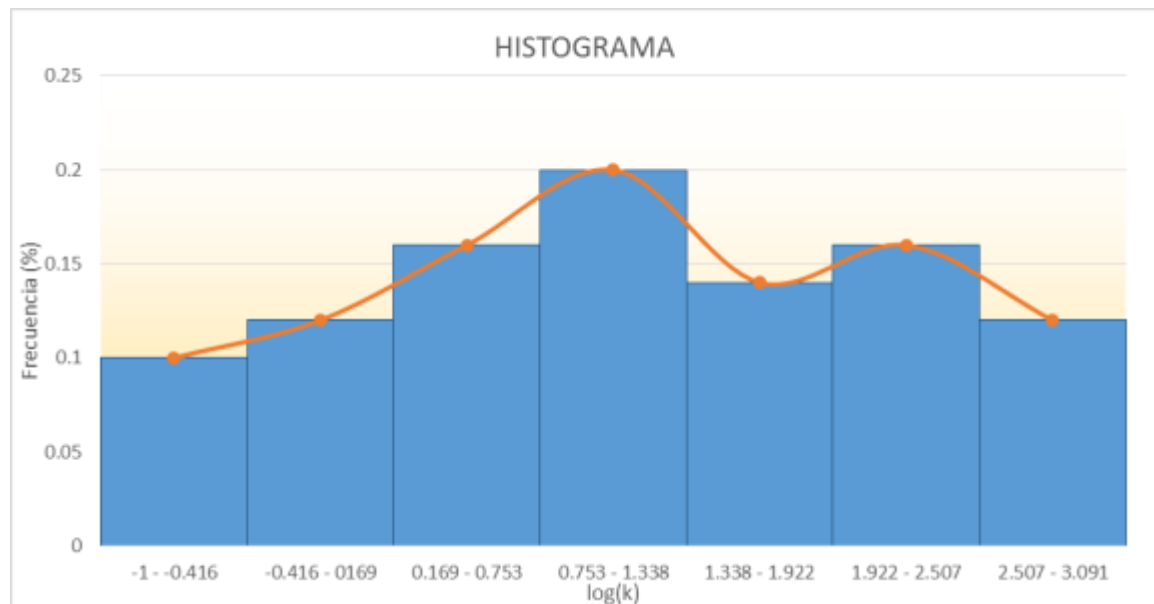


**Fuente:** Modificado de BIDNER, Mirtha, "PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS EN RESERVORIOS DE PETRÓLEO".

En la figura 9 se puede observar que los valores de media, mediana y moda correspondientes a la distribución de porosidades tienden a un único valor, lo que

indica que la porosidad corresponde a una distribución normal (campana de Gauss). Por otra parte en la figura 10 la mediana, la moda y la media de la distribución de las permeabilidades son muy distintas, lo cual no corresponde a un comportamiento normal, para obtenerlo es necesario aplicar logaritmo a las observaciones realizadas, es decir la permeabilidad corresponde a una distribución Log-normal, como se observa en la figura 11.

**Figura 11.** Histograma de permeabilidad en escala Log-normal obtenido de la tabla de frecuencia del ejemplo de estudio.



**Fuente:** Modificado de BIDNER, Mirtha, "PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS EN RESERVORIOS DE PETRÓLEO".

**Tabla 4:** Tabla de frecuencia de la permeabilidad en escala Log-normal.

**TABLA DE FRECUENCIA**

Log (K)		
Intervalo	Frecuencia	Frec. Relativa
-1 - -0.416	5	0.1
-0.416 - 0.169	6	0.12
0.169 - 0.753	8	0.16
0.753 - 1.338	10	0.2
1.338 - 1.922	7	0.14
1.922 - 2.507	8	0.16
2.507 - 3.091	6	0.12
Total:	50	1

**Fuente:** Modificado de BIDNER, Mirtha, "PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS EN RESERVORIOS DE PETRÓLEO".

## 2.3 RELACIÓN DE PERMEABILIDAD – POROSIDAD

**2.3.1 Modelos petrofísicos.** En general, estas ecuaciones hacen uso de la información disponible en campo como la porosidad para derivar un perfil de permeabilidad en las ubicaciones de los pozos.

### 2.3.1.1 Ecuación de Karman-Kozeny<sup>28</sup>

De acuerdo a la Ley de Hagen-Poiseuille:

$$q = \left( \frac{n\pi r^4}{8\mu} \right) \frac{\Delta P}{L} \quad (4)$$

Donde  $n$  es el número de tubos.

---

<sup>28</sup> ESCOBAR, Freddy, "FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS", Libro Editorial Universidad Surcolombiana, Primera Edición, 2007. Pag. 133-137.

La ley de Darcy para flujo lineal es:

$$q = \left(\frac{kA}{\mu}\right) \frac{\Delta P}{L} \quad (5)$$

Igualando la ley de Poiseuille (4) y la ley de Darcy (5) se obtiene:

$$k = \frac{n\pi r^4}{8A} \quad (6)$$

La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total, es decir:

$$\phi = \frac{Vp}{Vt} = \frac{n\pi r^2 L}{AL} \quad (7)$$

Reemplazando la ecuación (7) en la ecuación (6) se obtiene:

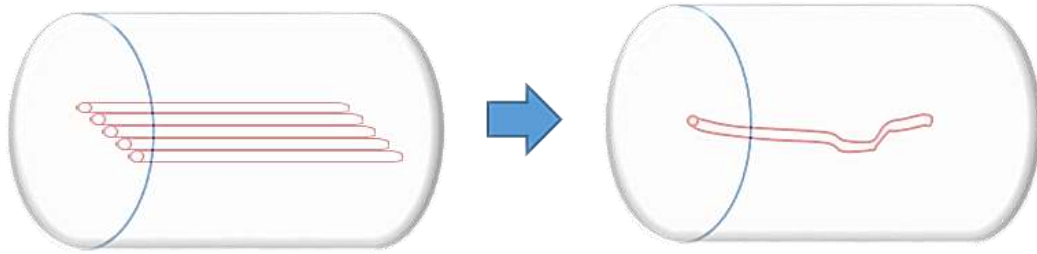
$$k = \frac{r^2 \phi}{8} \quad (8)$$

La ecuación (8) es denominada Ecuación genérica de Kozeny.

Más tarde, Karman introdujo el concepto de tortuosidad. En la figura 12, todos los tubos tienen el mismo radio,  $r$ . La tortuosidad,  $\tau$  expresa la relación entre el largo del capilar y el largo de un camino:

$$r = \left(\frac{L_h}{L}\right)^2 \quad (9)$$

**Figura 12.** Comparación de un sistema tortuoso con un sistema de tubos capilares



**Fuente:** Modificado de: ESCOBAR, Freddy, “FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS”

La ecuación de Poiseuille para modelo de tubo capilar tortuoso es entonces:

$$q = \left( \frac{n\pi r^4}{8\mu} \right) \frac{\Delta P}{L\sqrt{\tau}} \quad (10)$$

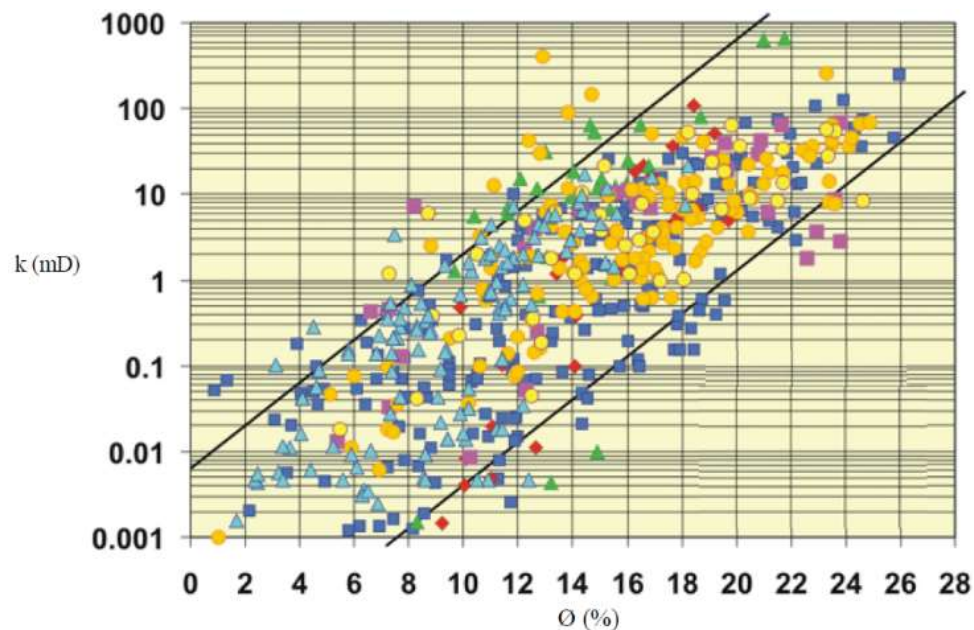
Igualando la ecuación de Darcy (5) y la ecuación de Poiseuille para modelo de tubo capilar tortuoso, se obtiene:

$$k = \left( \frac{r_p^2}{8\tau} \right) \phi \quad (11)$$

### 2.3.2 Modelos basados en registros de pozos

**2.3.2.1 Regresión Lineal.** Para encontrar una ecuación matemática que describa el comportamiento de la permeabilidad como una función de la porosidad es necesario generar una gráfica permeabilidad – porosidad en escala log-normal que permita ilustrar su tendencia, como la que se muestra en la Figura 13.

**Figura 13.** Cross – plot de porosidad y permeabilidad de la cuenca del Misisipi.



**Fuente:** Modificado de: Aplicación de las t-cómulas a la modelación estocástica conjunta de porosidad-permeabilidad en 3D restringida por pruebas de presión – Instituto Mexicano del Petróleo.

A partir de esta grafica se realiza una regresión lineal a la nube de puntos con el fin de obtener dicha tendencia, representada en una ecuación, la cual tiene la siguiente forma:

$$\mathbf{Log\ } k = a * \phi + b \quad (12)$$

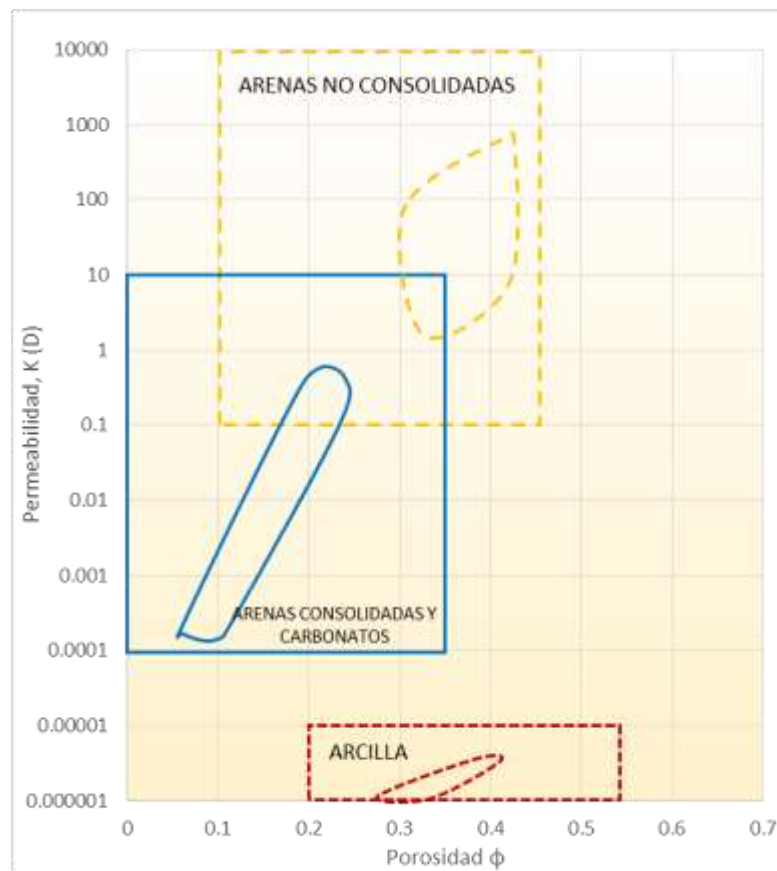
De forma general, en una gráfica log K vs  $\Phi$  asociada a carbonatos y areniscas consolidadas, usualmente se obtiene un comportamiento lineal, en donde la pendiente, el intersepto y el grado de dispersión de puntos varían de formación a formación, estas variaciones son atribuidas a que se presentan diferencias en el tamaño de grano y selección, historia diagenética e historia de compactación. Por otra parte, entre mayor sea la selección de los granos en arenas no consolidadas, se obtendrán mayores valores de permeabilidad y porosidad<sup>29</sup>.

---

<sup>29</sup> PHILLIP H, Nelson, "Permeability-Porosity Relationships in Sedimentary Rocks", U.S Geological Survey, Denver Colorado, 1994.

Phillip H. Nelson (1994) compara los valores de porosidad y permeabilidad de diferentes campos alrededor del mundo, con diferentes propiedades entre ellos, con el fin de obtener rangos de dispersión típicos para cada formación.

**Figura 14.** Cross – plot de porosidad y permeabilidad



**Fuente:** Modificado de: PHILIP H, Nelson, "Permeability-Porosity Relationships in Sedimentary Rocks", U.S Geological Survey, Denver Colorado, 1994.

### **2.3.3 Modelos basados en el tamaño de grano y la mineralogía de la roca**

- Ecuación de Kumbrein-Monk (1943)
- Modelo de Berg (1970)
- Modelo de Van Baaren (1979)
- Modelo mineralógico (1987)

### **2.3.4 Modelos basados en el área superficial y la saturación de agua**

- Grafica de Granberry-Keelan
- Modelo de Timur
- Ecuación de Coates-Denoo
- Ecuación de Morris-Biggs

### 3. DISEÑO EXPERIMENTAL

En el presente trabajo se pretende estudiar la etapa de ignición de un proceso de Combustión *in situ*, teniendo en cuenta como se ve afectada por las heterogeneidades a escala microscópica presentes en un yacimiento, es decir, las variaciones y distribuciones de permeabilidad y porosidad que pueden tener lugar en las cercanías del pozo inyector para un fluido específico.

Para la evaluación del proceso se escogieron dos variables objetivo que van a ser medidas y analizadas para cada uno de los escenarios que se propondrán en el diseño experimental; ellas son:

- Tiempo de Ignición
- Radio de Ignición

#### 3.1 ELECCIÓN DE FACTORES

Sarathi<sup>30</sup> establece diferentes parámetros de carácter geológico que pueden afectar directamente la eficiencia de un proceso de Combustión *in situ*, tales como: el grado y extensión de la continuidad lateral y vertical, la profundidad, el espesor, la actitud estructural y el buzamiento, la continuidad del overburden, las heterogeneidades del yacimiento, la presencia de capa de gas y de acuífero.

En cuanto a las heterogeneidades del yacimiento a escala macroscópica se destacan las barreras de permeabilidad evidenciadas a través de fallas interconectadas, fracturas naturales, zonas ladronas de alta permeabilidad, permeabilidad direccional entre otras.

---

<sup>30</sup> SARATHI S. Partha. *In situ* Combustion Handbook, principles and practices. BDM Petroleum Technologies. Oklahoma. January 1999. Pag. 137

A escala microscópica se destacan las distribuciones de porosidad y permeabilidad que pueden determinar el grado de heterogeneidad a partir de la variación de estas propiedades a lo largo de la extensión de todo el yacimiento.

Algunos de estos parámetros pueden influenciar la etapa de ignición o simplemente no tener una relevancia importante en ella. Este es el objeto de estudio, evaluar cómo parámetros que se consideran críticos para el proceso en general pueden afectar el inicio y la ocurrencia o no ocurrencia de la ignición.

Para el caso de estudio se tendrán en cuenta heterogeneidades que pueden generar un efecto en el movimiento del aire al inicio de un proceso de combustión *in situ*, tales como: permeabilidad direccional y distribuciones de porosidad y permeabilidad a lo largo de un yacimiento.

**3.1.1 Distribuciones de Porosidad y Permeabilidad.** Diversos estudios y pilotos exitosos de Combustión *in situ* determinan que propiedades de la roca tales como porosidad y permeabilidad tienen una influencia directa en el proceso en general.

En cuanto a la permeabilidad se dice que tiene poco efecto en la técnica y que el único requisito es que sea lo suficientemente alta para permitir la inyección de aire a una presión compatible con el overburden a un costo razonable de compresión<sup>31</sup>.

En términos de porosidad, es recomendable que sea alta, ya que está directamente relacionada con la cantidad de hidrocarburo que puede almacenar la roca.

---

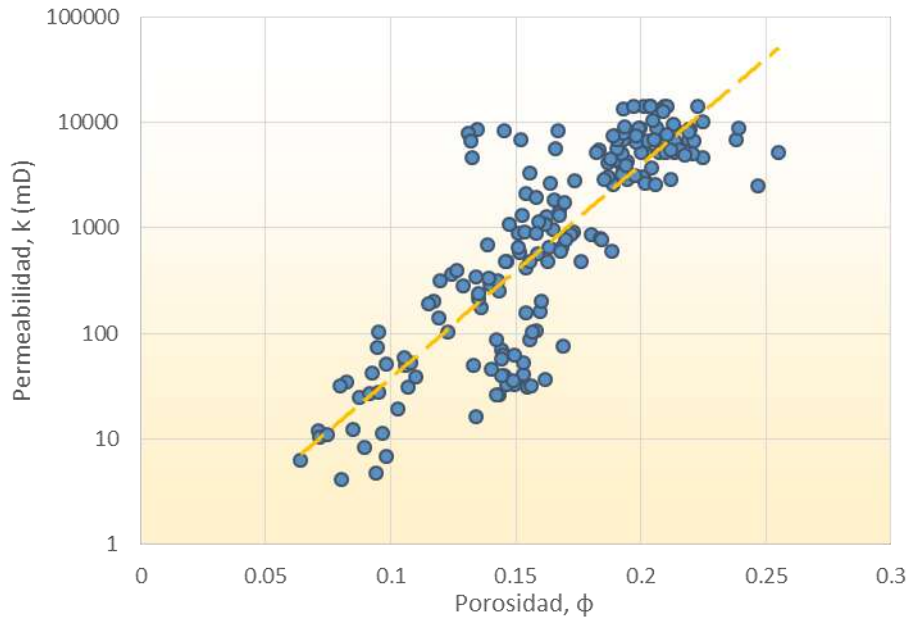
<sup>31</sup> SARATHI S. Partha. *In situ* Combustion Handbook, principles and practices. BDM Petroleum Technologies. Oklahoma. January 1999. Pag. 139.

