

**EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS PROSPECTOS PARA LA  
IMPLEMENTACIÓN DE PROCESOS DE COMBUSTION IN SITU MEDIANTE  
ANALOGÍAS.**

**CARLOS ANDRÉS PALACIO OLIVARES**

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

**2010**

**EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS PROSPECTOS PARA LA  
IMPLEMENTACIÓN DE PROCESOS DE COMBUSTION IN SITU MEDIANTE  
ANALOGÍAS.**

**CARLOS ANDRÉS PALACIO OLIVARES**

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

**Tesis desarrollada dentro del Convenio de Cooperación No 004 de 2004**

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

**M. Sc. DIANA PATRICIA MERCADO SIERRA  
Ing. FABIÁN CAMILO YATTE GARZÓN  
CO – DIRECTORES**

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

**2010**

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro, director del Grupo Recobro Mejorado, por haber permitido el desarrollo de este proyecto teniendo en cuenta las limitaciones de distancia y tiempo. Por haber sido un excelente apoyo y darme cada vez desafíos mayores.

Al Ingeniero Nelson León por su apasionada labor en el diseño y programación de la herramienta de software. A la M. Sc. Diana Patricia Mercado por apoyo y revisión, y al Ing. Fabián Yatte por sus valiosas correcciones.

A los Ingenieros del Instituto Colombiano del Petróleo y del Grupo de Recobro Mejorado que colaboraron en la realización de este proyecto.

A mis compañeros del Grupo de Recobro Mejorado, que compartieron conmigo todo este tiempo y se rieron conmigo y de mis locuras. Que me permitieron aprender de ellos, y que aprendieron junto conmigo.

## DEDICATORIA

*A Dios por su amor incondicional, intentaré siempre hacer tu voluntad.*

*A mi mamá por su amor, por su apoyo constante, por su incondicionalidad y por irradiar en mí esa fortaleza que solo tienen los grandes luchadores de la vida.*

*A mi papá por confiar en mí, por darme aliento cuando lo he necesitado, por ser muchas veces mi confidente y amigo.*

*A mi hermana por su cariño, por su apoyo y su complicidad, por enseñarme a mantener la capacidad de sorprenderme.*

*A todos mis amigos, en especial a Marcela, Javier, Tania, Leandro y Franklin compañeros de aventuras y de la vida.*

*Carlos Andrés Palacio Olivares.*

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	1
1. COMBUSTIÓN IN-SITU (CIS).....	3
1.1. TIPOS DE COMBUSTIÓN IN SITU .....	3
1.1.1. Combustión frontal. ....	3
1.1.1.1. Combustión frontal seca. ....	4
1.1.1.2. Combustión frontal húmeda.....	7
1.1.2. Combustión en reversa .....	9
1.2. ESTUDIOS DE LABORATORIO.....	10
1.2.1. Las reacciones .....	11
1.2.2. Pruebas de laboratorio .....	14
1.3. VARIABLES DETERMINANTES EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO CIS.....	16
1.3.1. Parámetros Geológicos.....	16
1.3.1.1. Extensión Lateral y Vertical del yacimiento. ....	16
1.3.1.2. Profundidad Vertical .....	18
1.3.1.3. Espesor del Yacimiento .....	18
1.3.1.4. Condición estructural y Buzamiento .....	20
1.3.1.5. Continuidad del Overburden .....	21
1.3.1.6. Heterogeneidades del yacimiento.....	21

1.3.2.	Propiedades de la Roca .....	22
1.3.2.1.	Uniformidad de la roca y textura .....	23
1.3.2.2.	Permeabilidad.....	24
1.3.2.3.	Porosidad .....	24
1.3.2.4.	Saturación de aceite .....	24
1.3.2.5.	Composición de la matriz de la roca almacén. ....	25
1.3.2.6.	Efecto del espaciamiento entre pozos. ....	26
1.4.	PRÁCTICAS OPERATIVAS .....	27
1.4.1.	Compresores.....	27
1.4.2.	Ignición.....	28
1.4.3.	Diseño del pozo y completamiento.....	29
1.4.4.	Prácticas de Inyección y producción. ....	31
1.5.	GUÍAS DE SCREENING .....	34
2.	ANALOGÍAS EN LA COMBUSTIÓN IN SITU .....	42
2.1.	DEFINICIÓN Y UTILIDAD DE LAS ANALOGÍAS.....	42
2.2.	PARÁMETROS PARA LA REALIZACIÓN DE LAS ANALOGÍAS. ....	43
2.3.	CONCEPTOS DE ESTADÍSTICA.....	44
2.3.1.	MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL.....	45
2.3.1.1.	<i>Media</i> .....	45
2.3.1.1.1.	<i>Media Aritmética</i> .....	46
2.3.1.1.2.	<i>Media Geométrica</i> .....	46
2.3.1.1.3.	<i>Media Armónica</i> .....	47

2.3.1.2.	<i>Mediana</i> .....	47
2.3.1.3.	<i>Moda</i> .....	47
2.3.2.	MEDIDAS DE DISPERSIÓN.....	48
2.3.2.1.	<i>Recorrido o rango</i> .....	48
2.3.2.2.	Cuartiles, Q .....	49
2.3.2.3.	Variaciones .....	49
2.3.2.3.1.	<i>Desviación Absoluta</i> .....	51
2.3.2.3.2.	<i>Varianza</i> .....	51
2.3.2.3.3.	<i>Desviación estándar</i> .....	52
2.3.2.3.4.	<i>Coefficiente de variación de Pearson.</i> .....	52
2.4.	MODELO ESTADÍSTICO PARA LA REALIZACIÓN DE LAS ANALOGÍAS 53	
2.4.1.	Modificación al modelo.....	58
3.	EVALUACIÓN DE PROSPECTOS USANDO LAS ANALOGÍAS.....	64
3.1.	PROSPECTOS.....	64
3.2.	EVALUACIÓN MEDIANTE EL SOFTWARE EORS.....	66
3.3.	DESCRIPCIÓN DE LOS YACIMIENTOS ANÁLOGOS.....	68
3.3.1.	CAMPO NORTH GOVERNMENT WELLS.....	69
3.3.1.1.	<i>Historia de la aplicación del proceso</i> .....	69
3.3.1.2.	<i>Geología del Yacimiento</i> .....	70
3.3.1.3.	<i>Desarrollo del campo e historia</i> .....	72
3.3.1.4.	<i>Pruebas de Laboratorio para la combustión In Situ</i> .....	72
3.3.1.5.	<i>Prueba de campo: Desarrollo del Piloto</i> .....	73