La permeabilidad y la porosidad han sido evaluadas principalmente como valores promedio a lo largo de la extensión de un yacimiento candidato a combustión *in situ* y no se han tenido en cuenta las distribuciones areales y verticales que pueden presentarse en un escenario real a escala de campo. Pueden existir sectores donde los valores que tomen estas propiedades sean favorables para el proceso y en zonas cercanas tomen valores que lo hagan inviable, es por esto que la evaluación conjunta de estas propiedades y la distribución de ellas a lo largo de todo el yacimiento representan un estudio importante de la técnica y más específicamente de la etapa de ignición.

Para el desarrollo de este trabajo y la evaluación de las variables objetivo se va a tomar la permeabilidad como un parámetro crítico en el movimiento del aire al inicio de un proceso de combustión *in situ*, el manejo de la porosidad se realizará a partir del planteamiento de una relación permeabilidad-porosidad para un yacimiento candidato a la técnica.

**3.1.1.1 Relación de Permeabilidad y Porosidad.** Para plantear esta relación se utilizó un modelo precargado en PETREL y visualizado a partir de la herramienta BUILDER de CMG LTD de un yacimiento candidato a la aplicación de la técnica de combustión *in situ*, se tomaron datos de permeabilidad y porosidad por celda para construir un *cross-plot* y generar una regresión lineal que representara el comportamiento de la nube de puntos, tal y como se muestra en la figura 15.

**Figura 15.** Cross.plot generado de un yacimiento candidato a *combustión in situ*.



$$K = 0,366e^{46,418 \Phi} \quad (13)$$

Al linealizar la ecuación (13) se obtiene:

$$\text{Log } K = 20,159 \Phi - 0,4360 \quad (14)$$

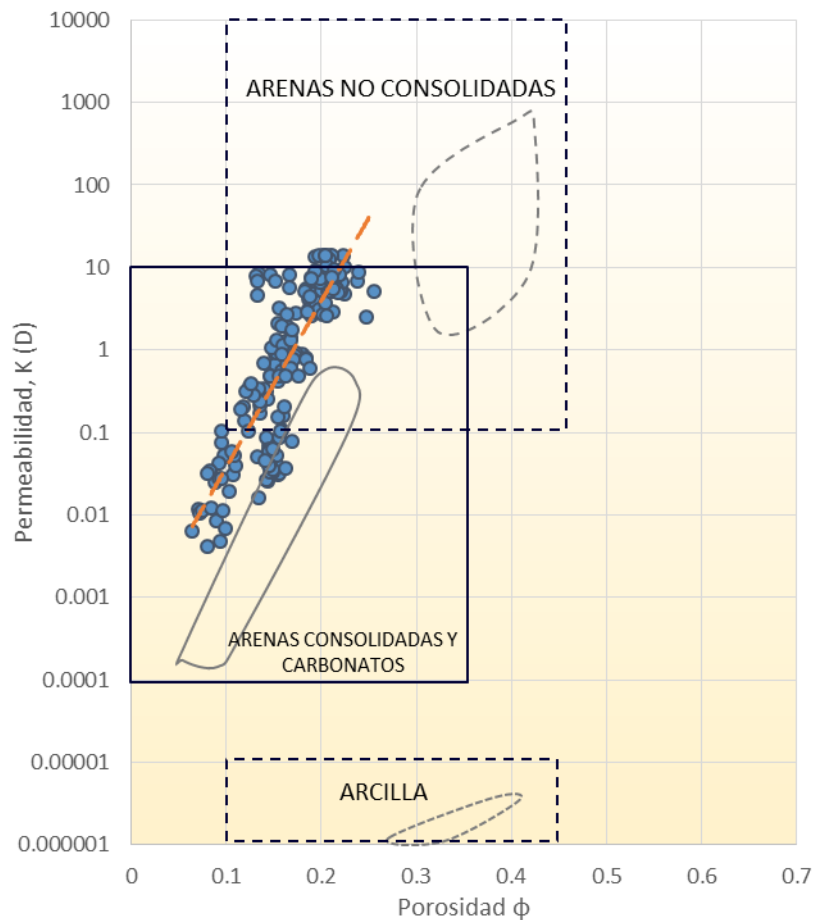
Para validar que la relación estuviera en un rango lógico de variación de estas dos propiedades en la roca del yacimiento evaluado se utilizó el *cross-plot* de permeabilidad y porosidad planteado por Phillip Nelson (1994)<sup>32</sup> el cual agrupa los valores de la nube de puntos de acuerdo a las características de la formación que se estuviera graficando, es decir generó rangos de dispersión típica para yacimientos de arenas consolidadas, carbonatos, arenas no consolidadas y arcillas. Para este caso se trabajó con un yacimiento de arenas consolidadas que tiene un

---

<sup>32</sup> PHILLIP H, Nelson, "Permeability-Porosity Relationships in Sedimentary Rocks", U.S Geological Survey, Denver Colorado, 1994.

buen ajuste en el *cross-plot* antes mencionado como se muestra en la figura 16, por lo cual se concluye que la relación generada se ajusta a las características del yacimiento candidato utilizado para el caso de estudio.

**Figura 16.** Verificación del ajuste de la nube de puntos generada según las características de la formación.



Según lo anteriormente planteado los factores estarán entonces definidos por cuatro casos de variaciones de permeabilidad en un yacimiento estratificado y distribuciones de esta propiedad a lo largo de la extensión de todo el yacimiento, así:

**Tabla 5:** Definición de factores del diseño experimental planteado.

<b>FACTORES</b>	
<b>Casos de variación de Permeabilidad</b>	
<b>Yacimientos estratificados</b>	Ascendente
	Descendente
	Aleatorio
<b>Distribución</b>	Randómica respetando una distribución log-normal

### 3.2 ELECCIÓN DE NIVELES

Para evaluar la influencia de los factores en la variación de cada una de las variables objetivo se escogieron y determinaron la cantidad de niveles óptimos que deberían tener cada uno.

Para definir los niveles de heterogeneidad a ser utilizados para el análisis de la influencia de esta propiedad sobre la etapa de ignición se basó en el coeficiente de variación de la permeabilidad cómo lo definió Dykstra Parson en 1950 que estadísticamente está relacionado como el cociente entre la desviación estándar y el valor medio de los datos (Coeficiente de Variación CV)<sup>33</sup>, éste toma valores de 0 a 1, siendo 0 un yacimiento homogéneo y 1 un yacimiento totalmente heterogéneo.

Según la tabla 6 se van a utilizar tres niveles de variación de la permeabilidad definidos a partir de los rangos de heterogeneidad del coeficiente de Dykstra Parson mencionados anteriormente, estos fueron seleccionados teniendo en cuenta que los valores máximos y mínimos debían corresponder a rangos lógicos de permeabilidad establecidos en la literatura.

---

<sup>33</sup> Libro de Petrobrás

**Tabla 6.** Definición de niveles para la evaluación de la influencia de la permeabilidad en las variables objetivo.

Valor medio de K, mD	Grado de Heterogenidad	Coficiente de Dykstra Parson, CV
4000	Baja	0.4
	Media	0.63
	Alta	0.76

Por otro lado en la literatura se encontró información sobre las propiedades petrofísicas de un yacimiento colombiano candidato a Combustión *in situ*, con propiedades similares al caso base de estudio y utilizado para analizar específicamente la etapa de ignición, por esta razón se decide utilizar el valor medio de permeabilidad consignado en dicha referencia<sup>34</sup>.

### 3.3 DISEÑO EXPERIMENTAL PLANTEADO

Basados en la definición de las variables a tener en cuenta en el caso de estudio y el tratamiento realizado a cada una de ellas se planteó un diseño experimental de tipo m\*n compuesto por la evaluación de dos variables objetivo a partir de la variación de 4 factores, así:

**Variables objetivo:** Tiempo y radio de ignición

**Variables independientes o factores:**

- Yacimiento estratificado con variación ascendente de la permeabilidad
- Yacimiento estratificado con variación descendente de la permeabilidad

---

<sup>34</sup> BOTTIA H., AGUILLON M., LIZCANO H., et al., "Numerical Modeling on in-situ combustion process in the Chichimene field: Ignition stage" Journal of Petroleum Science and Engineering, Bucaramanga, 2017.

- Yacimiento estratificado con variación aleatoria de la permeabilidad
- Disposición randómica de la permeabilidad respetando una distribución Log-normal

**Niveles de variación de los factores:**

**Tabla 7.** Definición de factores y niveles de variación del diseño experimental planteado.

Factores		Niveles de variación		CV
<b>Yacimientos estratificados</b>	Ascendente	Grado de heterogeneidad	Baja	0.4
			Media	0.63
			Alta	0.76
	Descendente		Baja	0.4
			Media	0.63
			Alta	0.76
	Aleatorio		Baja	0.4
			Media	0.63
			Alta	0.76
<b>Distribución</b>	Randómica respetando una distribución log-normal	Baja	0.4	
		Media	0.63	
		Alta	0.76	

De este modo, se obtuvieron cuatro factores asociados a la variación de permeabilidad compuesto por tres niveles cada uno, dando así como resultado un diseño experimental de 4\*3. Es decir, para la evaluación de la etapa de ignición a partir del diseño experimental propuesto se deben realizar 12 experimentos.

## 4. MODELO BASE DE SIMULACIÓN

En el desarrollo del modelo base de simulación numérica de la etapa de ignición se utilizó la herramienta STARS de la compañía CMG LTD. que cuenta con un módulo de construcción y edición de yacimientos que permite ajustar condiciones específicas necesarias para evaluar el caso de estudio, para este fin, se basó en la literatura y trabajos de simulación desarrollados previamente en el Grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM).

### 4.1 DIMENSIONAMIENTO DEL MODELO BASE

El modelo planteado busca representar la distribución de la zona de ignición en condiciones inicialmente homogéneas y los fenómenos que se desencadenan en las cercanías del pozo inyector. Se construyó un modelo de geometría cartesiana, en el cual el pozo inyector está ubicado en el centro y con el fin de representar la influencia de los pozos productores se ubicaron cuatro pozos en las esquinas formando un patrón de cinco puntos invertido con un espaciamiento de tan solo 42,22 ft, esto debido a que la zona de ignición es de bajo espesor y tiene lugar en los primeros 30 ft de la cara del pozo inyector según algunos autores en la literatura, es decir, con un tamaño de celda grande no se permite observar su distribución de una manera detallada.

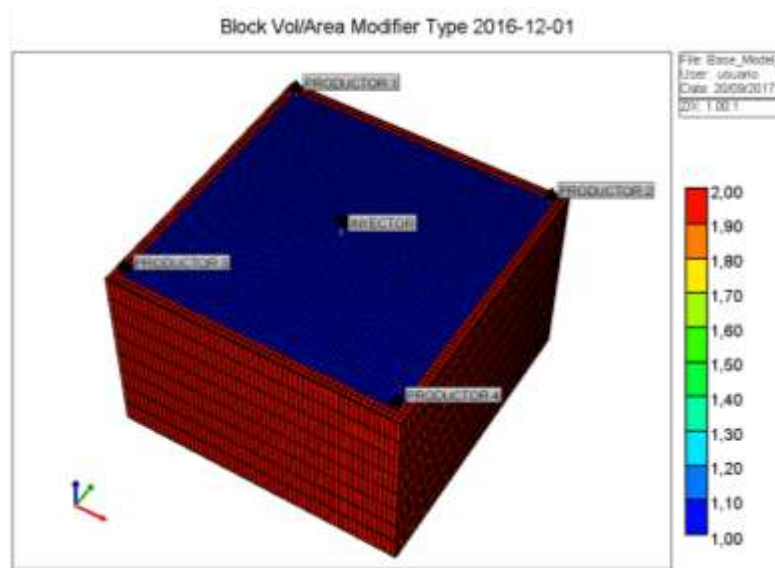
**Tabla 8.** Dimensiones modelo base de ignición.

Dirección	Número De Celdas	Tamaño De Celda (Ft)
<b>i</b>	60	1
<b>j</b>	60	1
<b>k</b>	8	5

El modelo conceptual que se decidió utilizar presentaba problemas de mantenimiento de presión debido a su pequeña dimensión, es decir esta no tenía un comportamiento lógico, fue necesario tener en cuenta un multiplicador de

volumen de 35 veces el valor original de las celdas ubicadas en la parte externa del modelo (figura 17) y ajustar los constrains de producción de los pozos, ya que fueron introducidos como productores en el simulador únicamente para representar el fenómeno de movimiento del crudo hacia ellos por el hecho de que sólo se desea evaluar la etapa de ignición, los caudales de estos pozos no son representativos ni van a ser tenidos en cuenta para el estudio.

**Figura 17.** Celdas afectadas por el multiplicador de volumen



**Fuente:** Computer Modelling Group, LTD.

## 4.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y TÉRMICAS DEL MODELO BASE

Por otro lado, las propiedades básicas del modelo fueron tomadas de la literatura<sup>35</sup> e información proporcionada por el Grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM) correspondientes a datos de un yacimiento candidato a combustión *in situ*

<sup>35</sup> BOTTIA H., AGUILLON M., LIZCANO H., et al., "Numerical Modeling on in-situ combustion process in the Chichimene field: Ignition stage" Journal of Petroleum Science and Engineering, Bucaramanga, 2017.

que ha sido sometido a pruebas experimentales y un proceso previo de producción primaria suministrando así datos de saturación y presión al inicio del proyecto.

**Tabla 9.** Propiedades básicas del modelo base de simulación.

Propiedad	Valor	Unidades
Profundidad	8000	Ft
Presión	1200	Psi
Temperatura	184	°F
Saturación de Aceite	0.8	-
Saturación de Gas	0	-
Porosidad	0.174	-
Permeabilidad Horizontal	4000	mD
Espesor	40	ft

El proceso a evaluar es de naturaleza térmica debido a que involucra reacciones químicas de combustión, por esta razón es necesario definir las propiedades térmicas de los materiales que se encuentran en el yacimiento, las cuales son utilizadas por el simulador para realizar los balances de energía de las reacciones involucradas en el proceso, éstas fueron proporcionadas por investigaciones desarrolladas por parte del Grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM)<sup>36</sup> y están descritas en la siguiente tabla:

**Tabla 10.** Propiedades Térmicas de la Roca y los Fluidos

Propiedad	Valor	Unidades
Capacidad Calorífica	35	Btu/ft <sup>3</sup> °F
Conductividad térmica de la roca	38	Btu/ft-d-°F
Conductividad térmica fase aceite	1.8	Btu/ft-d-°F
Conductividad térmica fase acuosa	8.6	Btu/ft-d-°F
Conductividad térmica fase gaseosa	0.64	Btu/ft-d-°F

<sup>36</sup> YATTE GARZÓN, Camilo. “Estudio Analítico para determinar la influencia de la tasa de inyección de aire sobre los perfiles de temperatura y los gases de combustión mediante la simulación numérica de una prueba de tubo”. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Bucaramanga. 2011.

### 4.3 MODELO DE FLUIDOS

En el modelamiento numérico se utilizó un fluido candidato a combustión *in situ* a las condiciones de yacimiento propuestas anteriormente y desarrollado a partir de la herramienta WINPROP de CMG LTD. en un trabajo realizado en el Grupo de Investigación Recobro Mejorado de la Universidad Industrial de Santander<sup>37</sup>. El fluido fue ajustado y fraccionado en pseudocomponentes a partir de una prueba PVT de un crudo colombiano candidato con un API de 13° suministrada por Ecopetrol. Los pseudocomponentes, las fracciones y propiedades de cada uno de ellos están consignadas en la siguiente tabla:

**Tabla 11. Composición del crudo por pseudocomponentes**

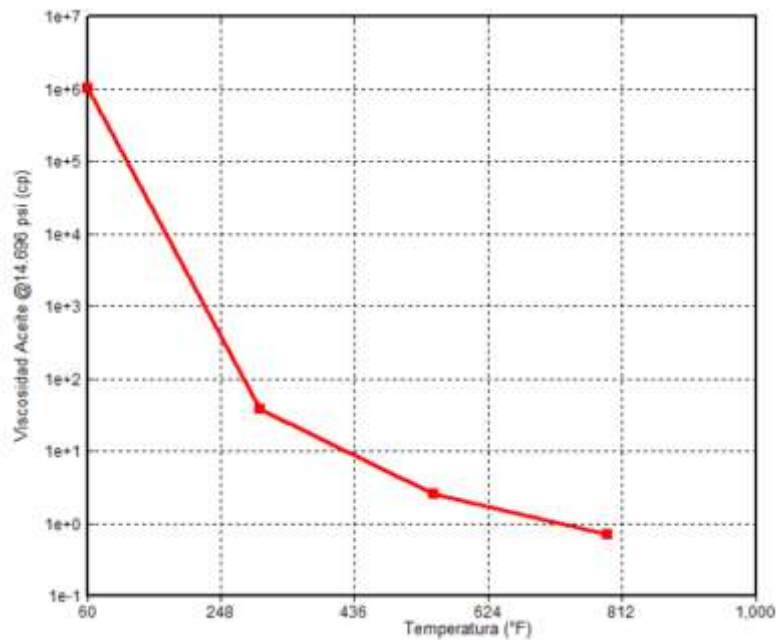
Pseudocomponente	Fracción Molar	Pc [psi]	Tc [°F]	PM [lb/lbmol]
CO <sub>2</sub>	0,0626	1069,87	87,89	44,01
N <sub>2</sub>	0,0099	492,31	-232,51	28,013
CH <sub>4</sub> – NC <sub>4</sub>	0,154	776,52	-11,07	23,348
C <sub>5</sub> – C <sub>19</sub>	0,2638	292,69	783,9	188,514
C <sub>20</sub> – C <sub>36</sub>	0,5097	135,29	1182,74	673,238

**Fuente:** CORE LAB Petroleum Services. “Informe de estudio de fluidos de yacimiento para Ecopetrol, N&R”. Bogotá 2009.

---

<sup>37</sup> MACÍAS VERA, Nadia. PINZÓN DÍAZ, Raúl. “Evaluación de la relación de inyección agua-aire crítica para un proceso de combustión *in situ* húmeda a partir de pruebas de tubo de combustión”. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Bucaramanga. 2015.

**Figura 18.** Comportamiento de la Viscosidad del modelo PVT ajustado



**Fuente:** Computer Modelling Group, LTD.

En la figura 17 se puede observar que el comportamiento de fluido ajustado a partir de la herramienta WINPROP de la compañía CMG, corresponde a un crudo pesado cuyo ajuste de viscosidad se realizó a partir de la prueba PVT suministrada.

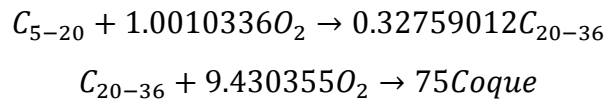
#### 4.4 MODELO DE REACCIONES

En el proceso de combustión *in situ* se desencadenan una serie de reacciones de oxidación, combustión y craqueo que dan lugar a los diferentes mecanismos de recuperación de hidrocarburos. En la etapa de ignición, según Shoepel<sup>38</sup> tienen lugar las reacciones de oxidación a bajas temperaturas (LTO) que son exotérmicas, es decir liberan energía produciendo un aumento en la temperatura en las cercanías del pozo, lo cual permite proporcionar las mejores condiciones para que el frente de

<sup>38</sup> SCHOEPEL, Roger. ERSOY, Denir. Prediction of Spontaneous Ignition in in Situ Combustion. SPE. 1968

combustión se encienda y se propague establemente. Burguer<sup>39</sup> en 1979 estableció que el umbral teórico de temperatura en esta etapa es alrededor de 400 °F si el crudo tiene las propiedades reactivas necesarias para que ocurra una ignición espontánea.

El modelo de reacción utilizado para el ajuste consta de dos reacciones de tipo LTO y tal como lo expuso Razaghi<sup>40</sup> se tuvo en cuenta la formación de combustible en esta etapa, a continuación se presenta el modelo basado en pseudocomponentes para el esquema de ignición espontánea:



Los coeficientes estequiométricos del modelo de reacción fueron ajustados haciendo uso de la herramienta STARS de la compañía CMG mediante prueba y error hasta obtener un error de balance de masa menor a  $1 \cdot 10^{-5}$ .

**Tabla 12.** Parámetros cinéticos utilizados para el ajuste del Modelo Base de Simulación

Parámetro	Reacción 1	Reacción 2
Energía de Activación	20300 Btu/lbmol	20300 Btu/lbmol
Factor de Frecuencia	54400 1/s	5400 1/s
Entalpía de Reacción	600000 <sup>41</sup> Btu/lbmol	600000 Btu/lbmol

<sup>39</sup> BURGER, J. G., "Spontaneous Ignition in Oil Reservoirs", Society of Petroleum Engineers, Vol 16 N°2, Abril de 1976.

<sup>40</sup> RAZAGHI, R. KHARRAT - Feasibility Study of Autoignition Process in Heavy – Oil Reservoirs En Society of Petroleum Engineers, SPE November 2005. Pag. 6

<sup>41</sup> Parámetro Cinético de ajuste para obtener la ignición al tiempo y distancia preestablecidos en la literatura.

En cuanto a los parámetros cinéticos se basó principalmente en los descritos por Yatte<sup>42</sup> y Fajardo<sup>43</sup> en sus trabajos de investigación, los cuales fueron suministrados por Ecopetrol, determinados y ajustados a partir de pruebas experimentales de tipo RTO (*Ramped Temperature Oxidation*). Cabe resaltar que estos parámetros cinéticos fueron ajustados para una mejor representación del modelo a partir del cálculo de tiempo, distancia y distribución de la zona de ignición establecidos en la literatura, el parámetro que se tomó para el ajuste fue la entalpía de la reacción debido a que se desconoce la naturaleza química de los compuestos involucrados, y en esta etapa se dan lugar millones de reacciones, lo que conlleva a una gran incertidumbre en el cálculo de esta variable mediante pruebas de laboratorio.

#### 4.5 INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO

Las curvas de permeabilidad relativa se generaron a partir de los Ends Points haciendo uso de la correlación de Stone y son mostrados en la tabla 13.

**Tabla 13.** Ends Points de las curvas de permeabilidad relativa

Propiedad	Valor
Saturación de agua connata (SWCON)	0.14
Saturación de agua crítica (SWCRIT)	0.14
Saturación de aceite irreducible (SOIRW) (Agua-Aceite)	0.2
Saturación de aceite residual (SORW) (Agua-Aceite)	0.2
Saturación de aceite irreducible (SOIRG) (Gas-Líquido)	0.15
Saturación de aceite residual (SORG) (Gas-Líquido)	0.15
Saturación de gas connato (SGCON)	0.05
Saturación de gas crítica (SGCRIT)	0.05
Permeabilidad relativa del aceite en agua connata (KROCW)	0.6

<sup>42</sup> YATTE GARZÓN, Camilo. "Estudio Analítico para determinar la influencia de la tasa de inyección de aire sobre los perfiles de temperatura y los gases de combustión mediante la simulación numérica de una prueba de tubo". Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Bucaramanga. 2011

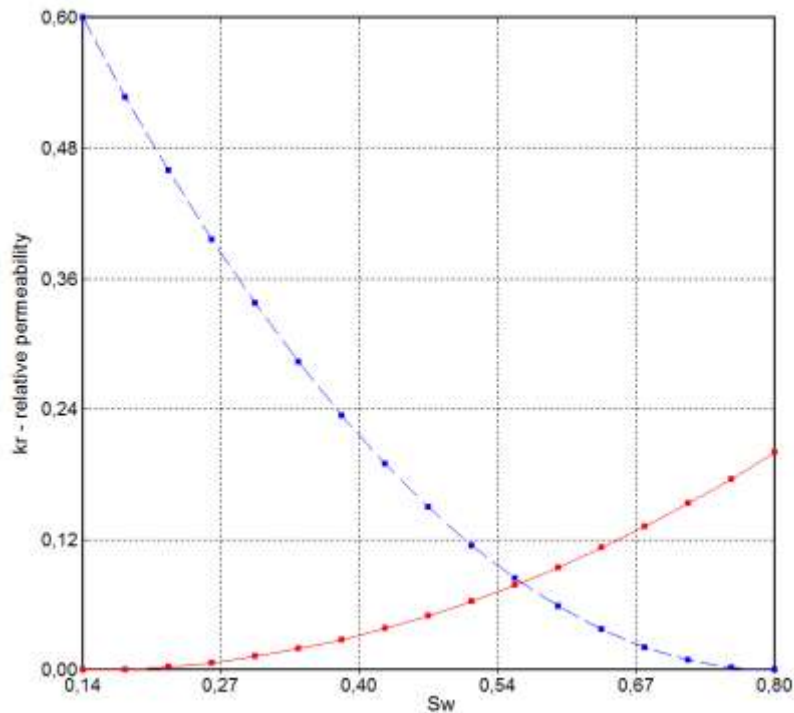
<sup>43</sup> FAJARDO, J.F." Determinación del mecanismo de ignición en procesos de combustión in situ mediante análisis de variables termodinámicas en sistemas roca-fluido". Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. 2016.

Propiedad	Valor
Permeabilidad relativa al agua en aceite irreducible (KRWIRO)	0.2
Permeabilidad relativa al gas en líquido connato (KRGCL)	0.2
Coficiente de cálculo para correlación	2

**Fuente:** YATTE GARZÓN, Fabián Camilo, “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”

A partir de los datos anteriores y la correlación utilizada por el simulador fue posible obtener el comportamiento del fluido en cuanto a la interacción con la roca. La curva de permeabilidad relativa generada está representada en la figura 19.

**Figura 19.** Curvas de Permeabilidad Relativa



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

#### 4.6 CALENDARIO DE EVALUACIÓN DEL MODELO

El modelo se evaluó durante 90 días, sin embargo las fechas fueron discretizadas con el fin de observar con mayor detalle el proceso de ignición, el cual se da a pocos días de iniciada la inyección de aire. Durante los primeros ocho días el modelo fue evaluado cada hora, los veintidós días siguientes fueron evaluados a diario, completando así el primer mes, por último los dos meses siguientes fueron evaluados a un espaciamiento de 5 días.

**Tabla 14.** Calendario de evaluación del modelo base de ignición espontánea.

Días totales de evaluación	Tiempo de evaluación	Discretización
90	8 días	Evaluados cada hora
	22 días	Evaluados cada día
	60 días	Evaluados cada 5 días

#### 4.7 AJUSTE DEL MODELO BASE DE IGNICIÓN ESPONTÁNEA IDEAL

Para realizar el ajuste del modelo base de ignición espontánea, se tuvieron en cuenta los datos reportados en la literatura en los trabajos de investigación de Fajardo<sup>44</sup> y Bottia *et al*<sup>45</sup>, correspondientes a tiempo y distancia de ignición.

<sup>44</sup> FAJARDO, J.F." Determinación del mecanismo de ignición en procesos de combustión in situ mediante análisis de variables termodinámicas en sistemas roca-fluido". Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. 2016.

<sup>45</sup> BOTTIA H., AGUILLON M., LIZCANO H., et al., "Numerical Modeling on in-situ combustion process in the Chichimene field: Ignition stage" Journal of Petroleum Science and Engineering, Bucaramanga, 2017.

**Tabla 15.** Valores estimados de tiempo y radio de ignición reportados en la literatura.

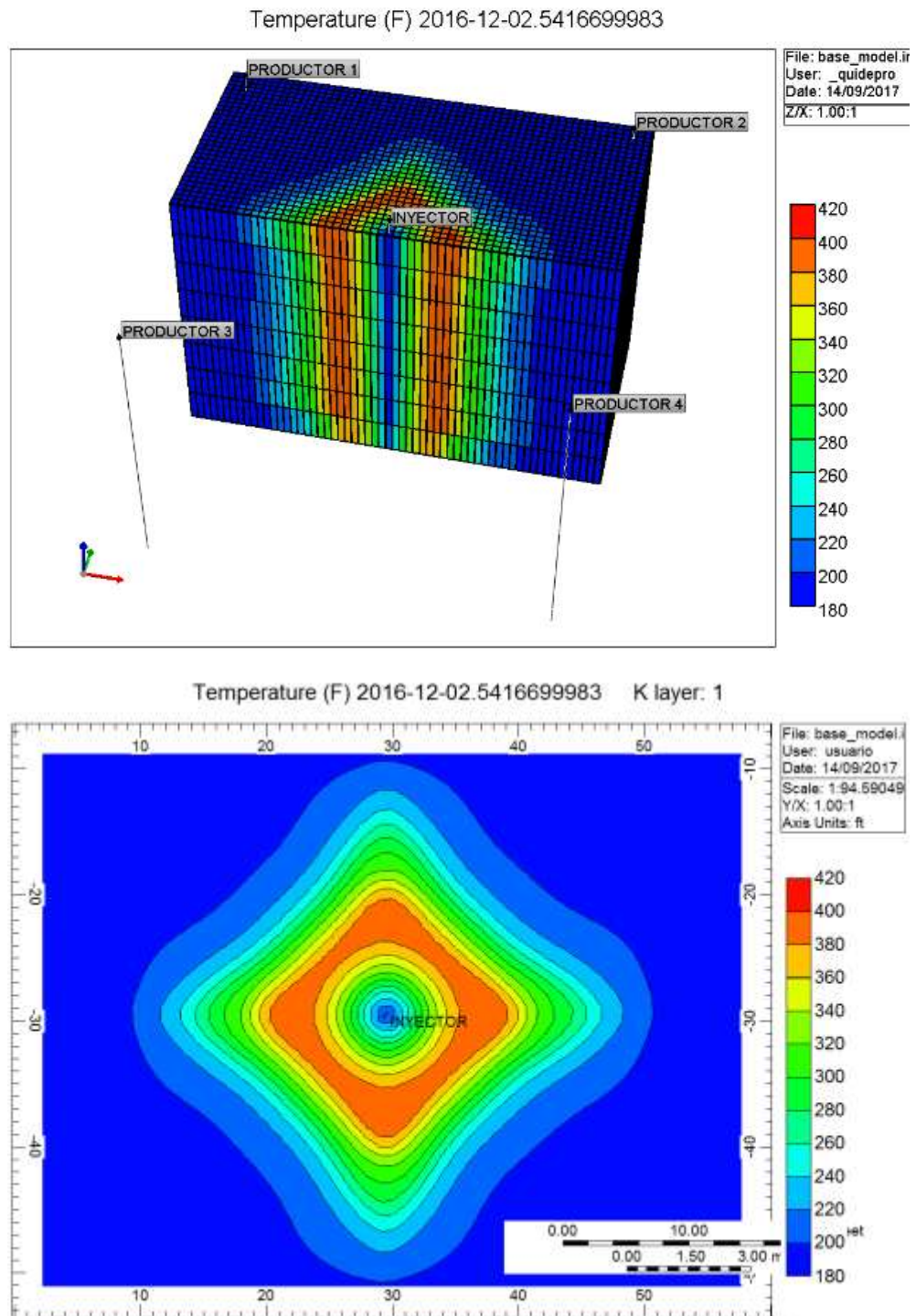
Trabajo de Investigación	Tiempo de Ignición	Distancia de Ignición
Fernando Fajardo	5-6 días	9-11 ft
Hernando Bottia, <i>et al</i>	2.52 días	2.16 ft

Teniendo en cuenta los trabajos de investigación mencionados y tras desarrollar una serie de simulaciones preliminares para generar el ajuste de la ignición espontánea ideal, se estimó el tiempo en 2,56 días a una distancia del pozo inyector de 6-8 ft, región en la cual se alcanzaba el umbral cercano a los 400 °F reportado en la literatura (Jaque Burger, 1968) y se formaba un frente homogéneo como se observa en la figura 20. La tasa de inyección utilizada para lograr este ajuste fue de 1000000 ft<sup>3</sup>/día.

**Tabla 16.** Condiciones de ajuste del modelo base de ignición espontánea ideal.

Variable	Valor
Tiempo de ignición	2,56 días
Radio de ignición	6-8 ft
Temperatura	400°F

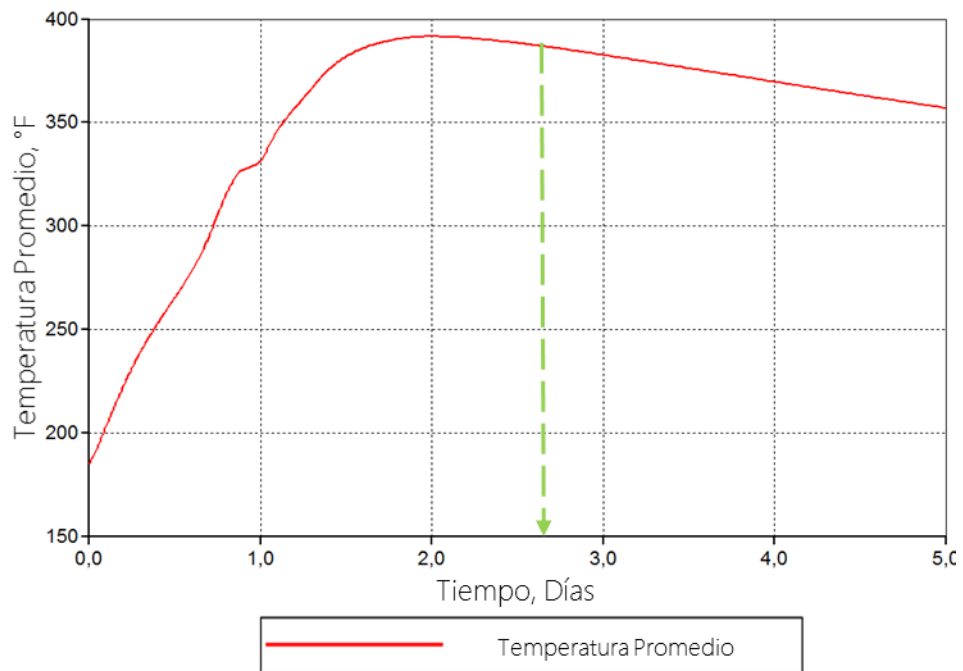
**Figura 20.** Ignición espontánea obtenida a partir del modelo base de simulación



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

Al realizar una gráfica del tiempo vs la temperatura promedio alcanzada por los bloques que estaban a la distancia a la cual ocurrió la ignición de forma estable, se puede apreciar el perfil, observando el comportamiento de la temperatura (Figura 21).

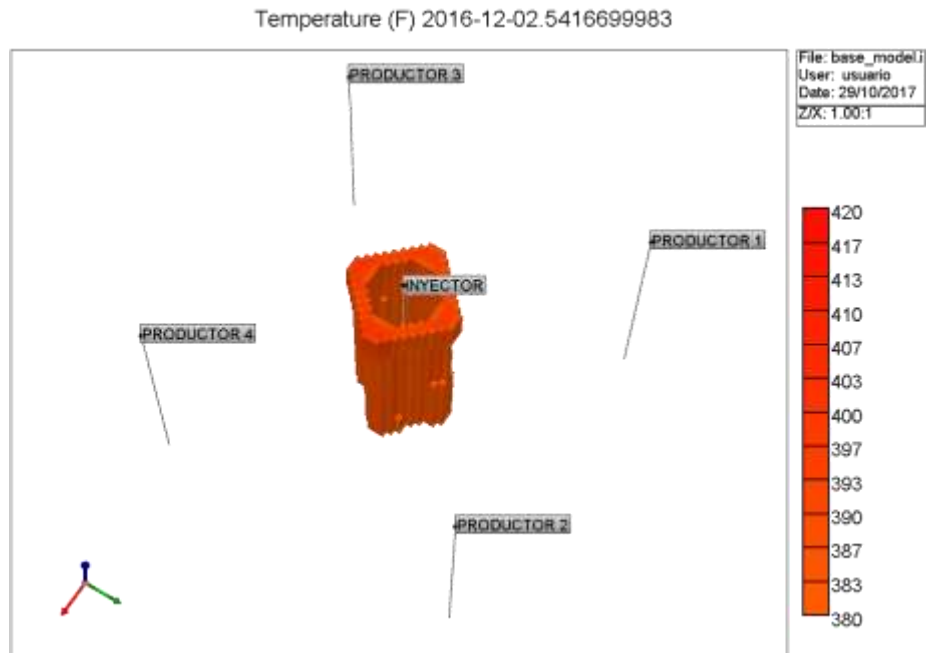
**Figura 21.** Perfil de temperatura promedio vs el tiempo a la distancia de ignición.



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

Finalmente, con el fin de observar la distribución de la zona de ignición en el modelo base, se dejaron a un lado los bloques que no alcanzaban las temperaturas cercanas al umbral preestablecido (400°F), se obtuvo una zona de forma cilíndrica estable que alcanzaba estas temperaturas a lo largo de las ocho capas del modelo base, como se puede observar claramente en la Figura 22.