3.3.1.6.	<i>Conclusiones y Recomendaciones relacionadas con la aplicación del proyecto en Colombia.....</i>	76
3.3.2.	CAMPO FOSTERTON NORTHWEST .....	77
3.3.2.1.	<i>Historia de la aplicación del proceso.....</i>	78
3.3.2.2.	<i>Geología del Yacimiento.....</i>	78
3.3.2.3.	<i>Desarrollo del campo e historia.....</i>	80
3.3.2.4.	<i>Prueba de campo: Diseño y Desarrollo del Piloto.....</i>	81
3.3.2.5.	<i>Conclusiones y Recomendaciones relacionadas con la aplicación del proyecto en Colombia.....</i>	85
3.3.3.	CAMPO IOLA (CARLYLE POOL) .....	86
3.3.3.1.	<i>Historia de la aplicación del proceso.....</i>	87
3.3.3.2.	<i>Geología del Yacimiento.....</i>	88
3.3.3.3.	<i>Desarrollo del campo e historia.....</i>	89
3.3.3.4.	<i>Prueba de campo: Desarrollo del Piloto.....</i>	89
3.3.3.5.	<i>Conclusiones y Recomendaciones relacionadas con la aplicación del proyecto en Colombia.....</i>	90
3.3.4.	CAMPO FOREST HILL .....	91
3.3.4.1.	<i>Historia de la aplicación del proceso.....</i>	92
3.3.4.2.	<i>Geología del Yacimiento.....</i>	92
3.3.4.3.	<i>Desarrollo del campo e historia.....</i>	92
3.3.4.4.	<i>Uso del Oxígeno vs. Aire para la Combustión In Situ. ....</i>	93
3.3.4.5.	<i>Prueba de campo: Desarrollo del Piloto.....</i>	97
3.3.4.6.	<i>Conclusiones y Recomendaciones relacionadas con la aplicación del proyecto en Colombia.....</i>	99

3.3.5. Campo Trix-Liz.....	101
3.3.5.1. Geología del Yacimiento.....	101
3.3.5.2. Desarrollo del campo e historia.....	103
3.3.5.3. Prueba de campo: Desarrollo del Piloto.....	104
3.3.5.4. Conclusiones y Recomendaciones relacionadas con la aplicación del proyecto en Colombia.....	108
3.3.6. CAMPO WEST HEIDELBERG.....	108
3.3.6.1. Historia de la aplicación del proceso.....	109
3.3.6.2. Geología del Yacimiento.....	110
3.3.6.3. Desarrollo del campo e historia.....	112
3.3.6.4. Prueba de campo: Desarrollo del Piloto.....	112
3.3.6.5. Conclusiones y Recomendaciones relacionadas con la aplicación del proyecto en Colombia.....	114
CONCLUSIONES .....	115
RECOMENDACIONES.....	117
BIBLIOGRAFÍA.....	119
ANEXO A.....	125
ANEXO B.....	127

## LISTA DE IMÁGENES

Figura 1. Esquema del proceso de combustión in situ hacia adelante o frontal. ....	4
Figura 2. Diagrama esquemático de los perfiles de temperatura y saturación de las zonas que se crean en un proceso de combustión in situ. ....	6
Figura 3. Esquema del proceso de combustión in situ en reversa.....	10
Figura 4. Esquema del perfil de temperaturas de la combustión seca mostrando el efecto general de la temperatura en la demanda de oxígeno para los crudos pesados y la región de gradientes de temperatura negativo. ....	13
Figura 5. Diseño de pozos de inyección típico en un proceso CIS. ....	29
Figura 6. Diseño de un pozo productor típico. ....	31
Figura 7. Agua necesaria para enfriar los pozos productores.....	33
Figura 8. Gráfico ilustrativo del cálculo del índice. ....	60
Figura 9. Funciones para lograr la proporcionalidad inversa. $1 - CVP$ (Línea negra), $e^{(-CVP_{nj})}$ (línea roja), $e^{(-CVP_{nj})} - 0,367879$ (línea azul) ....	62
Figura 10. Mapa estructural dibujado en el tope de la estructura de la arena del campo North Government Wells, mostrando las zonas quemadas y la zona de vapor.....	70
Figura 11. Mapa Isópaco de la arena Roseray, formación productora del campo Fosterton Northwest.....	79
Figura 12. Tasas de producción de fluidos y corte de agua de la Unidad Fosterton Northwest.....	82
Figura 13. Tasa de producción de aceite de la Unidad Fosterton Northwest.....	83

Figura 14. Tasa de producción de aceite diaria vs. Aceite acumulado producido..	85
Figura 15. Ubicación de los pozos en el proyecto Carlyle. ....	90
Figura 16. Ubicación de los pozos en el campo Forest Hill en 1982.....	93
Figura 17. Desempeño de la producción del campo Forest Hill.....	94
Figura 18. Energía para 4 MMscf/día de oxígeno.....	95
Figura 19. Patrón de inyección de oxígeno.....	97
Figura 20. Tasa de inyección y presión – pozo 32 del campo Forest Hill. ....	99
Figura 21. Historia del desempeño de la producción para el campo Trix-Liz.....	103
Figura 22. Mapa Isópaco del campo Trix Lix. ....	105
Figura 23. Mapa de isoconcentración del componente Nitrógeno para el yacimiento Trix-Liz. ....	106
Figura 24. Mapa de Isoconcentración del componente CO <sub>2</sub> del campo Trix-Liz..	107
Figura 25. Tope de la arena 4 y ubicación de los pozos en el campo West Heidelberg. ....	110
Figura 26. Producción primaria y combustión in situ del campo West Heidelberg. ....	112

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Influencia de heterogeneidades del yacimiento en la recuperación de hidrocarburos debido al proceso de CIS.....	22
Tabla 2. Guías de Screening por diferentes autores para el proceso de combustión in situ. ....	38
Tabla 3. Criterios de Screening.....	40
Tabla 4. Parámetros analógicos para el proceso de Combustión In Situ.....	43
Tabla 5. Valores de Fi cuando se trabajan rangos de valores para las propiedades, usando la media de los rangos como punto de comparación para establecer la similitud. ....	55
Tabla 6. Valores de Fi cuando se trabajan rangos de valores para las propiedades, usando el valor más cercano como punto de comparación para establecer la similitud. ....	56
Tabla 7. Pesos recomendados para las variables basados en la dispersión de los datos obtenidos de los procesos exitosos. ....	63
Tabla 8. Propiedades del campo perteneciente al Valle Medio del Magdalena. ....	64
Tabla 9. Propiedades del campo perteneciente a la cuenca de los Llanos Orientales. ....	65
Tabla 10. Pesos distribuidos de acuerdo a la cantidad de datos disponibles de los prospectos colombianos. ....	66
Tabla 11. Clasificación de los campos análogos al campo representativo del Valle Medio del Magdalena utilizando algoritmo del valor más cercano y el algoritmo de medias con igual peso para todas las variables. ....	67

Tabla 12. Clasificación de los campos análogos al campo representativo del Valle Medio del Magdalena utilizando algoritmo del valor más cercano y el de medias con pesos diferentes para todas las variables. ....	67
Tabla 13. Clasificación de los campos análogos al campo representativo de Los Llanos Orientales utilizando algoritmo del valor más cercano y el algoritmo de medias con igual peso para todas las variables. ....	68
Tabla 14. Clasificación de los campos análogos al campo representativo de los Llanos Orientales utilizando algoritmo del valor más cercano y el de medias con pesos diferentes para todas las variables. ....	68
Tabla 15. Propiedades del campo North Government Wells. ....	69
Tabla 16. Resultados de las pruebas de laboratorio para una muestra de aceite representativa del campo North Government Wells. ....	73
Tabla 17. Características operacionales y de producción de los segmentos Este y Oeste del campo North Government Wells. ....	76
Tabla 18. Propiedades del campo Fosterton Northwest. ....	78
Tabla 19. Propiedades del campo Iola (Carlyle Pool) ....	87
Tabla 20. Propiedades del campo Forest Hill. ....	91
Tabla 21. Propiedades del campo Trix-Liz. ....	101
Tabla 22. Propiedades del campo West Heidelberg. ....	109

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS PROSPECTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU MEDIANTE ANALOGÍAS.\*

**AUTOR:** CARLOS ANDRÉS PALACIO OLIVARES.†

**PALABRAS CLAVE:** Combustión In Situ, Análogo, Estudio Comparativo.

### DESCRIPCIÓN:

Para evaluar la factibilidad de aplicar un método de recobro mejorado de hidrocarburos es necesario desarrollar un gran número de pruebas de laboratorio y simulaciones numéricas. Sin embargo, este proyecto surge como alternativa previa a dichos estudios, proporcionando herramientas para una estimación temprana de los resultados que podrían ser obtenidos aplicando Combustión In situ, mediante la comparación entre un yacimiento estudio y aquellos en los cuáles el proceso fue ejecutado.

Se propone una metodología, fundamentada en la estadística, para encontrar los proyectos de combustión in situ cuyas propiedades son similares a las del campo estudio. En una extensa base de datos fue consignada información valiosa sobre las propiedades de la roca del yacimiento, características del fluido y parámetros operacionales extraídos de los reportes de todas las aplicaciones disponibles en la literatura. En total, más de 85 proyectos de Combustión In situ son usados para hacer una mejor valoración. Esta metodología permite realizar una clasificación de los campos, del más parecido al menos parecido, dando una amplia gama de aplicaciones de campo al usuario final.

Para dos yacimientos colombianos de crudo pesado: un yacimiento típico del Valle Medio del Magdalena y otro de la cuenca de los Llanos Orientales se efectuó un estudio comparativo. Los resultados obtenidos por el modelo se muestran junto con recomendaciones de cómo debería ser aplicado el proceso basado en los diseños, historia de desempeño y problemas operacionales en los yacimientos análogos.

---

\* Proyecto de Grado.

† Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirectores: Diana Patricia Mercado Sierra – Fabián Camilo Yatte Garzón.

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF PROSPECT RESERVOIRS FOR THE APPLICATION OF IN SITU COMBUSTION PROCESSES USING ANALOGIES.<sup>‡</sup>

**AUTHOR:** CARLOS ANDRÉS PALACIO OLIVARES.<sup>§</sup>

**KEY WORDS:** In Situ Combustion, Analogous, Database, Benchmarking.

### DESCRIPTION:

To appraise the feasibility of applying an enhanced oil recovery method it is essential to perform a great number of laboratory tests, and numerical simulation as well. The purpose of this project is to give an early estimate of the results obtained by applying in situ combustion by comparing a study reservoir with existing fields in which the process was executed.

A database with the data of more than 85 field in situ combustion projects was developed. The information gathered included reservoir properties, operational variables and results from all the field projects available in the open literature. From them only 27 were considered as successful by the authors; however, all the projects are available in the database. A model to find the field projects which properties are similar to the field under study is proposed. The model also allows a classification from the most likely to the least likely, giving several comparative field applications to the final user.

A benchmarking study is made for two Colombian heavy oil reservoirs: A type reservoir of the Middle Magdalena Basin and other from the Eastern Llanos Basin. The results obtained by the model are shown together with the recommendations on how the process should be applied based on the design, performance and operational problems presented in the analogous reservoirs.

---

<sup>‡</sup> Graduate Project.

<sup>§</sup> Faculty of Physical-chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirectors: Diana Patricia Mercado Sierra – Fabián Camilo Yatte Garzón.

## INTRODUCCIÓN

La combustión in situ es el método de recobro térmico más antiguo (Sarathi, 1999). Ha sido usado por más de nueve décadas con un historial de muchos proyectos exitosos. Sin embargo, está clasificado como un proceso de alto riesgo debido principalmente a los múltiples problemas en aplicaciones de campo. La mayoría de esas fallas se originan debido a la aplicación de este proceso a los yacimientos equivocados o a los peores prospectos, relacionados con un pobre estudio preliminar. Por eso es importante aclarar que, la Combustión In situ tiene alto potencial técnico y económico para una gran cantidad de yacimientos, sólo si se aplica bajo condiciones adecuadas.

El proceso de combustión in situ, también conocido como “fireflooding” o inyección de fuego, ha sido investigado y probado en campo extensivamente (Kumar, y otros)<sup>1</sup>, y si bien requiere de una cuidadosa planeación y un monitoreo exhaustivo, puede llegar a ser exitoso y ofrecer muchas ventajas, entre esas, una mejora de la calidad del aceite en sitio (*upgrading*). Dado que la fracción que se quema durante el desarrollo del proyecto es la más pesada y por lo tanto menos valiosa. Además, a partir de las reacciones de oxidación y pirolisis, ofrece una reducción de la viscosidad y desplazamiento miscible e inmisible del crudo.