**Figura 22.** Distribución de la zona de ignición del modelo base de ignición espontánea.



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

## 5. CONSTRUCCIÓN DE MODELOS CONCEPTUALES DE SIMULACIÓN

Como ya se había mencionado anteriormente se evaluaron cuatro casos de variación de permeabilidad, tres de ellos correspondientes a yacimientos estratificados con cambios en cada una de las capas y una distribución Log-normal de esta propiedad a lo largo de toda la extensión del modelo, teniendo en cuenta el grado de heterogeneidad: baja, media y alta, para observar cómo es el comportamiento del aire al inicio de un proceso de Combustión *in situ* y si estas condiciones dan lugar a la ocurrencia o no de una ignición espontánea.

### 5.1 MODELOS ESTRATIFICADOS

Para la construcción de los modelos de este tipo se tuvieron en cuenta ocho capas de 5 ft cada una, ordenadas en un espesor de 40 ft con diferentes valores de permeabilidad, la variación de esta propiedad se realizó de forma ascendente, descendente y aleatoria para tres diferentes valores de coeficiente de Dykstra Parson según sea el grado de heterogeneidad.

Para definir cuáles serían los valores de permeabilidad que tomaron cada una de las capas se utilizó el cálculo convencional del coeficiente de variación de la permeabilidad según Dykstra Parson para yacimientos estratificados que se hace a partir de una gráfica Log-probabilística y la ecuación 15.

$$Cv = \frac{K_{50} - K_{84,1}}{K_{50}} \quad (15)$$

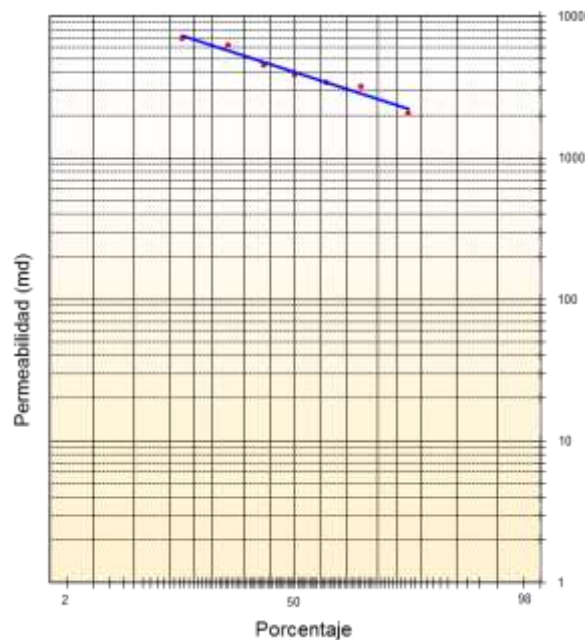
De forma iterativa se encontraron los valores de permeabilidad que correspondieran al valor de coeficiente de Dykstra Parson deseado según el grado de heterogeneidad definido (Tabla 6, capítulo 3) respetando el valor de  $K_{50}$  establecido como la permeabilidad media usada en la construcción del modelo base (4000 mD),

es decir, el valor que va a presentar variación en el cálculo de CV es  $K_{84.1}$ , lo cual se verá reflejado en la pendiente de la recta trazada en la gráfica Log-Probabilística. Los valores obtenidos en el procedimiento presentado anteriormente están consignados en las tabla 17, 18 y 19 según el orden, descendente, ascendente y aleatorio.

**Tabla 17.** Valores de permeabilidad ordenados de forma descendente para cada una de las capas definidas según el coeficiente de Dykstra Parson.

Capa	CV	Valores de Permeabilidad	CV	Valores de Permeabilidad	CV	Valores de Permeabilidad
1	0.4	8000	0.63	9000	0.76	13000
2		7000		8000		11520
3		6200		7000		10520
4		4450		6800		8502
5		3850		6050		4502
6		3400		3200		3200
7		3200		2250		1900
8		2050		990		400

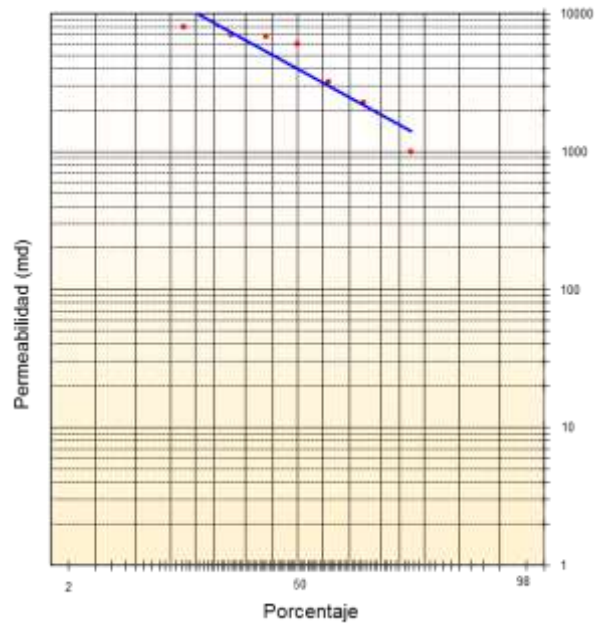
**Figura 23.** Diagrama Log-Probabilista del modelo estratificado de CV=0.4



**Tabla 18.** Valores de permeabilidad ordenados de forma ascendente para cada una de las capas definidas según el coeficiente de Dykstra Parson.

Capa	CV	Valores de Permeabilidad	CV	Valores de Permeabilidad	CV	Valores de Permeabilidad
1	0.4	2050	0.63	990	0.76	400
2		3200		2250		1900
3		3400		3200		3200
4		3850		6050		4502
5		4450		6800		8502
6		6200		7000		10520
7		7000		8000		11520
8		8000		9000		13000

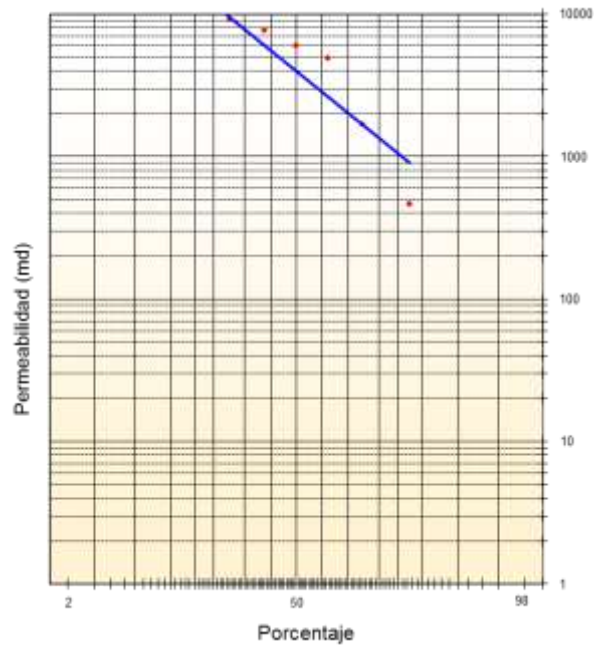
**Figura 24.** Diagrama Log-Probabilista del modelo estratificado de CV=0.63



**Tabla 19.** Valores de permeabilidad ordenados de forma centrada para cada una de las capas definidas según el coeficiente de Dykstra Parson.

Capa	CV	Valores de Permeabilidad	CV	Valores de Permeabilidad	CV	Valores de Permeabilidad
1	0.4	3200	0.63	2250	0.76	2470
2		3850		6050		4700
3		6200		7000		11000
4		8000		9000		13000
5		7000		8000		11900
6		4450		6800		8750
7		3400		3200		3460
8		2050		990		356

**Figura 25.** Diagrama Log-Probabilista del modelo estratificado de CV=0.76



## 5.1 MODELOS CON DISTRIBUCIÓN LOG-NORMAL DE LA PERMEABILIDAD

Como ya se había mencionado anteriormente la porosidad y la permeabilidad son variables que no son constantes a lo largo de la extensión de un yacimiento heterogéneo, ellas presentan distribuciones de tipo normal (porosidad) y log-normal (permeabilidad), pero para el caso de estudio, únicamente se va a manejar la influencia de las distribuciones de permeabilidad y la porosidad se va a calcular como una relación lineal entre estas dos propiedades.

El análisis de esta propiedad involucró 170000 datos aproximadamente tomados de un modelo de simulación de un yacimiento candidato a combustión *in situ* proporcionado por el Grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM) de la Universidad Industrial de Santander, se evaluó el comportamiento de la permeabilidad a lo largo de todo el yacimiento, desviación estándar, coeficiente de variación y distribución.

**5.1.1 Tratamiento estadístico de la permeabilidad.** En cuanto al comportamiento de la permeabilidad del modelo analizado se pudo observar que los valores de esta propiedad varían en gran medida, como es de esperarse, ya que es de naturaleza randómica y sigue una distribución log-normal, lo que se ve más acentuado en yacimientos de tipo heterogéneo.

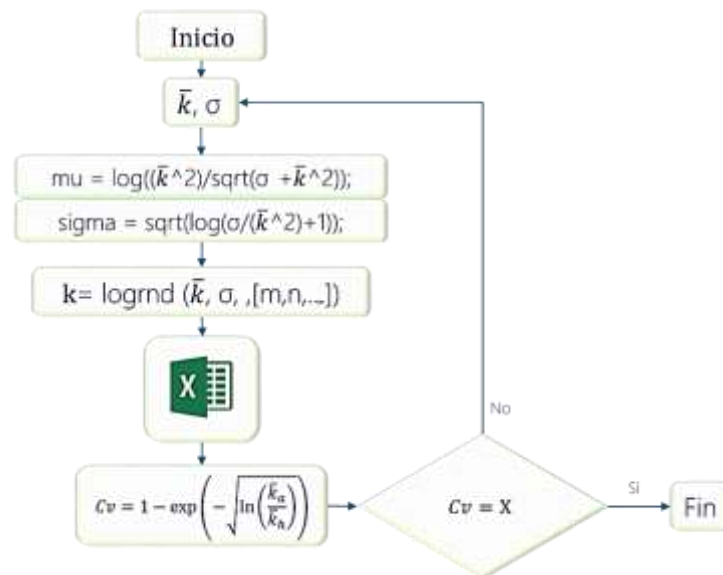
A partir un código de programación construido en la herramienta MathLab utilizado por Sampaio<sup>46</sup> en sus trabajos de investigación, se pueden generar valores que correspondan a una distribución log-normal teniendo en cuenta como datos de entrada la media, desviación estándar y cantidad de datos de salida, definidos por el número de celdas en  $i$ ,  $j$  y  $k$  correspondientes al tamaño del modelo de simulación a realizar. En la figura 26 es posible observar el diagrama de flujo del código, allí es

---

<sup>46</sup> SAMPAIO, M.A., et al., "Comparison between Conventional and Intelligent Wells with reactive and Proactive Controls under Economic Uncertainty", SPE 155657; 14-16 Mayo 2012.

posible observar que la función que permite generar distribuciones que respeten un comportamiento log-normal de los datos se denomina “logrnd( $\bar{k}, \sigma, [m, N]$ )” y para determinar el coeficiente de Dykstra Parson de los datos generados, fue necesario exportarlos a una hoja de cálculo en Excel para luego aplicar la ecuación de CV.

**Figura 26.** Diagrama de flujo del código de MathLab empleado para generar valores aleatorios de permeabilidad que respeten una distribución log-normal.



**Tabla 20.** Tratamiento estadístico para la evaluación de la influencia de las distribuciones Log-normal de permeabilidad en las variables objetivo.

Valor medio de K, mD	Desviación estándar normal, $\sigma_n$	Desviación estándar Log-normal, $\sigma_L$	Coficiente de Dykstra Parson, CV
4000	3250	0.712	0.4
	5000	0.97	0.63
	11000	1.465	0.76

Según la tabla 20 se van a generar tres distribuciones en MathLab con diferentes valores de coeficientes de Dykstra Parson mencionados anteriormente y la relación estadística implícita que tiene éste con la medida de la dispersión de los datos (desviación estándar).

## **6. ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN Y OCURRENCIA DE LA IGNICIÓN EN LOS ESCENARIOS PLANTEADOS**

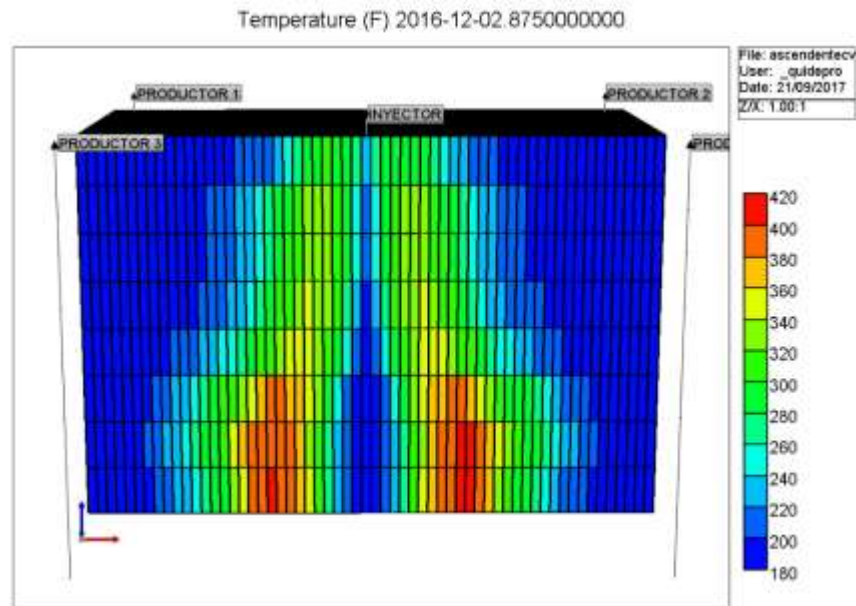
Para realizar un análisis detallado de la zona de ignición de los modelos conceptuales de yacimientos heterogéneos propuestos a partir de simulación numérica se realizó una caracterización de cada escenario especificando las temperaturas alcanzadas en las cercanías del pozo inyector, el tiempo y distancia de ignición y el movimiento del aire a etapas tempranas del proceso, observadas a partir del módulo Results 3D de CMG LTD, todo esto con el fin de identificar la sensibilidad de la etapa ignición a partir de cambios de permeabilidad y porosidad en un proyecto de combustión *in situ*.

## **6.1 MODELOS ESTRATIFICADOS**

**6.1.1 Variación Ascendente de la Permeabilidad.** Como ya se había mencionado en la sección de construcción de los modelos conceptuales, la permeabilidad y la porosidad de estos escenarios fueron variados de forma ascendente, es decir, los valores altos de estas propiedades se encontraban en las capas más profundas.

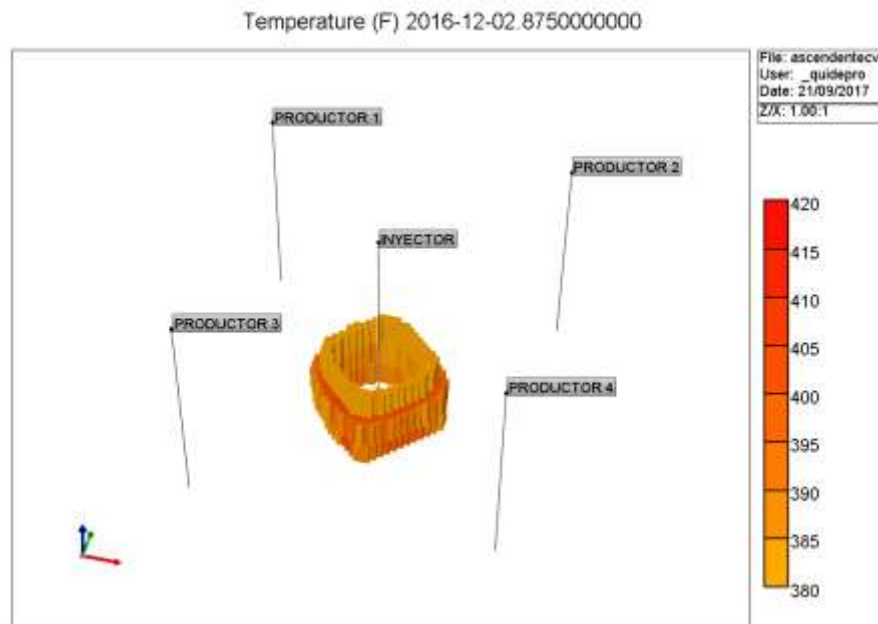
**6.1.1.1 Modelo de heterogeneidad baja (CV = 0.4).** Las temperaturas cercanas al umbral de los 400°F (Temperatura de ignición) fueron alcanzadas a los 2,87 días posteriores al inicio de la inyección y a una distancia entre 8-12 ft, presentes únicamente en las tres últimas capas del modelo, por otro lado a condiciones iguales de tiempo y distancia en las capas más someras (cinco restantes) se alcanzan temperaturas entre 320 y 360 °F. El movimiento del aire estuvo directamente influenciado por las capas de mayor permeabilidad en las cuales se observa un mayor contacto con el hidrocarburo generando la distribución mostrada en las figuras 27 y 28.