La Combustión In-Situ no se ha aplicado todavía en Colombia y se quiere determinar si es una alternativa viable. Sin embargo, para evaluar este proceso se requiere de gran cantidad de información que a veces no se encuentra disponible. Es por eso, que se pretende hacer uso de las analogías con yacimientos existentes donde esta técnica ha sido aplicada, como herramienta para obtener

---

<sup>1</sup> Kumar, M.; Mridul A.; “A method for predicting Oxygen and Air Flooding Performance”, SPE 14920.

aproximaciones iniciales que permitan estimar el potencial del proceso para su aplicación en dichos campos. Una larga recopilación de información de los proyectos de combustión in situ que han sido desarrollados a nivel mundial permitió crear una base de datos con sus características de yacimiento más importantes. Se plantea una metodología que permite comparar y realizar las respectivas analogías entre los campos almacenados en la base de datos y el campo a estudiar, relacionando sus características particulares, encontrando semejanzas y permitiendo una clasificación según sus similitudes.

Los resultados obtenidos por medio de las analogías servirán de soporte para la evaluación de prospectos para la implementación de procesos de combustión in situ a partir de los resultados obtenidos en sus campos análogos. De esa forma, permitirá a los ingenieros de yacimientos y producción de los campos de crudo pesado colombianos tomar decisiones preliminares acerca de las características del diseño en la implementación de este proceso de recobro. La creación de esta base de datos permitirá enriquecer el trabajo consignado por varias generaciones del grupo de Recobro Mejorado en el Software EORS, programa equipado con una base de datos que contiene el modelo estadístico aquí desarrollado, que permite hacer analogías para los procesos de recobro más reconocidos a nivel mundial.

## **1. COMBUSTIÓN IN-SITU (CIS)**

La combustión in situ es básicamente la inyección de un gas oxidante (aire o aire enriquecido con oxígeno) para generar calor mediante el quemado de una porción del aceite presente en el yacimiento. En este proceso la mayoría del aceite es desplazado hacia los pozos productores por una combinación de empuje por gas (de los gases de combustión), vapor, y desplazamiento con agua. La CIS es llamada también fireflooding o “inyección de fuego”, término usado para describir el movimiento de un frente de quemado dentro del yacimiento. Basado en las direcciones respectivas de propagación de la llama y el flujo de aire, el proceso puede ser hacia adelante (cuando el frente de combustión va en el mismo sentido que el flujo de aire) o en reversa (cuando el frente se mueve en contra del flujo de aire).

### **1.1. TIPOS DE COMBUSTIÓN IN SITU**

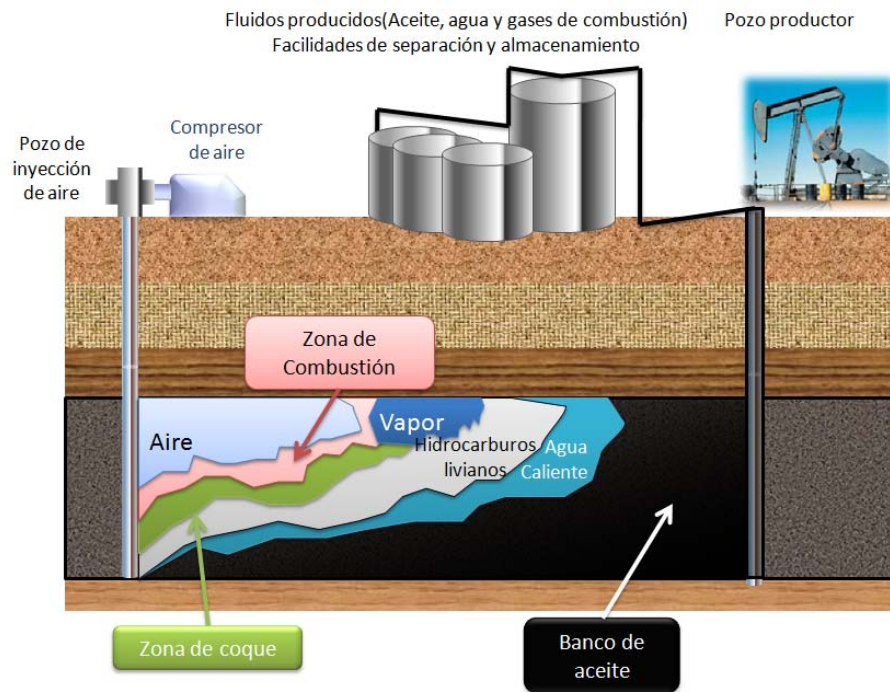
#### **1.1.1. Combustión frontal.**

Debido a que la combustión in situ frontal ha dado mejores resultados en campo, a esta se le dedicará más interés en este documento. La combustión frontal puede también ser clasificada como combustión seca cuando solo es inyectado aire o aire enriquecido, o húmeda cuando son inyectados aire y agua. En la Figura 1 se muestra un esquema de este proceso en seco.

### 1.1.1.1. *Combustión frontal seca.*

El primer paso en la combustión frontal seca es la oxidación y formación del coque, posteriormente se debe encender el combustible formado. En algunos casos, la auto-ignición ocurre cuando empieza la inyección de aire si la temperatura del yacimiento es bastante alta y el aceite es lo suficientemente reactivo. Esto ocurre en algunos campos en California (Garthoffner)<sup>6</sup>. Por otra parte, la ignición puede ser inducida usando quemadores de gas en la cara del pozo, calentadores eléctricos, y/o inyección de agentes pirofóricos o inyección de vapor.

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



Modificado de: (National Energy Technology Laboratory) <http://www.netl.doe.gov/>

<sup>6</sup> Garthoffner, Egon H.; SPE, ARCO Western Energy; Combustion Front and Burned Zone Growth in Successful California ISC Projects, SPE 46244-MS.

Después de la ignición, el frente de combustión es propagado mediante un flujo continuo de aire. En vez de un incendio en el yacimiento, el frente es propagado como un brillo o llama lenta como la observada al quemar carbón. A medida que el frente se mueve dentro del yacimiento, varias zonas se crean entre el pozo inyector y el productor como resultado del calor, transporte de masa, y reacciones químicas. En la Figura 1 se muestra una representación ideal de las diferentes zonas y la distribución resultante de saturaciones de los fluidos.

En el campo, hay transición entre zonas; sin embargo, los conceptos ilustrados proveen un vistazo del proceso de combustión.

### **Definición de las zonas**

Empezando desde el pozo inyector, se pueden definir siete zonas (ver Figura 2):

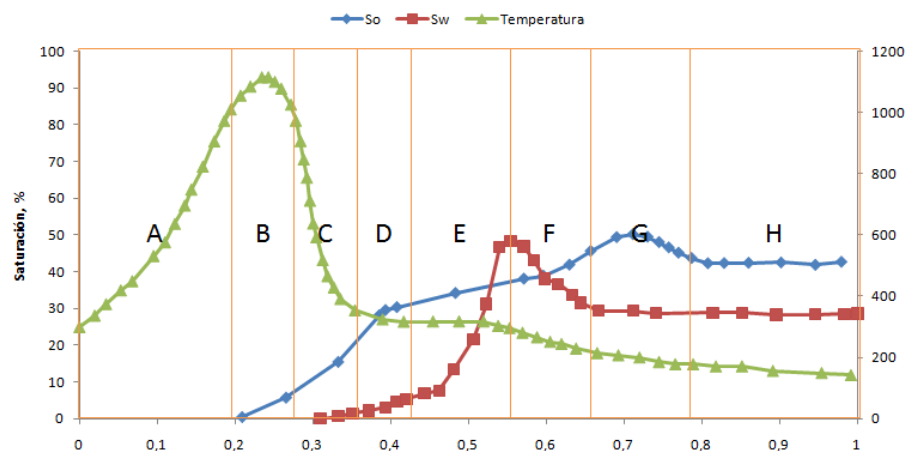
**Zona A o zona quemada.** La zona quemada es el volumen poroso ya quemado. Esta zona está llena con aire y puede contener pequeñas cantidades de residuos orgánicos no quemados. Debido a que ha estado sometida a altas temperaturas, es posible que haya sufrido alteraciones minerales. El flujo continuo de aire desde el pozo inyector hace que la temperatura de la zona quemada aumente desde la temperatura del aire en la cara del pozo hasta la temperatura del frente en el frente de combustión.

**Zona B o zona de combustión.** Es la zona de mayor temperatura. Es muy delgada, a veces no mayor a algunas pulgadas. Es en esta región donde el oxígeno se combina con el combustible y ocurre la oxidación de alta temperatura. Los productos de las reacciones de quemado son agua y óxidos de carbono. El combustible es llamado algunas veces coque. De hecho, no es puro carbón sino hidrocarburos con razones atómicas de H/C que varían de 0,6 a 2,0. Este combustible es formado en la zona de craqueo térmico justo en el límite del frente; y es el producto del craqueo y la pirolisis, que es depositada en la matriz de la

roca. La cantidad de combustible quemado es un parámetro importante porque determina cuánto aire debe ser inyectado para quemar un cierto volumen del yacimiento.

**Zona C/D.** La zona de craqueo/vaporización se encuentra corriente abajo del frente. El crudo es modificado en esta zona por la alta temperatura del proceso de combustión. Los componentes más livianos y se transportan corriente abajo, donde se condensan y mezclan con el crudo original. Los componentes pesados pasan por un proceso de pirolisis, produciendo CO<sub>2</sub>, CO, gases hidrocarburos, y combustible sólido orgánico depositado en la roca.

Figura 2. Diagrama esquemático de los perfiles de temperatura y saturación de las zonas que se crean en un proceso de combustión in situ.



- A: Zona quemada.
- B: Zona de combustión.
- C: Zona de craqueo.
- D: Región de evaporación y reducción de la viscosidad.
- E: Banco de vapor.
- F: Banco de agua.
- G: Banco de aceite.
- H: Zona Inicial.

Adaptado de: (Society of Petroleum Engineers, 2007)

**Zona E o de vapor.** La zona de vapor es la zona en la cual algunos vapores hidrocarburos se condensan. La mayoría de estos se condensan corriente abajo a medida que el vapor se condensa. La temperatura de esta zona depende de la

presión parcial del agua en la fase gaseosa. Dependiendo de la temperatura, el aceite original puede pasar a través de un leve craqueo térmico, frecuentemente llamado “visbreaking” que usualmente reduce la viscosidad.

**Zona F o zona de agua.** Existe un banco de agua en la parte delantera del banco de vapor, donde la temperatura es menor que la temperatura de saturación. Este banco de agua disminuye en temperatura y saturación corriente abajo, con un resultante aumento en la saturación de aceite.

**Zona G o banco de aceite.** En la zona de banco de aceite está contenida la mayor parte del aceite desplazado, incluyendo la mayor parte de los componentes livianos resultantes del craqueo térmico.

**Zona H.** Más allá de estas áreas afectadas se encuentra el yacimiento original sin ninguna perturbación. La saturación de gas aumenta lentamente en esta área debido a la alta movilidad de los gases de combustión.

#### **1.1.1.2. *Combustión frontal húmeda.***

Una gran cantidad de calor es almacenado en la zona quemada durante la combustión frontal seca (Figura 3); debido a la baja capacidad calorífica del aire, él no puede transferir el calor eficientemente. Si se inyecta agua junto con el aire, esta puede capturar el calor y transmitir el calor almacenado en la zona quemada.

Durante la combustión húmeda, el agua inyectada absorbe el calor de la zona quemada, se vaporiza, se mueve a través del frente de llama, y expande la zona de vapor. Como resultado, la zona de vapor se hace más grande. Esto produce mayor movimiento del calor y desplazamiento del aceite.

Dependiendo de la razón agua/aceite, la combustión húmeda es clasificada como (1) incompleta cuando el agua es convertida a vapor sobrecalentado y recupera sólo parte del calor de la zona quemada, (2) normal cuando todo el calor de la zona quemada es recuperado, y apagada o (3) súper húmeda cuando la temperatura del frente decrece como resultado del agua inyectada.

Cuando se opera correctamente, la combustión asistida con agua reduce la cantidad de combustible que es necesario quemar, produciendo mayores cantidades de aceite recuperado y una disminución en la cantidad de aire requerido para el proceso de calentar un volumen determinado del yacimiento.

Con la combustión húmeda puede obtenerse hasta una mejora del 25% en la eficiencia del proceso (Bousaid, 1989)<sup>7</sup>. La determinación de la razón óptima agua/aceite es difícil debido a las heterogeneidades del yacimiento y la segregación gravitacional que pueden afectar el movimiento de los fluidos y la distribución de las saturaciones. Inyectar mucha agua puede producir un frente de llama ineficiente, de tal manera que se pierdan los beneficios del proceso.