**Figura 27.** Distribución de temperaturas en el modelo ascendente (CV = 0.4)



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

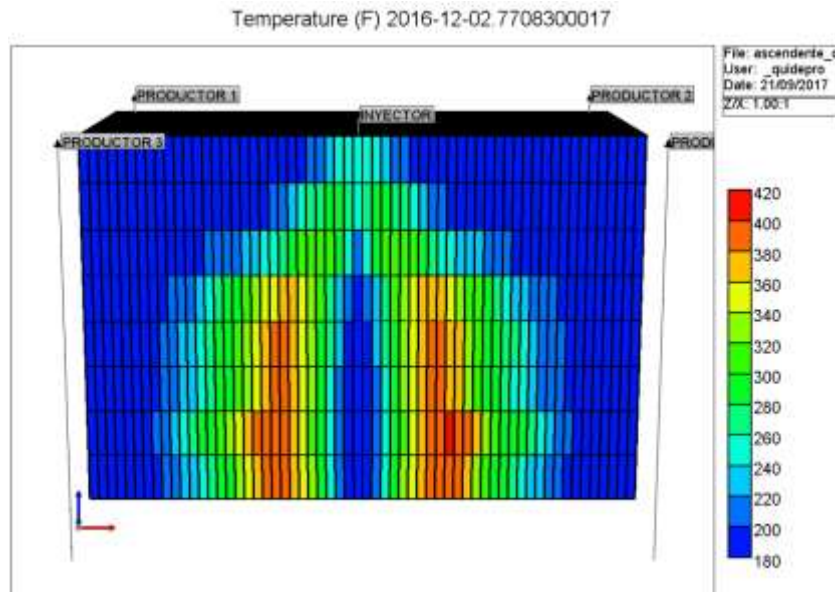
**Figura 28.** Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el modelo ascendente (CV = 0.4)



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

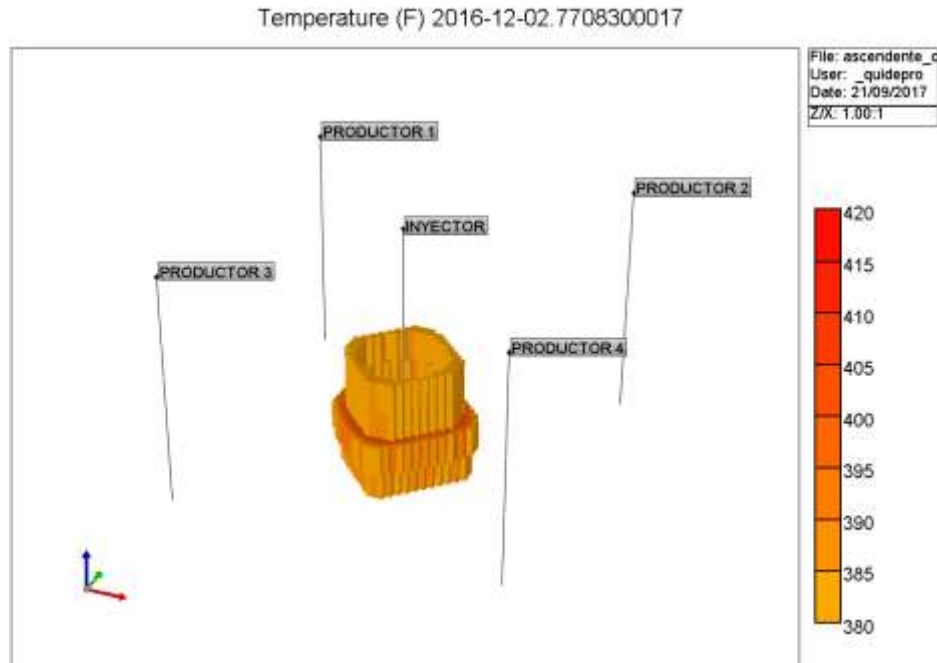
**6.1.1.2 Modelo de heterogeneidad media (CV = 0.63).** En este escenario las temperaturas cercanas al umbral de los 400°F se dieron a los 2.77 días y a una distancia del pozo inyector entre 8-11 ft en las cuatro capas de más alta permeabilidad ubicadas a mayor profundidad, la capa siguiente a estas cuatro más específicamente la que presentaba una permeabilidad de 6050 mD, alcanzó temperaturas más bajas entre 360 y 380 °F al mismo tiempo y distancia, en las tres últimas capas se obtuvieron rangos entre los 320 y 340°F (figuras 29 y 30). El aire se movió de una forma más uniforme a lo largo de las cinco últimas capas, lo que permitió que fuera contactado una mayor extensión del medio poroso en estas capas.

**Figura 29.** Distribución de temperaturas en el modelo ascendente (CV = 0.63)



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

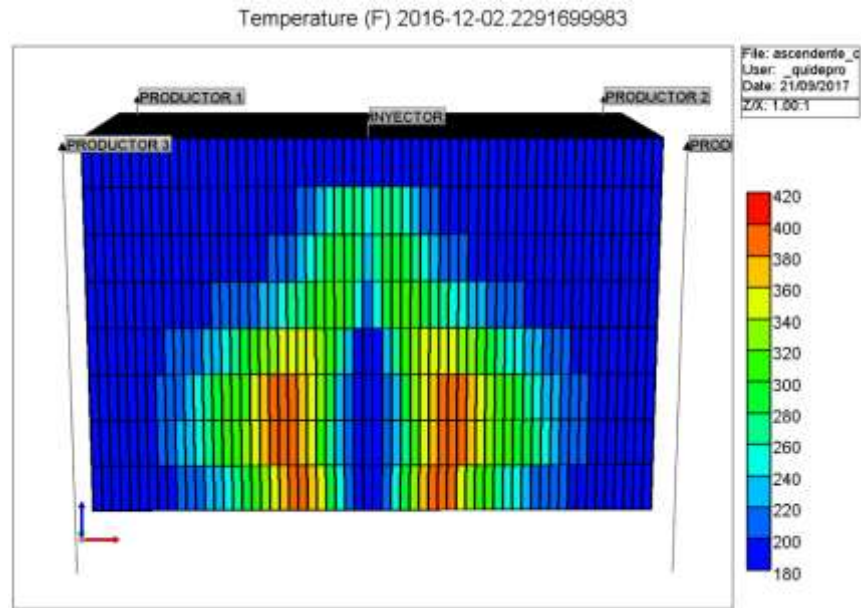
**Figura 30.** Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el modelo ascendente (CV = 0.63).



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

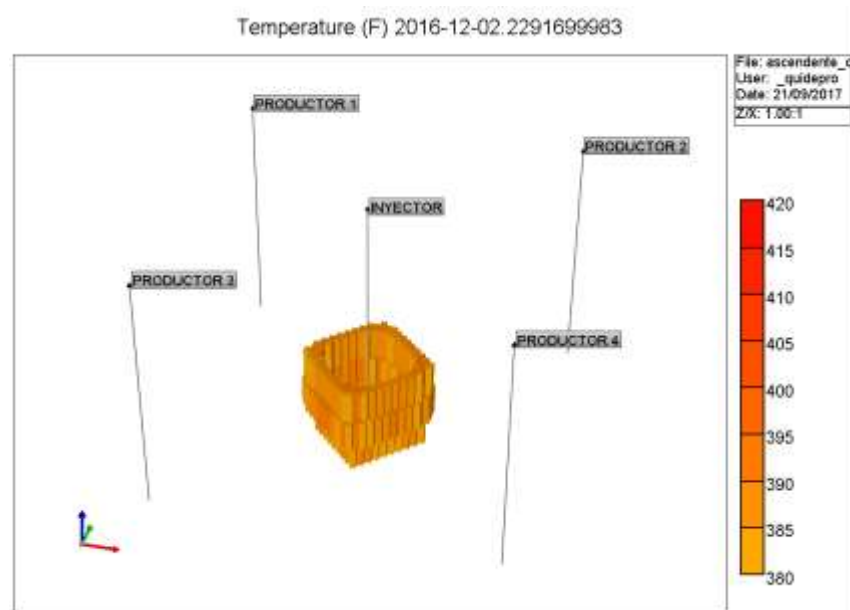
**6.1.1.3 Modelo de heterogeneidad alta (CV = 0.76).** En este escenario las tres capas más profundas alcanzaron temperaturas cercanas a los 400°F a un tiempo de 2,22 días, entre los 7-9 ft del pozo inyector, las cuatro capas siguientes alcanzaron temperaturas entre 360 y 320°F. La capa más somera no presentó cambios en temperatura debido a la imposibilidad del aire en fluir por esa zona de baja permeabilidad. El movimiento del aire estuvo altamente influenciado por las diferencias de heterogeneidad tan marcadas en este modelo, con altas dificultades para fluir en las capas más someras (figuras 31 y 32).

**Figura 31.** Distribución de temperaturas en el modelo ascendente (CV = 0.76)



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

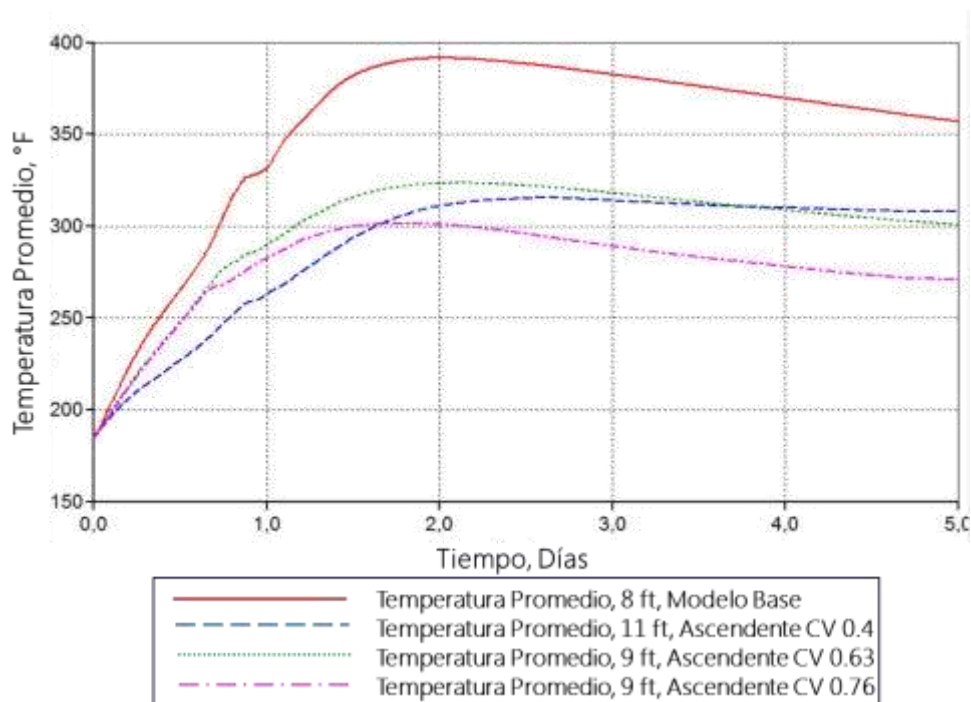
**Figura 32.** Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el modelo ascendente (CV = 0.76)



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

**6.1.1.4 Análisis comparativo de los modelos heterogéneos con estratificación ascendente.** En primer lugar cabe resaltar que la ignición no tuvo lugar de manera uniforme en ninguno de los tres escenarios en comparación con el modelo base, esto se vio reflejado en los perfiles de temperatura construidos para cada modelo (Figura 33), debido a que las diferencias presentes en la estratificación influenció en gran medida el movimiento del aire, al estar concentradas las mayores permeabilidades en las capas más profundas del modelo se contrarrestaron los efectos de segregación gravitacional, ayudando así a que la cantidad de oxígeno disponible fuera mayor en relación con las capas más someras, beneficiando de esta forma la generación de las reacciones de tipo LTO que aumentaron la temperatura en esta zona hasta alcanzar el umbral de los 400°F.

**Figura 33.** Perfiles de temperatura de los modelos ascendentes en comparación con el modelo base.



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

Adicionalmente, al estar influenciados los valores de porosidad por los cambios en permeabilidad, la cantidad de hidrocarburo presente para reaccionar aumentaba en estas zonas sumado a la combinación de los efectos mencionados anteriormente, favoreciendo de esta forma las reacciones.

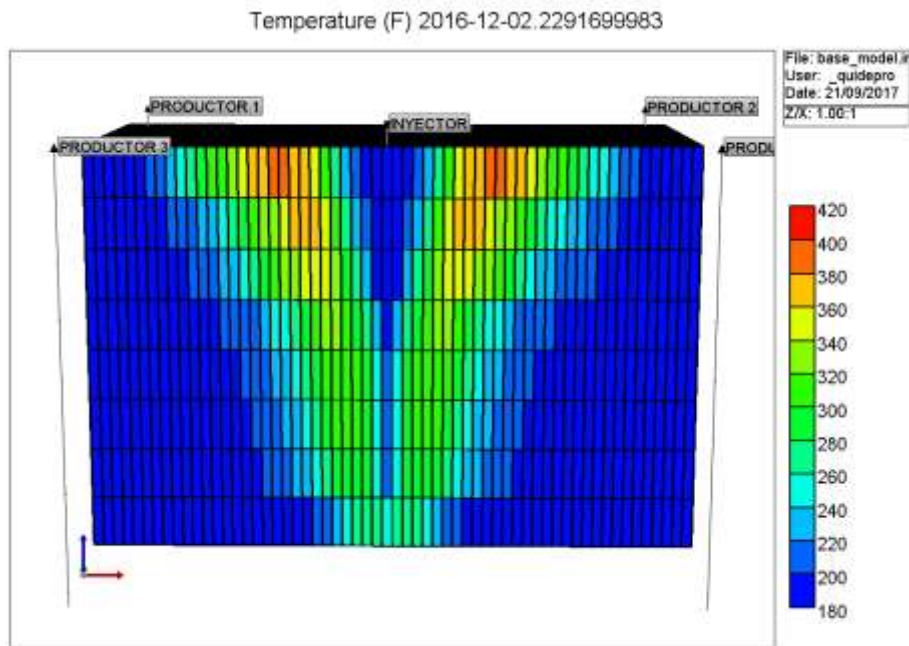
Por otro lado, el mejor escenario en cuanto a continuidad vertical de la ignición fue el de heterogeneidad media, esto se debió principalmente a que el rango de variación fue el más favorable para presentar una combinación de efectos que ayudara a la formación de una zona más estable que alcanzara las temperaturas deseadas.

Las diferencias de tiempo en alcanzar el umbral de temperatura de ignición radicaron especialmente en la facilidad del aire en fluir con valores mayores de permeabilidad asociados a cambios en porosidad (cantidad de hidrocarburo presente para reaccionar), lo que permitió que las reacciones LTO se dieran más rápidamente.

**6.1.2 Variación Descendente de la Permeabilidad.** Los escenarios evaluados a estas condiciones se caracterizaban principalmente por poseer altas permeabilidades y porosidades en las capas más someras.

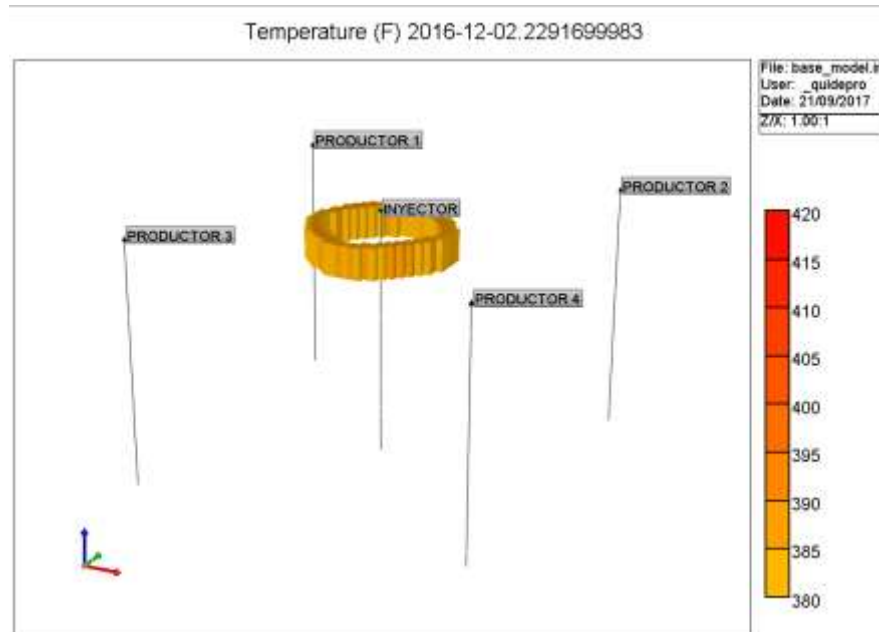
**6.1.1.1 Modelo de heterogeneidad baja (CV = 0,4).** Las temperaturas correspondientes al umbral preestablecido para el estudio fueron obtenidas únicamente en la capa más somera a un tiempo de 2,23 días y una distancia de 10 a 11 ft desde el pozo inyector (figuras 34 y 35) . Después de un periodo continuo de inyección, la temperatura disminuye rápidamente en esta zona.

**Figura 33.** Distribución de temperaturas en el modelo descendente (CV = 0.4)



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

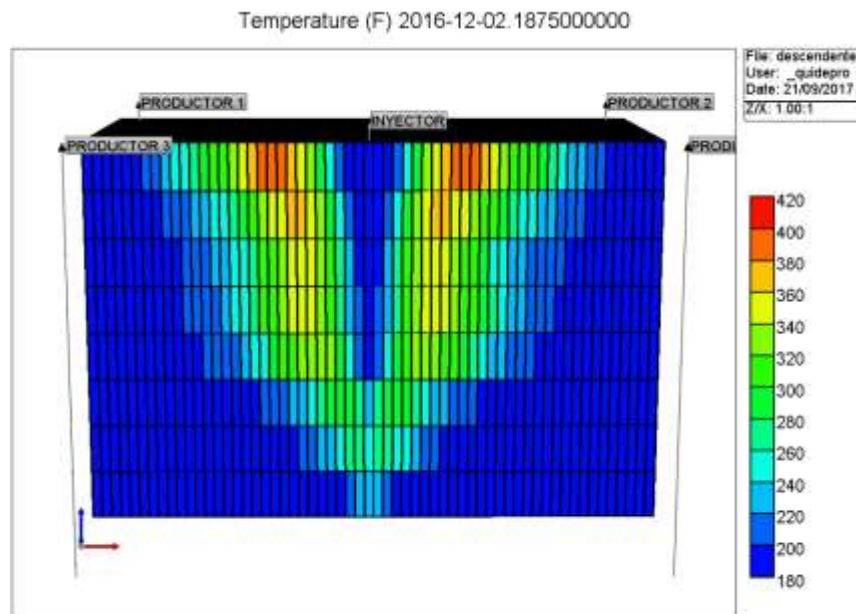
**Figura 34.** Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el modelo descendente (CV = 0.4)



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

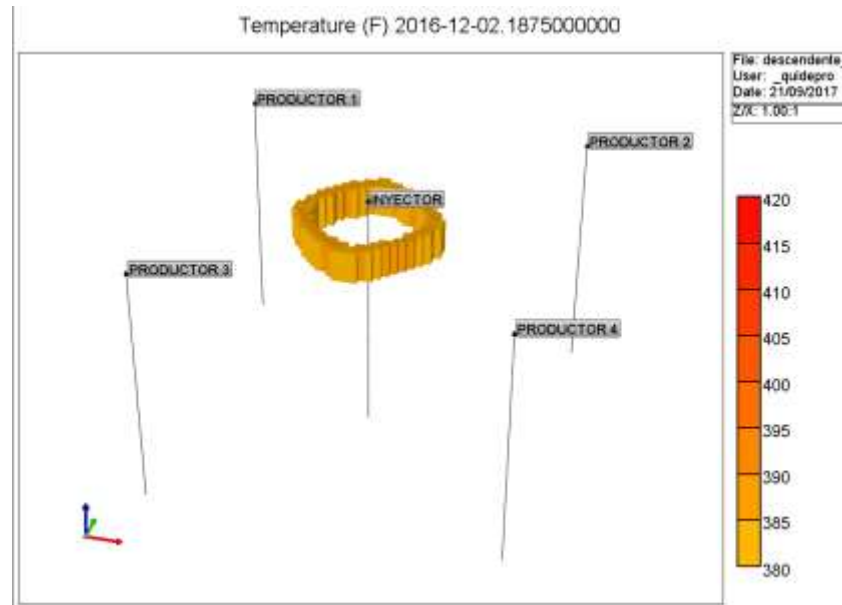
**6.1.1.2 Modelo de heterogeneidad media (CV = 0,63).** Este caso presentó un comportamiento muy similar al anterior, la principal diferencia radica en que las temperaturas correspondientes a los 400°F fueron obtenidas únicamente a un tiempo de 2,19 días y una distancia de 9 a 11 ft desde el pozo inyector (figuras 36 y 37).