Algunos autores recomiendan inyectar agua a altas tasas para obtener una combustión parcialmente apagada. Este método tiene una aplicación limitada. Se prefiere una combustión a altas temperaturas, pero es difícil de obtener en el caso de aceites que no son altamente reactivos. Inyectar grandes cantidades de agua puede disminuir las temperaturas de combustión, produciendo que una mayor cantidad de aceite se queme y un mayor gasto de oxígeno. Al mismo tiempo, este tipo de proceso solo oxidan parcialmente el aceite. Esta oxidación parcial produce un líquido mucho más viscoso, que disminuye la tasa de flujo. Así, en resumen, si es usada la inyección de agua, debe tenerse mucho cuidado para asegurar que el

---

<sup>7</sup> Bousaid, S.: "Multiple-Quenched Fireflood Process Boosts Efficiency," *JPT* (November 1989) 1202.

agua nunca alcance el frente de combustión de alta temperatura y apague el proceso.

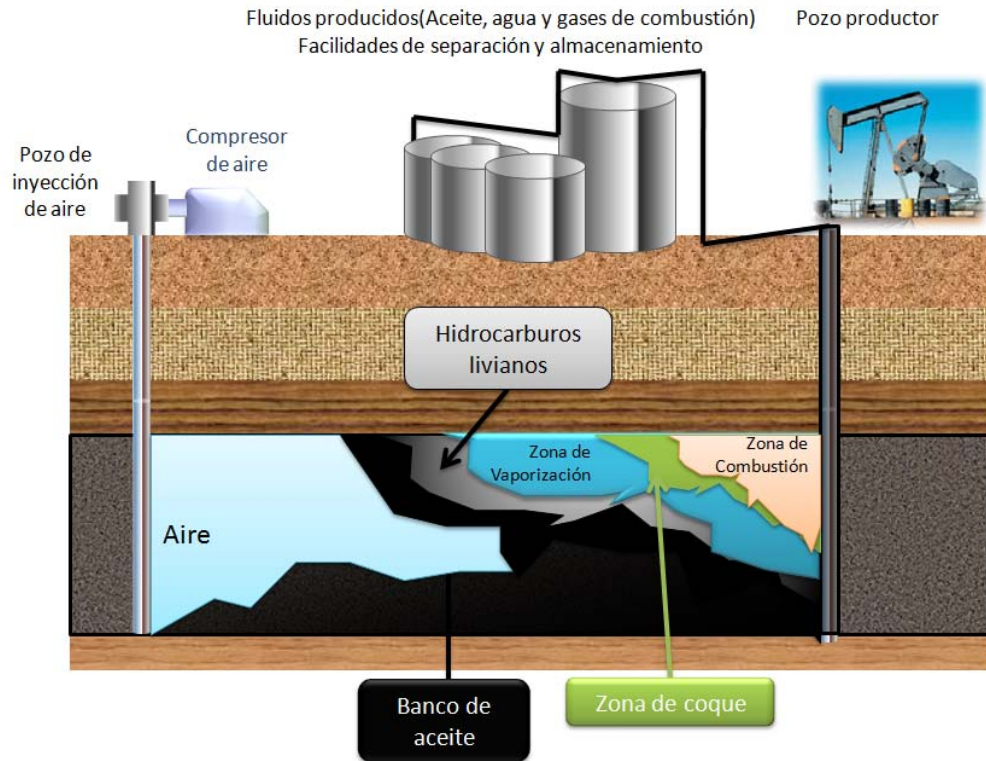
### **1.1.2. Combustión en reversa**

La combustión en reversa es una variación del proceso de Combustión In-Situ que soluciona la posibilidad de bloqueo por líquido en los pozos productores, problema que consiste en que el crudo pesado de poca movilidad se acumule a los alrededores del pozo e impida el desplazamiento del aceite caliente desplazado por el proceso. En la combustión en reversa, la ignición ocurre cerca del pozo productor en el lado derecho de la Figura 3, así que el frente de combustión se mueve del pozo productor hacia el inyector, mientras el aire es inyectado en la dirección opuesta moviéndose de izquierda a derecha. La Figura 3 muestra lo que ocurre en un proceso de combustión en reversa.

Este proceso ha sido estudiado de manera extensiva en laboratorios y probado en el campo (Huffman, y otros, 1983). Este podría ser una manera útil para producir crudos muy pesados con alta viscosidad. Sin embargo, la combustión en reversa no ha sido un éxito económico por dos razones principales.

Primero, la combustión se empieza en el productor, por lo tanto, los fluidos producidos se encuentran calientes y en algunas ocasiones contienen oxígeno que no ha reaccionado con el aceite. Estas condiciones requieren revestimientos especiales de alto costo para proteger la integridad del sistema de producción de la corrosión y las altas temperaturas. Además, se requiere más oxígeno para propagar el frente comparado a la combustión hacia adelante, de manera que se incrementan los costos de operar el proyecto de combustión in situ. Segundo, componentes pesados del coque sin reaccionar, quedaran en las zonas quemadas del yacimiento.

Figura 3. Esquema del proceso de combustión in situ en reversa.



Adaptado de: (National Energy Technology Laboratory)

Algún tiempo después del inicio del proceso, el coque empezará a quemarse, y el proceso se convertirá en un proceso de combustión in situ hacia adelante con una alta tasa de generación de calor pero poca producción de aceite. Esto ha ocurrido inclusive en experimentos controlados cuidadosamente.

En resumen, la combustión en reversa se ha encontrado como un proceso muy difícil de aplicar y económicamente poco atractivo.

## 1.2. ESTUDIOS DE LABORATORIO

Los procesos de combustión in situ son ampliamente una función de la composición del aceite y la mineralogía de la roca. La amplitud y la naturaleza de las reacciones químicas entre el aceite y el aire inyectado, al igual que el calor generado, dependen del sistema aceite – matriz. Deben hacerse estudios de laboratorio, usando aceite y matriz de un prospecto de combustión in situ antes del diseño de cualquier operación de campo. Dentro de los estudios de laboratorio se encuentran las pruebas de combustión y las de cinética de reacción.

### **1.2.1. Las reacciones**

Las reacciones químicas asociadas con los procesos de combustión in situ son complejas y ocurren en un amplio espectro de temperaturas. La mayoría de los investigadores las agrupan en tres clases en rangos de temperatura ascendentes:

- Reacciones de baja temperatura (LTO, por sus siglas en inglés)- Reacciones heterogéneas gas/líquido que producen compuestos parcialmente oxigenados y algunos óxidos de carbono.
- Reacciones de temperaturas intermedias- reacciones de pirolisis de los hidrocarburos para formar combustible.
- Reacciones de alta temperatura (HTO, por sus siglas en inglés)- Reacciones heterogéneas de rompimiento de los enlaces H/C en las cuales el combustible reacciona con el oxígeno para producir agua y óxidos de carbono.

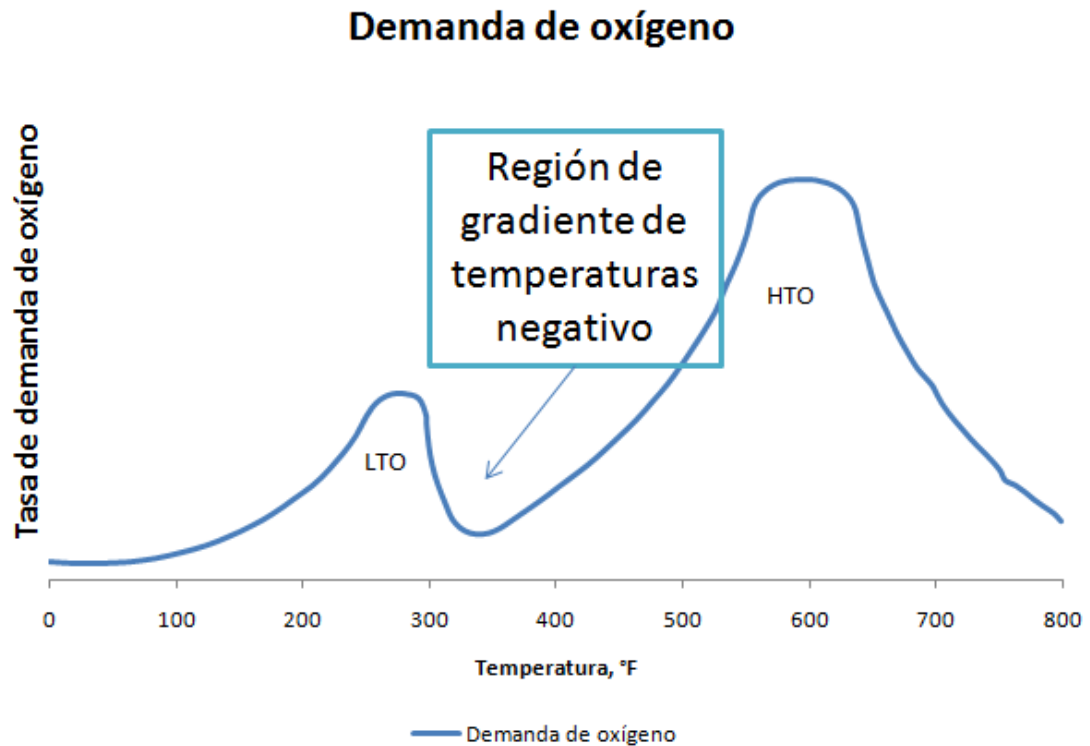
La oxidación del aceite consiste en dos etapas: LTO que forma un combustible hidrocarburo oxigenado, y una combustión de alta temperatura de este combustible. Una descripción detallada de los diferentes regímenes de reacción está fuera del alcance de esta tesis; una buena recopilación de los mismos se encuentra en (Akkutlu, 2002). Sin embargo, es posible hacer algunos comentarios prácticos acerca del papel de la oxidación de baja temperatura.

Las reacciones de oxidación a bajas temperaturas (LTO) pueden ser descritas como adición de oxígeno al crudo. Esta oxidación produce agua e hidrocarburos oxigenados como cetonas, alcoholes y peróxidos. Las reacciones de oxidación de baja temperatura generalmente aumentan la viscosidad, rango de ebullición, y densidad. La LTO aumenta la cantidad de combustible depositado y se produce cuando hay poca entrada de aire en la zona de oxidación. En yacimientos de crudo pesado ( $^{\circ}\text{API} < 20$ ), Las reacciones de oxidación de baja temperatura tienden a ser más pronunciadas cuando se inyecta oxígeno en el yacimiento (más que cuando se inyecta aire).

Para crudos pesados, las reacciones de oxidación de baja temperatura deben ser evitadas. En la Figura 4 se muestra la demanda de oxígeno a medida que la temperatura de un aceite pesado típico es aumentada linealmente con el tiempo. Se puede observar la zona de gradiente negativo de temperaturas, es decir, la región donde la demanda de oxígeno disminuye a medida que aumenta la temperatura. Si la temperatura del proyecto de combustión in situ se mantiene o disminuye por debajo de la región de gradientes negativos de temperatura, la eficiencia de desplazamiento del aceite será muy pequeña. Esto es porque las reacciones de oxidación de baja temperatura aumentan la viscosidad del aceite y promueven la deposición de mayor cantidad de combustible.

El flujo de aire inyectado en un proyecto CIS de crudo pesado debe mantenerse en un valor mucho mayor que el necesario para mantener las temperaturas en el régimen de oxidación de alta temperatura. Las reacciones de oxidación de baja temperatura tienen poco efecto en los crudos livianos en términos de movilidad y recuperación, a pesar del hecho que los crudos livianos son más susceptibles a las reacciones de oxidación de baja temperatura que los crudos pesados.

Figura 4. Esquema del perfil de temperaturas de la combustión seca mostrando el efecto general de la temperatura en la demanda de oxígeno para los crudos pesados y la región de gradientes de temperatura negativo.



Adaptado de: (Moore, 1993).

La depositación de combustible determina la factibilidad y éxito económico de un proyecto de combustión. Ocurre a temperaturas intermedias después de las reacciones de oxidación de baja temperatura. Numerosos estudios se han hecho para entender el proceso de formación del combustible y su depositación a temperaturas intermedias. El tipo de aceite y la estructura química determinan la tasa y magnitud de las diferentes reacciones. Los efectos catalíticos de la matriz y/o las soluciones de metales inyectadas pueden afectar el tipo y cantidad de combustible formado. Otra vez, todos los experimentos de laboratorio deben incluir

no solo el crudo que va a ser probado sino además un núcleo representativo del yacimiento de interés.

### **1.2.2. Pruebas de laboratorio**

Aunque los estudios cinéticos pueden proveer una aproximación cercana de las reacciones de combustión in situ, los experimentos con tubos de combustión son obligatorios para determinar los parámetros necesarios para diseñar e implementar proyectos de campo. Estos datos son usados para hacer predicciones del desempeño de pruebas de campo. Sarathi<sup>8</sup> señala que “Los estudios en tubos de combustión son el primer paso necesario en el diseño de un proceso de combustión in situ.” (Sarathi, 1999)

Los tubos de combustión intentan representar un pequeño volumen del yacimiento. Usualmente utilizan núcleos nativos del yacimiento o muestras representativas de la matriz y aceite, colocados en posición vertical para minimizar los efectos gravitacionales y es calentado a temperatura de yacimiento. La ignición es iniciada usualmente en la parte superior usando calentadores eléctricos, y el frente de combustión es propagado hacia abajo. Esto permite la propagación de un frente de combustión y las reacciones químicas asociadas a condiciones cercanas a aquellas del yacimiento.