**Figura 36.** Distribución de temperaturas en el modelo descendente (CV = 0.63)



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

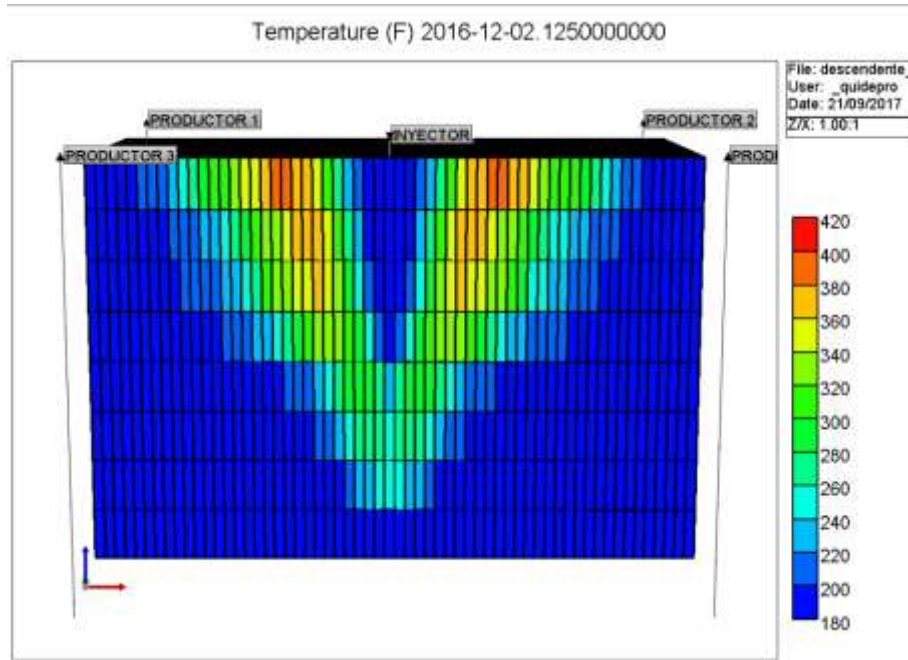
**Figura 37.** Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el modelo descendente (CV = 0.63)



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

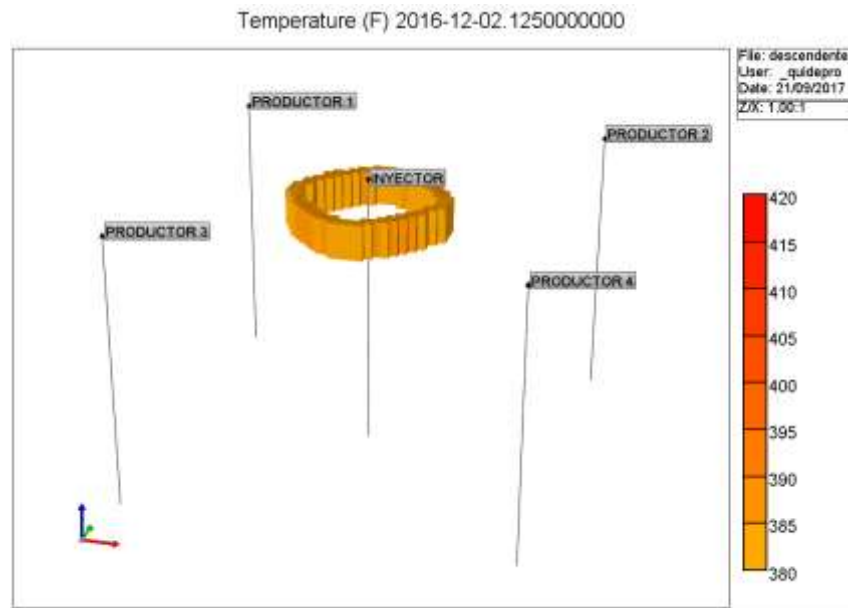
**6.1.1.3 Modelo de heterogeneidad media (CV = 0,76).** El tiempo al cuál se alcanzaron temperaturas cercanas a los 400°F fue de 2,12 días, en este modelo se observó un comportamiento muy similar al expuesto en los dos anteriores.

**Figura 38.** Distribución de temperaturas en el modelo descendente (CV = 0.76)



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

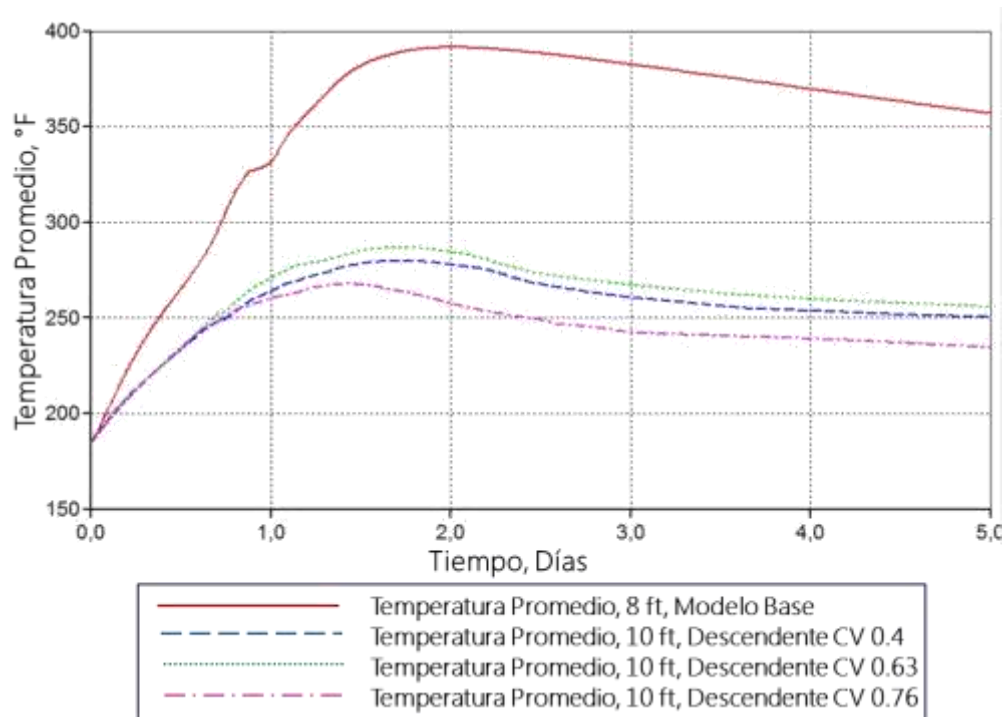
**Figura 39.** Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el modelo descendente (CV = 0.76).



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

**6.1.1.4 Análisis comparativo de los modelos heterogéneos con estratificación descendente.** En estos casos fue posible observar que el aire fluía rápidamente en las capas más someras del medio poroso obteniendo una distribución de temperatura en “v” de tal forma que su efecto variaba según la capacidad de entrada del aire al estrato, relacionado con la baja permeabilidad presente a una mayor profundidad, siendo el modelo de  $CV = 0,76$  el que presentó un menor efecto, este fenómeno se evidenció por el hecho de que se suma la segregación gravitacional a la estratificación descendente del modelo haciendo que el aire fluya más rápidamente en estas zonas.

**Figura 40.** Perfiles de temperatura de los modelos descendentes en comparación con el modelo base.



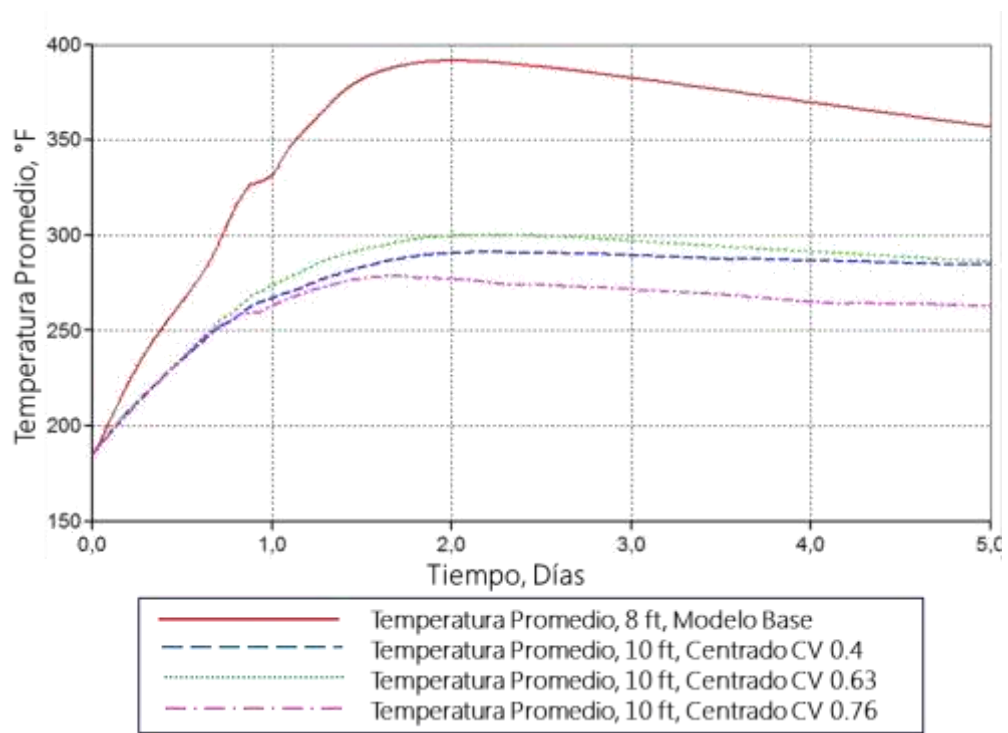
**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

Del mismo modo lo expuesto anteriormente ocasionó además que los valores de tiempo y distancia en los que se alcanzaron las temperaturas cercanas a los 400°F no difirieran en gran medida respecto al grado de variación de heterogeneidad. Adicionalmente se observó que a un corto periodo de tiempo se extinguían rápidamente las temperaturas alcanzadas debido al exceso de aire en la capa de mayor permeabilidad.

**6.1.3 Arreglo centrado de la Permeabilidad.** En los modelos de este tipo las capas con mayores permeabilidades y porosidades estaban ubicadas en la parte central del modelo. Los fenómenos presentados en estos arreglos fueron muy similares a los expuestos anteriormente, los cuales estaban relacionados principalmente con la capacidad del aire para fluir en las capas de mayor permeabilidad alcanzando temperaturas cercanas a los 400°F sumado al hecho de que la disponibilidad del aire y la cantidad de hidrocarburo que está almacenado en la roca es mayor en zonas más permeables.

Al medida que aumentó el grado de heterogeneidad el tiempo a la cual se alcanzaban las temperaturas de ignición se reducía, mientras que las distancia permanecían casi constantes, cabe resaltar que este comportamiento se evidenció únicamente en la capa central y el fenómeno de segregación gravitacional no tuvo gran efecto sobre el proceso.

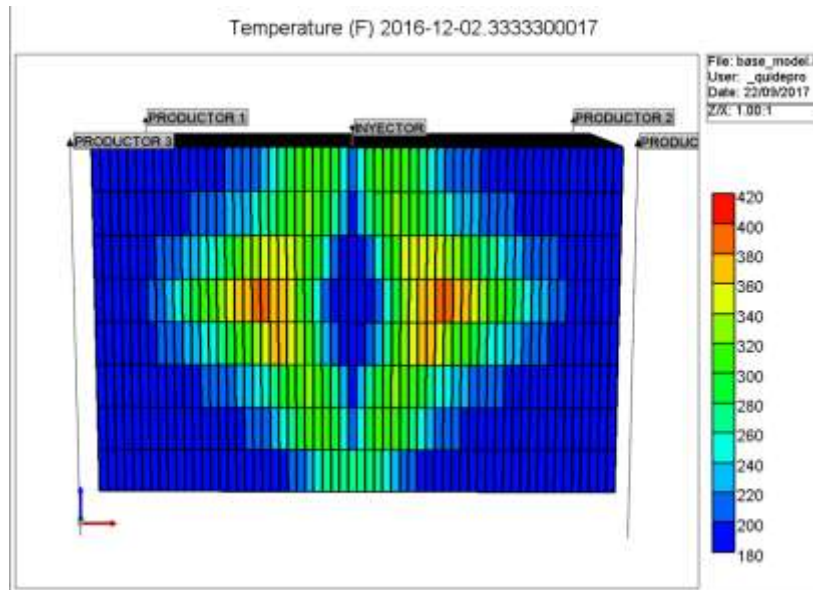
**Figura 41.** Perfiles de temperatura de los modelos con arreglo centrado en comparación con el modelo base.



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

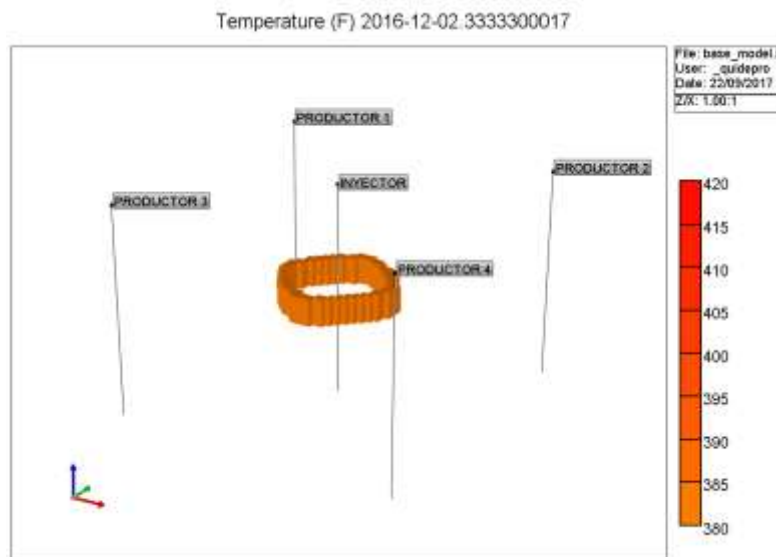
### 6.1.1.1 Modelo de heterogeneidad baja (CV = 0,4).

**Figura 42.** Distribución de temperaturas en el arreglo centrado (CV = 0.4)



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

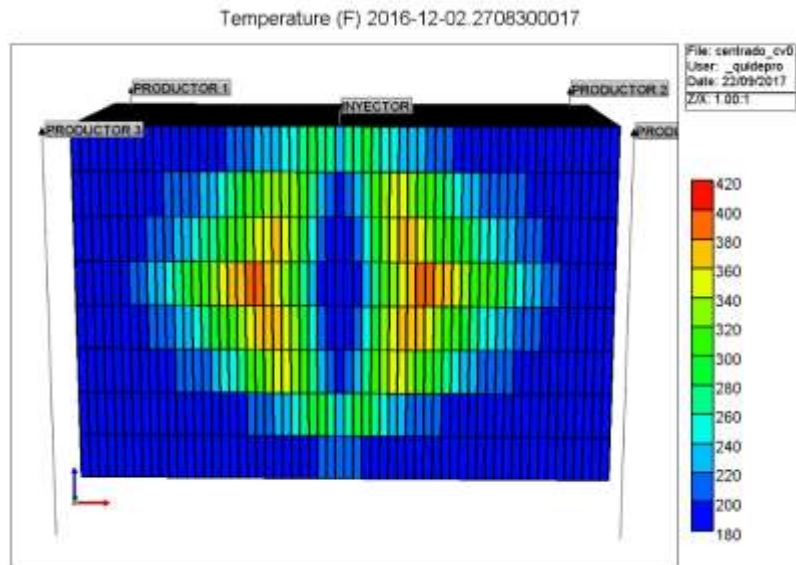
**Figura 43.** Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el arreglo centrado (CV = 0.4).



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

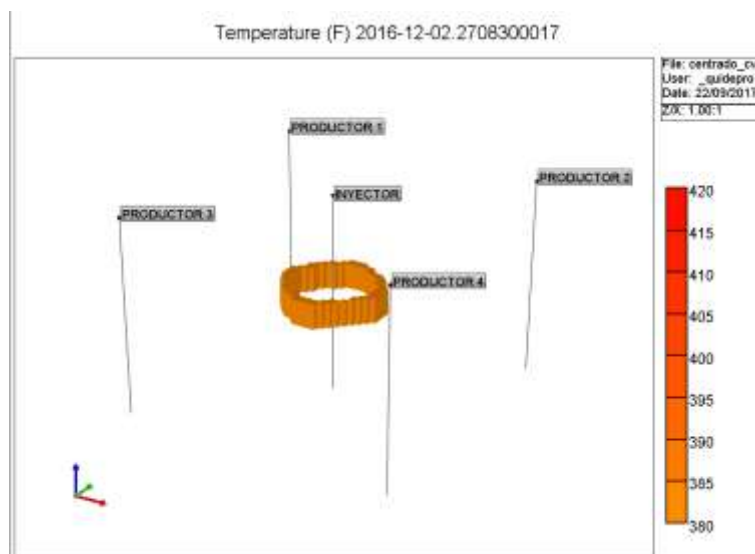
### 6.1.1.2 Modelo de heterogeneidad media (CV = 0,63).

**Figura 44.** Distribución de temperaturas en el arreglo centrado (CV = 0.63)



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

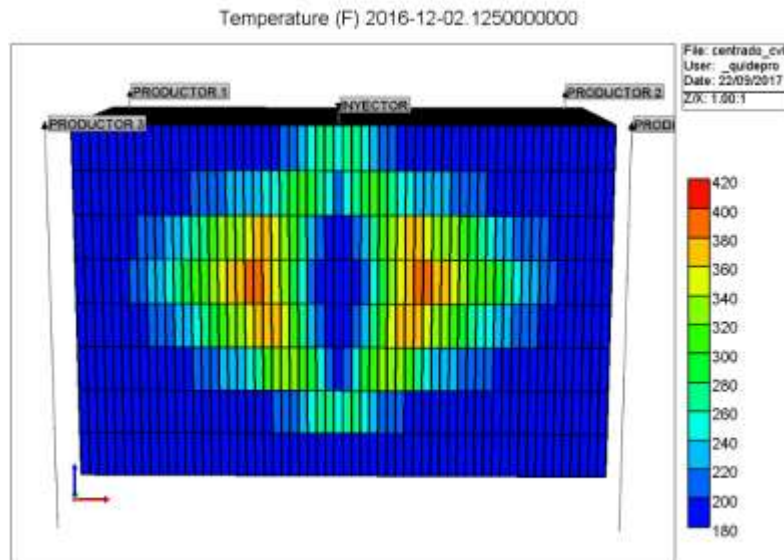
**Figura 45.** Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el arreglo centrado (CV = 0.63)



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

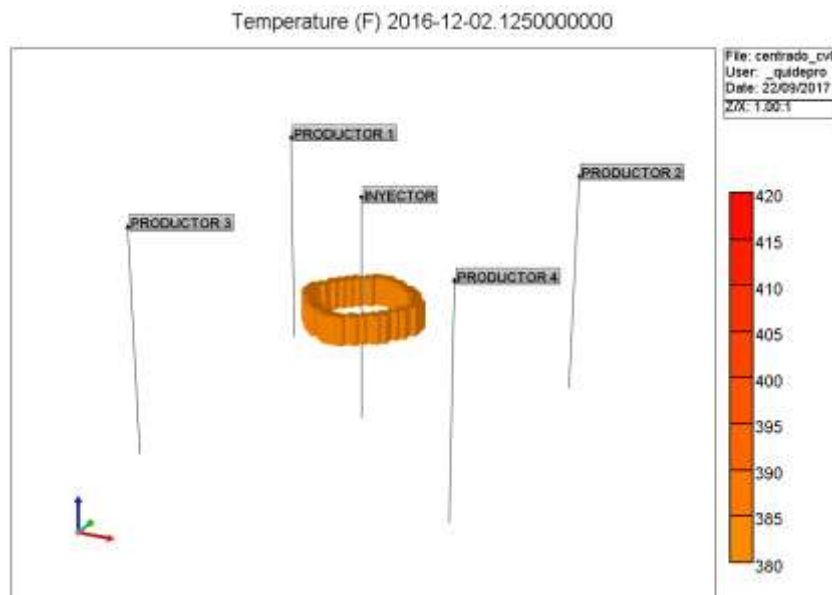
### 6.1.1.3 Modelo de heterogeneidad alta (CV = 0,76).

**Figura 46.** Distribución de temperaturas en el arreglo centrado (CV = 0.76)



Fuente: Computer Modelling Group LTD.

**Figura 47.** Distribución de bloques con temperaturas cercanas a 400 °F en el arreglo centrado (CV = 0.76).



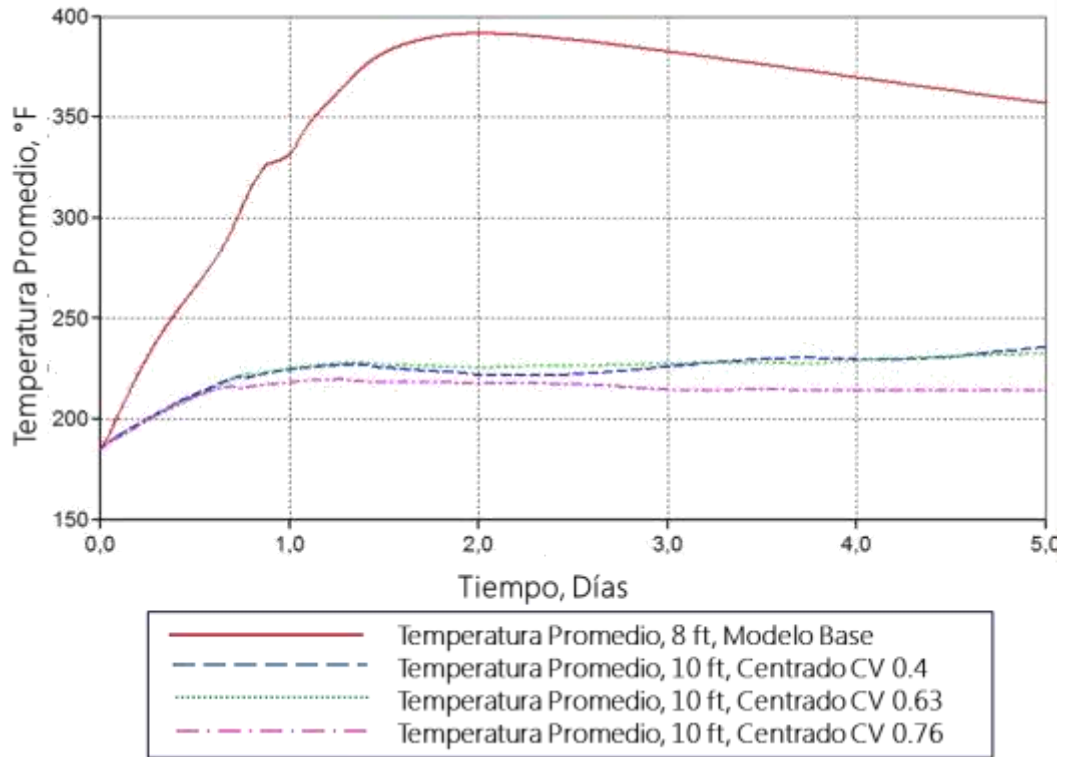
Fuente: Computer Modelling Group LTD.

## 6.2 DISTRIBUCIÓN LOG-NORMAL DE PERMEABILIDAD

Como ya se había mencionado anteriormente para la construcción de los modelos de este tipo se utilizó un código creado en MathLab que genera distribuciones Log-normal de permeabilidad, representando la variación estadística que se puede dar en un yacimiento real, relacionando el grado de heterogeneidad con la desviación estándar de los datos.

En estos casos se pudo observar que la poca variación de permeabilidad de una celda a otra influencia notablemente la generación de las reacciones de tipo LTO, lo que no permite que se alcancen temperaturas de ignición, esto se pudo ver reflejado en los perfiles de temperatura graficados en comparación con el modelo base de simulación (Figura 48), en los que se evidencia notablemente que las temperaturas promedio alcanzadas a las distancias de ignición de cada modelo fueron muy inferiores a las reportadas por el modelo base. Se observó además que a medida que aumentaba el grado de heterogeneidad disminuía la probabilidad de encontrar bloques con temperaturas cercanas a los 400°F, debido a que el rango de variabilidad de las propiedades era mayor.

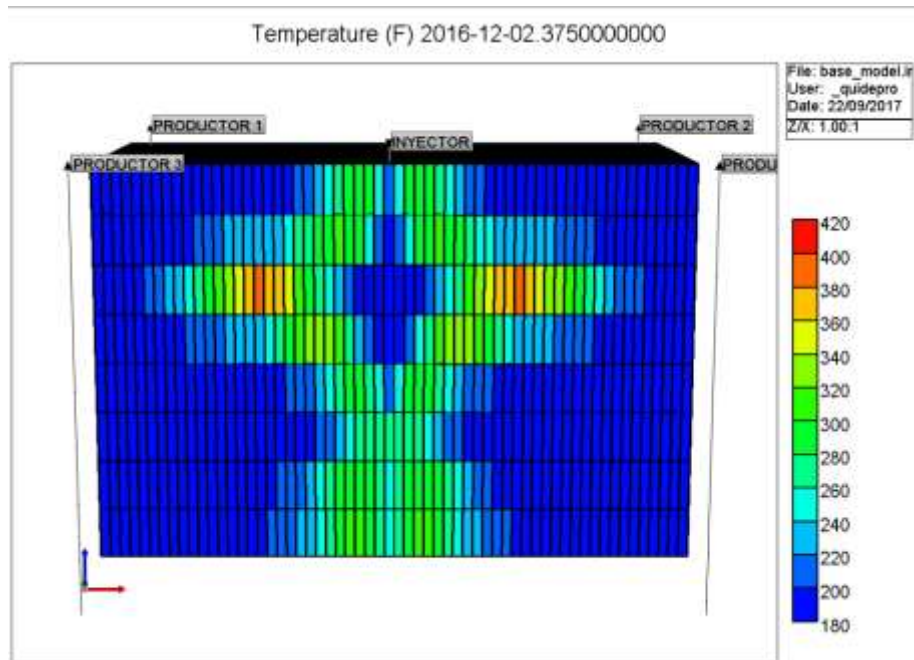
**Figura 48.** Perfiles de temperatura de los modelos con distribución Log-normal en comparación con el modelo base.



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

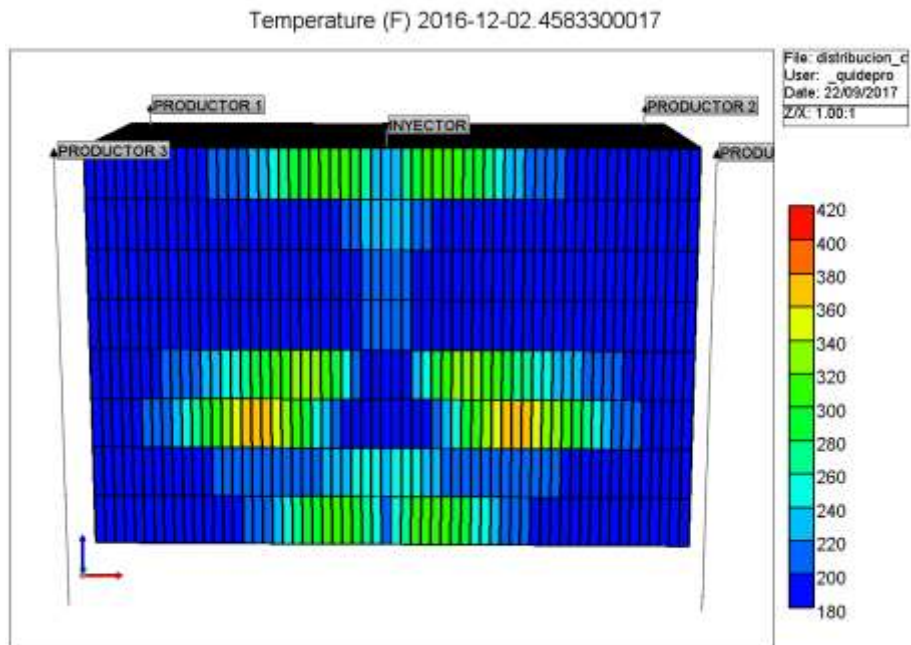
Por otro lado, cabe resaltar que el método que emplea el código de MathLab genera variaciones más pronunciadas en la dirección vertical que en la dirección areal, por este motivo se obtuvieron cambios más abruptos en el movimiento del aire entre capa y capa. Los comportamientos obtenidos para cada modelo son presentados a continuación:

**Figura 49.** Distribución de temperaturas en el arreglo Log-normal (CV = 0.4)



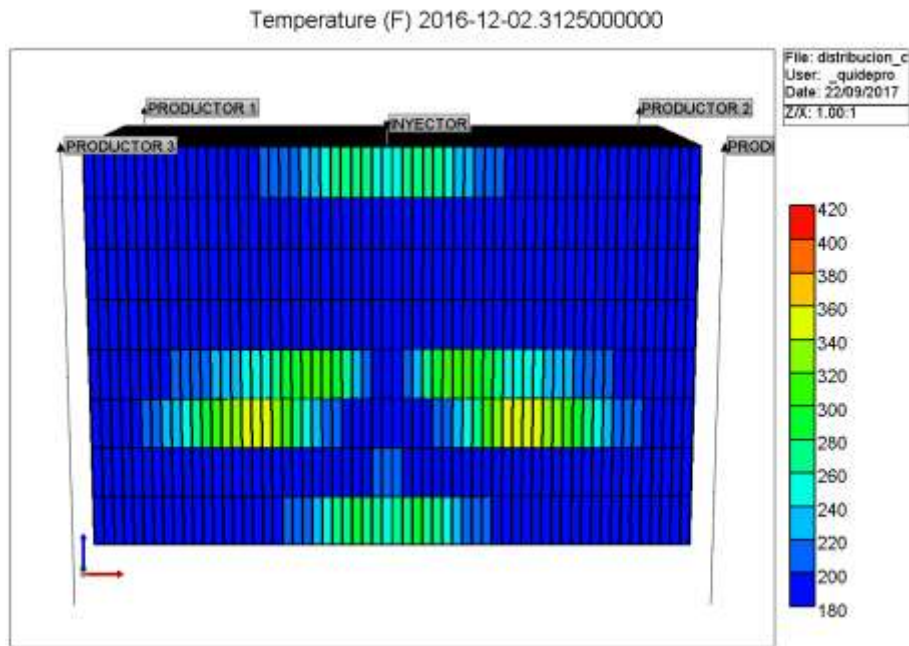
Fuente: Computer Modelling Group LTD.

**Figura 50.** Distribución de temperaturas en el arreglo Log-normal (CV = 0.63)



Fuente: Computer Modelling Group LTD.

**Figura 51.** Distribución de temperaturas en el arreglo Log-normal (CV = 0.76)



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

### 6.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA MODIFICACIÓN DEL MODELO BASE DE IGNICIÓN

A partir del análisis de cada uno de los escenarios propuestos para el estudio de la ignición se encontró que en ningún modelo se alcanzó una ignición de manera estable que involucrara todas las capas o en su defecto la mayoría de éstas, lo cual es necesario para formar posteriormente un buen frente de combustión que produzca un barrido uniforme a lo largo de todo el medio poroso involucrado. Sin embargo los modelos estratificados ascendentes presentaron buenos resultados en las cinco últimas capas, debido a que esta configuración, como ya se había mencionado anteriormente, ayudaba a contrarrestar los efectos de segregación gravitacional, permitiendo las distribuciones más uniformes de los bloques con valores de temperatura de ignición, sumado a esto, la relación directa de la permeabilidad y porosidad hacía que las capas más permeables tuvieran mayor

cantidad de hidrocarburo y oxígeno disponibles para reaccionar, lo cual favorecía notablemente la ocurrencia de las reacciones de tipo LTO y las pérdidas de calor en esas zonas eran menores.

Los valores de tiempo y distancia a los cuales se dieron las temperaturas cercanas a los 400°F estuvieron entre los 2-3 días y 6-13 ft, respectivamente, en un rango posible con base a la literatura. Por otro lado, se observó que los escenarios menos favorables para la ocurrencia de la ignición fueron los modelos de distribución, por el hecho de que ésta es muy sensible a pequeños cambios de porosidad y permeabilidad.

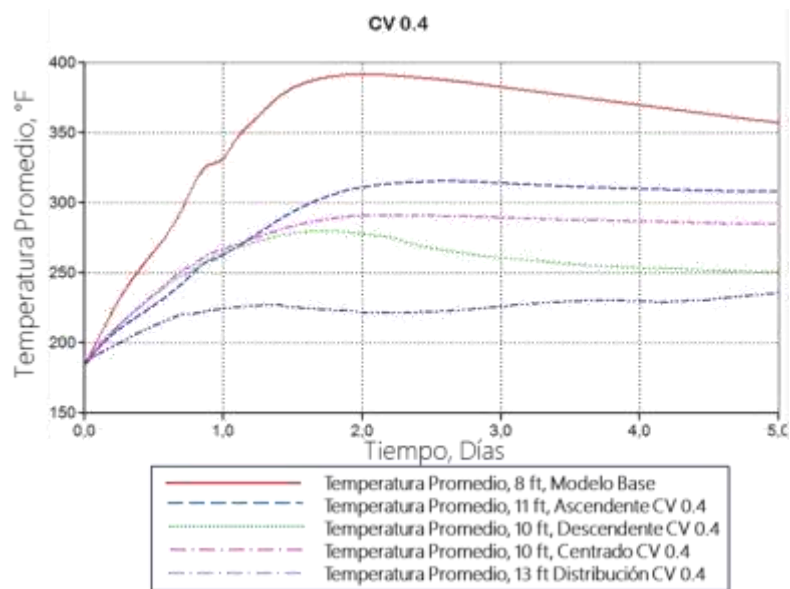
**Tabla 21. Comparación de los resultados obtenidos para cada caso.**

Modelos		Grado de heterogeneidad	Número de capas*	Tiempo (días)**	Distancia (ft)**
Base		0	1,2,3,4,5,6,7,8	2,56	6-8
Estratificado	Ascendente	0,4	6,7,8	2,87	8-12
		0,63	5,6,7,8	2,77	8-11
		0,76	6,7,8	2,22	7-9
	Descendente	0,4	1	2,23	10-11
		0,63	1	2,19	9-11
		0,76	1	2,12	10-11
	Centrado	0,4	4	2,33	10-11
		0,63	4	2,27	9-10
		0,76	4	2,125	9-10
Distribución		0,4	3	2,375	13
		0,63	-	-	-
		0,76	-	-	-

\* Capas del modelo que alcanzaron temperaturas cercanas a los 400°F

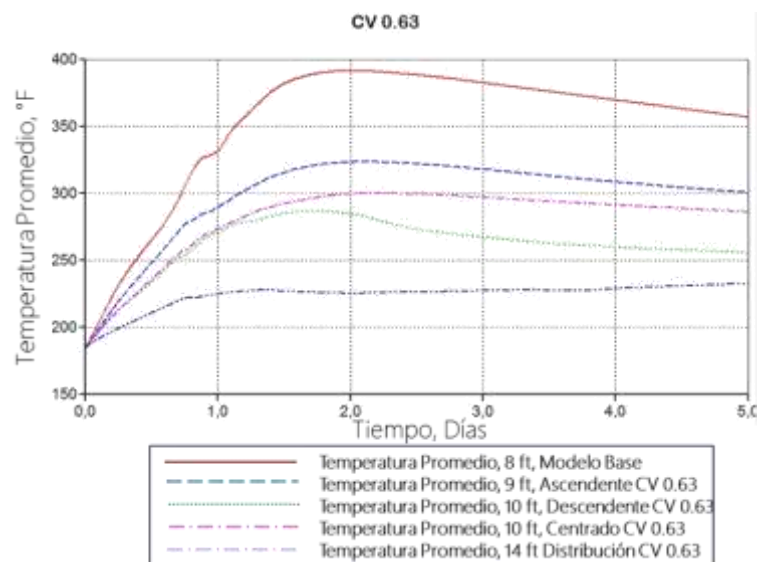
\*\*Tiempo y distancia en los cuales se alcanzaron las temperaturas cercanas a los 400°F

**Figura 52.** Perfiles de temperatura de los modelos con heterogeneidad baja (CV = 0,4) en comparación con el modelo base.



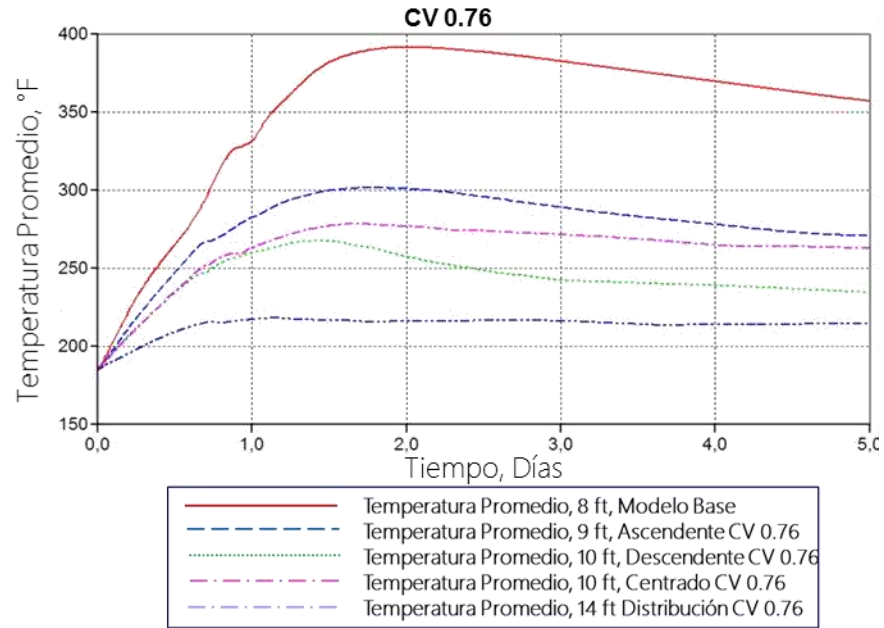
**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

**Figura 53.** Perfiles de temperatura de los modelos con heterogeneidad media (CV = 0,63) en comparación con el modelo base.



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

**Figura 54.** Perfiles de temperatura de los modelos con heterogeneidad alta (CV = 0,76) en comparación con el modelo base.



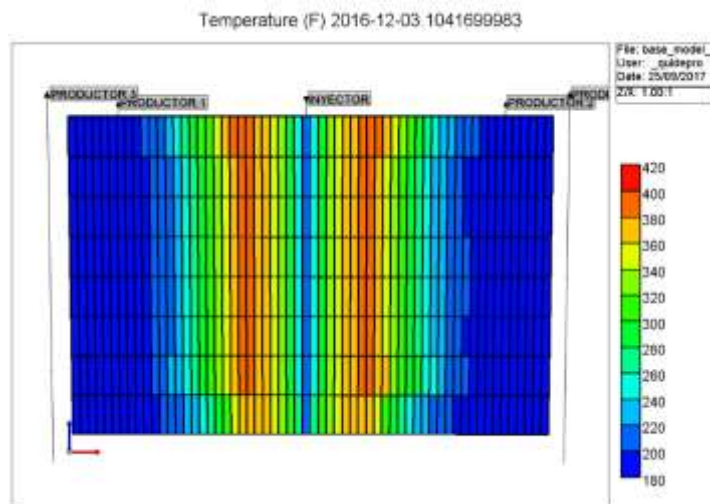
**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

## 7. COMPORTAMIENTO DE LA IGNICIÓN EN ESCENARIOS CON DIFERENTE PERMEABILIDAD MEDIA

Se realizó un estudio complementario con el fin de poder observar los cambios que se podrían presentar en el comportamiento de la ignición con un valor diferente de permeabilidad media para igual número y condiciones de escenarios propuestos previamente, para esto se tomó un valor de permeabilidad de 1500 mD, correspondiente al promedio aritmético de los datos obtenidos del modelo precargado en PETREL de un yacimiento candidato a combustión *in situ* mencionado anteriormente.

Para poder ajustar una ignición ideal bajo estas condiciones de permeabilidad (1500 mD) fue necesario hacer modificaciones de tasas de inyección de aire con el fin de retrasar la ocurrencia de las reacciones y que se tuvieran condiciones de tiempo y distancia de acuerdo a valores reportados en la literatura. La tasa de aire utilizada fue de 700000 ft<sup>3</sup>/día, la cual ayudó a obtener una ignición a un tiempo de 3,1 días y una distancia de 7-9 ft del pozo inyector (figura 46).

**Figura 54.** Modelo base ajustado para una permeabilidad media de 1500 mD.



**Fuente:** Computer Modelling Group LTD.

Asimismo, para la construcción de cada uno de los escenarios fue necesario generar nuevos valores de permeabilidad de cada una de las capas que respetaran los grados de heterogeneidad propuestos con relación a la permeabilidad media (1500 mD), tal como se observa en la tabla 22, estos valores fueron organizados en orden ascendente, descendente y centrado. De igual forma se ajustaron los datos de entrada del código de MahLab para generar distribuciones que respetaran dichas condiciones.

**Tabla 22.** Valores de permeabilidad para cada una de las capas definidas según el coeficiente de Dykstra Parson ( $K_{prom} = 1500\text{mD}$ ).

Capa	CV	Valores de Permeabilidad	CV	Valores de Permeabilidad	CV	Valores de Permeabilidad
1	0.4	3000	0.63	5000	0.76	8000
2		2750		4220		7360
3		2150		2930		4000
4		1800		2230		2420
5		1550		1630		1500
6		1250		1180		1000
7		1050		720		550
8		870		450		290

El resumen de los resultados obtenidos de tiempo, distancia y distribución de la zona de ignición están consignados en la tabla 23.

**Tabla 23.** Comparación de los resultados obtenidos para cada caso con permeabilidad media 1500 Md

Modelos		Grado de heterogeneidad	Número de capas*	Tiempo (días)**	Distancia (ft)**
Base		0	1,2,3,4,5,6,7,8	3,1	7-9
Estratificado	Ascendente	0,4	8 <sup>a</sup>	3,896	12
		0,63	8	2,854	10-12
		0,76	8	2,791	9-11
	Descendente	0,4	1	3,77	13
		0,63	-	-	-
		0,76	-	-	-
	Centrado	0,4	-	-	-
		0,63	-	-	-
		0,76	-	-	-
Distribución		0,4	-	-	-
		0,63	-	-	-
		0,76	-	-	-

\* Capas del modelo que alcanzaron temperaturas cercanas a los 400°F

\*\*Tiempo y distancia en los cuales se alcanzaron las temperaturas cercanas a los 400°F

<sup>a</sup> En esta capa las temperaturas de ignición no se alcanzaron de manera continua, obteniendo cambios areales de distribución.

Tal como se pudo observar en la información anterior, la mayoría de los modelos no lograron alcanzar la ignición de una manera estable ni comportamientos similares a los obtenidos con una media de 4000 mD, esto se debió principalmente a que los valores que tomaba la permeabilidad eran bajos, impidiendo que el aire fluyera de una forma favorable para el proceso, junto con la poca cantidad de hidrocarburo disponible para reaccionar que está relacionado con el cambio en la porosidad. Adicional a esto, se combinó el hecho de que la tasa de aire inyectado era más baja,

lo que reducía la cantidad de oxígeno disponible para generar las reacciones LTO. Es decir, con un valor de permeabilidad media más baja, la ignición se hace más sensible a cambios de porosidad y permeabilidad.

## 8. CONCLUSIONES

- La ignición se da en las cercanías del pozo inyector, por esta razón se estableció que solo parámetros a escala microscópica como la porosidad y permeabilidad podrían tener un efecto en esta etapa ya que están directamente asociadas a la cantidad de crudo a reaccionar y el movimiento de aire en esta zona.
- La etapa de ignición de un proceso de combustión *in situ* presenta una gran sensibilidad a cambios en el grado de heterogeneidad de un yacimiento relacionado con la permeabilidad y la porosidad, esto se vio altamente reflejado incluso en los modelos menos heterogéneos ( $CV = 0,4$ ). Las causas principales de este comportamiento están directamente relacionadas con el movimiento y distribución del aire en el medio, además de la variación de la cantidad de hidrocarburo presente para reaccionar, esto hace que se afecte en gran medida la ocurrencia de las reacciones LTO y que en algunas zonas no se alcance el umbral de los  $400^{\circ}F$  debido a que la energía producida se disipa rápidamente en los alrededores.
- Los modelos estratigráficos con heterogeneidad media ( $CV = 0,63$ ) presentaron la mejor combinación de rangos de valores de permeabilidad, más específicamente el arreglo ascendente, puesto que se contrarrestaban los efectos de la segregación gravitacional por el hecho de tener altas permeabilidades en las capas más profundas, esto hacia que el área de contacto del aire estuviera mejor distribuida en el medio sumando el hecho de que la liberación energética iba a ser mas eficiente para que se alcanzara el umbral de temperatura deseado en un mayor numero de bloques.
- Los escenarios con menor posibilidad de ocurrencia de una ignición estable fueron los que presentaban una distribución Log-Normal de la permeabilidad porque cambios en las propiedades de forma vertical y areal afectan

drásticamente el proceso en términos de pérdidas de energía de un punto a otro, lo que genera que el calor liberado por las reacciones de tipo LTO no sea suficiente para aumentar la temperatura del yacimiento y se dé lugar a la etapa ignición.

- A la hora de disminuir la permeabilidad media para cada uno de los escenarios propuestos fue posible observar que la ignición presentaba mayor sensibilidad por el hecho de que los valores de permeabilidad generados eran más bajos, lo que afecta negativamente el movimiento y cantidad de aire disponible para reaccionar con la cantidad variable de hidrocarburo presente en el medio, además de que deben ser ajustados los parámetros operacionales tales como la tasa de aire, la cual debe garantizar que la ignición se dé a las condiciones de tiempo y distancia necesarias, dadas por cuestiones de seguridad y favorabilidad del proceso.
- Con relación a los resultados obtenidos en el modelo base de simulación y de acuerdo a lo expuesto en la literatura cabe resaltar que las condiciones óptimas para generar una ignición de forma ideal son: contar con la presencia de arenas limpias de 40 ft, pues genera una mejor distribución del aire en el medio poroso y no hay restricciones de flujo que aumenten las pérdidas de calor en el sistema de reacciones. A la hora de tener variaciones en el grado de heterogeneidad es necesario hacer el ajuste de diversos parámetros operacionales que permitan contrarrestar los efectos negativos que se puedan presentar en yacimientos de este tipo.

## 9. RECOMENDACIONES

- Para reforzar el estudio de la influencia de las heterogeneidades en la etapa de ignición de un proceso de combustión *in situ*, se recomienda que a partir de simulación numérica se incluya un algoritmo que permita cambiar la tasa de aire según la permeabilidad de cada una de las capas de un yacimiento estratificado con el fin de contrarrestar los efectos del movimiento del aire cuando este no es capaz de fluir a una tasa establecida en un medio muy apretado.
- Teniendo en cuenta que el espesor de cada una de las capas de un yacimiento estratificado tiene gran influencia en su heterogeneidad, se recomienda realizar un estudio donde se evalúe la combinación de la variación de diversos espesores, relacionados con el coeficiente de Dysktra Parson y su influencia en la etapa de ignición.
- A la hora de hablar de heterogeneidades de un yacimiento se estudiaron específicamente las que tienen influencia en el proceso a escala microscópica, sería útil tener en cuenta también las heterogeneidades a gran escala para la evaluación de un proyecto completo de combustión *in situ*, en general.

## BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek, "RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK", Libro Editorial ELSEVIER, Oxford, 2010.

AMAYA. Karl, CALVO. Jhon, "Geoestadística univariable aplicada a atributos petrofísicos de la formación mugrosa para la determinación de áreas prospectivas del campo escuela colorado", Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander, 2010.

BIDNER, Mirtha, "PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS EN RESERVORIOS DE PETRÓLEO", Libro Universidad de Buenos Aires, Primera Edición, Argentina, 2001. Pág. 95-120.

BOBERG, Thomas. "Thermal Method of Oil Recovery". WILEY, 1998. Pag. 266-267.

BOTTIA H., AGUILLON M., LIZCANO H., et al., "Numerical Modeling on in-situ combustion process in the Chichimene field: Ignition stage" Journal of Petroleum Science and Engineering, Bucaramanga, 2017.

BURGER, J. G., "Spontaneous Ignition in Oil Reservoirs", Society of Petroleum Engineers, Vol 16 N°2, Abril de 1976.

CASTAÑO, Andrés, VERGARA, Francisco, "Simulación Geoestadística aplicada al modelamiento de yacimientos de petróleo", Tesis de Pregrado. Universidad Nacional de Colombia, 2004.

DA SILVA, Melia, "Análisis de las relaciones porosidad permeabilidad en sedimentos no consolidados", Tesis de Pregrado, Universidad Simón Bolívar, 2011.

DABBOUS Mahmoud K., Fulton Paul. Low Temperature – Oxidation Reaction Kinetic and Effects on the In-Situ Combustion Process. SPE 4143. June 1974. Pag. 2.

DA SILVA, Melia, “Análisis de las relaciones porosidad permeabilidad en sedimentos no consolidados”, Tesis de Pregrado, Universidad Simón Bolívar, 2011.

D.D. Mamora. New Findings in Low-Temperature Oxidation of Crude oil. SPE 29324. March 199. Pag 1.

ESCOBAR, Freddy, “FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS”, Libro Editorial Universidad Surcolombiana, Primera Edición, 2007. Pag. 133-137.

FAJARDO, J.F.” Determinación del mecanismo de ignición en procesos de combustión in situ mediante análisis de variables termodinámicas en sistemas roca-fluido”. Universidad Industrial de Santander. 2016.

FORREST F. CRAIG Jr., Heterogeneidad del yacimiento en: Aspectos de ingeniería de inyección de agua. Society of Petroleum Engineers, 1982, p 51-56.

FRANCHI, John R., APPLIED RESERVOIR SIMULATION, Butterworth-Heinemann, Segunda Edición, ISBN 0-88415-372-X, USA, 2001.

HOCINE, S.R.G, et al., “Reservoir Characterization of high Heterogeneous Thin Interbedding Layers”, SPE 148184, Society of Petroleum Engineers, 2011.

HUERTA, Luis, “Aplicación de las T-Cómulas a la modelación estocástica conjunta de porosidad-permeabilidad en 3D restringida por pruebas de presión”, Instituto Mexicano del petróleo. México.

LEWIS, J.O. 1917. Methods for Increasing The Recovery From Oil Sands. U.S. Bureau of Mines Bulletin Number 148. Petroleum Technology Publication Number 37 (October), Government Printing Office, Washington.

LIGUO, Z., et al, "Feasibility Study of the In-Situ Combustion in Shallow, Thin, and Multi-Layered Heavy Oil Reservoir", Society of Petroleum Engineers, SPE-117638-MS, Octubre de 2008.

MILLS, R. VAN A. 1923. The Paraffin Problems in Oil Wells. U.S. Bureau of Mines Report of Investigation, RI 2550 (December) Government Printing Office, Washington, pp. 10-11.

PALMA J.M. "Procedimiento para el ajuste de variables involucradas en procesos de combustión *in situ*". Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.2011.

PARIS DE FERRER, Magdalena, "FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS", Libro Editorial Astro Data S.A. Venezuela, 2009. Pág. 57-60, 262.

PARRA. Jorge, "La Estadística y sus aplicaciones en la Ingeniería de Petróleos", Tesis de Pregrado, Universidad Industrial de Santander, 2012.

PHILIP H, Nelson, "Permeability-Porosity Relationships in Sedimentary Rocks", U.S Geological Survey, Denver Colorado, 1994.

PIRSON, Sylvain J., "OIL RESERVOIR ENGINEERING", Libro Editorial Mc Graw-Hill Book Company, Inc, New York, 1965. Pág. 19-45.

RUIZ M.C; MUÑOZ S.F; BOTTIA H. "Cinética de procesos de Combustión In-Situ: una discusión de los modelos cinéticos". Revista Fuentes, el reventón energético: Vol 12 N°1, 2014.

R. Razaghi and R. Kharrat, "Feasibility Study of Autoignition Process in Heavy–Oil Reservoirs", Society of Petroleum Engineers, SPE November 2005. Pag. 6.

SAMPAIO, M.A., *et al.*, "Comparison between Conventional and Intelligent Wells with reactive and Proactive Controls under Economic Uncertainty", Society of Petroleum Engineers, 14-16 Mayo, 2012.

SARATHI S. Partha. *In situ* combustion handbook, principles and practices. BDM Petroleum Technologies. Oklahoma. January 1999.

SCHOEPPPEL, Roger. ERSOY, Denir. Prediction of Spontaneous Ignition in *in Situ* Combustion, Society of Petroleum Engineers SPE, 1968.

TADEMA, H,J. WIJEDMA, J. Spontaneous Ignition of Oil Sands. The Oil and Gas Journal. 1970.

URIBE, J.E, LOPEZ and MORALES, G.E, JIMENEZ, "ESP Optimization in an Extra-Heavy Oilfield: A Case Study in Colombian Llanos Basin", SPE-170039-MS, Society of Petroleum Engineers, 2014.

VARGAS, A.F. "Implementación del método isoconversional como herramienta diagnóstico para un modelo cinético de reacción propuesto a un proceso de combustión *in situ* en un crudo colombiano", Universidad Industrial de Santander, 2016.

VARGAS, José, IDROBO, Eduardo, "Optimización del modelo de permeabilidad de un yacimiento heterogéneo mediante inversión dinámica de datos basada en simulación *streamline*", Ecopetrol S.A-Instituto Colombiano del Petróleo, Bucaramanga, 2003.

YATTE F.C; OLIVEROS L.R; BOTTIA H; MUÑOZ S.F. "Design parameters and techniques evaluation of combustion processes from tube testing". SPE international. 2013.

YATTE Fabián C. MUÑOZ Samuel.F. "Una nueva mirada a la combustión *in situ*: Tratando de romper un viejo paradigma". Revista fuentes: El Reventón Energético. Vol 9 N°1 2011.

WOLCOTT, E.R. "Method of Increasing the Yield of Oil Well U.S. Patent Number 1,457,479. Enero 12, 1920, Junio 5, 1923.