Los perfiles de temperatura, presiones, tasas de inyección y producción de gas y de líquido, e historias de composición son grabados en la entrada y salida del tubo. Las corridas del CIS no son escaladas, y una correlación directa de los resultados del tubo de combustión a campo no es posible. Sin embargo, mientras las corridas sean llevadas a cabo con roca del yacimiento y fluidos a condiciones

---

<sup>8</sup> Partha S. Sarathi, In situ Combustion Handbook – Principles and Practice, U. S. DOE, 1999.

de yacimiento, las reacciones de depositación de combustible y combustión serán similares en ambos, tubo y yacimiento.

Las corridas del tubo de combustión no arrojan información de la eficiencia de barrido del proceso CIS. Estas modelan adecuadamente la química del proceso, pero no el comportamiento del flujo en el yacimiento, y solo modelan parcialmente el proceso de transferencia de calor. El comportamiento del flujo en el yacimiento está afectado por el cabalgamiento gravitacional, el espaciamiento entre pozos, pero no el comportamiento del flujo en el yacimiento, y las corridas de la prueba no pueden reproducir este fenómeno. La transferencia de calor del tubo al medio circundante puede ser mucho mayor que las pérdidas de calor en el yacimiento.

La información que puede ser obtenida de la corrida de la prueba del tubo de combustión es:

- Cantidad de combustible quemado.
- Aire requerido para quemar un volumen unitario del yacimiento.
- Relación atómica H/C del aceite quemado.
- Exceso de uso de aire y oxígeno.
- Relación aire/combustible.
- Recuperación de aceite de la zona barrida.
- Relación óptima agua/Aire en la combustión húmeda.
- Composición de los fluidos producidos.
- Temperatura y estabilidad del frente.

Esto último es muy importante en los crudos pesados para determinar si el proceso está operando correctamente en el régimen de temperaturas deseadas. Si no se puede obtener alta temperatura en condiciones ideales de laboratorio, es mucho menos probable que se puedan obtener en campo, por lo que las pruebas de campo serían peores.

### **1.3. VARIABLES DETERMINANTES EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO CIS.**

Para evaluar la aplicación de un proceso de combustión in situ se necesita gran cantidad de información sobre el yacimiento: Geología Estructural, Propiedades de los fluidos, Características de la roca, Sedimentología, etc. Para realizar un modelo de analogías se requiere entender cómo influyen cada uno de estos parámetros y cómo influyeron en proyectos anteriores, para lograr que la selección del campo análogo requiera del menor gasto de cómputo y se base en las variables que realmente influyen en el proceso.

#### **1.3.1. Parámetros Geológicos.**

Los principales parámetros geológicos que deben ser considerados cuando se escoge un yacimiento para un proyecto CIS incluyen: 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.

##### **1.3.1.1. *Extensión Lateral y Vertical del yacimiento.***

La continuidad de las capas individuales dentro de la formación productora, especialmente en las capas delgadas o lenticulares es un factor de gran importancia para el éxito de las operaciones de CIS. Los altos costos de la combustión in situ implican que el volumen de aceite por unidad de área debe estar sobre cierto mínimo para hacer un proyecto económicamente viable. En yacimientos delgados, la cantidad total de aceite es una función de la porosidad, la saturación de aceite y la extensión areal del yacimiento.

El éxito de los proyectos CIS a nivel mundial en yacimientos delgados, puede ser atribuido a la buena continuidad lateral de las arenas. Los yacimientos delgados en los que tuvo éxito el proceso consistieron generalmente de múltiples capas delgadas con buenas columnas de hidrocarburo y que se encuentran separadas por shales y lodolitas fuertemente cementadas. Esto los convirtió en la geometría ideal para adquirir un barrido favorable durante la combustión. Ejemplos citables son Los campos Glen Hummel y Gloriana<sup>9</sup> (Buchwald, y otros).

La falla en muchos proyectos en California puede ser atribuida a la falta de continuidad del yacimiento. La formación en estos sitios, a pesar de mostrar una excelente porosidad, buena permeabilidad y buenas saturaciones de aceite se encontraban compuestas por una serie de lentes de arena separados por capas impermeables de shale. La baja continuidad lateral y la compartimentalización resultante de las facies laterales complejas no permitieron el movimiento libre de los fluidos. La falta general de continuidad lateral y el bajo entendimiento de la geología del yacimiento por parte de los operadores contribuyó a la falla de los procesos. Además, muchos de los proyectos fueron hechos en partes de yacimiento donde las propiedades de la roca no permitían siquiera un buen recobro primario.

Por esa razón la extensión lateral y vertical de un yacimiento es uno de los parámetros principales para considerar en el proceso de selección de un proceso de CIS. Las arenas limpias, bien sorteadas, tienden a tener una buena continuidad lateral y vertical. La continuidad del yacimiento puede ser reducida por granos finos diseminados en la roca, por la existencia local de

---

<sup>9</sup> Buchwald R. W., Hardy W. C., Neinast G. S., "Case Histories of Three In-Situ Combustion Projects", SPE 3781-PA.

varios tipos de intercalación de arcilla, y materiales cementantes. El estudio de las condiciones en las cuales se depositó la arena almacenadora puede dar una aproximación de la continuidad del yacimiento a nivel lateral y vertical. Una caracterización completa de la distribución de las facies ayudaría a predecir como el desempeño del yacimiento puede verse afectado por barreras de flujo.

#### **1.3.1.2. Profundidad Vertical**

La profundidad del yacimiento no es una limitante en los procesos de CIS. Procesos económicamente viables se han desarrollado en yacimientos con profundidades entre 300 y 11500 pies. Sin embargo, este parámetro tiene influencia en otras variables importantes como son la temperatura, presión y costo de los pozos. Una profundidad inferior a 200 pies podría ofrecer limitaciones debido a las bajas presiones de inyección permitidas.

A medida que aumenta la profundidad de los pozos esta presión de inyección permisible también aumenta, sin embargo otros valores importantes empiezan a tener importancia, como el costo de las operaciones de perforación y completamiento, y las mayores capacidades del compresor para lograr cumplir con las altas presiones necesarias para poder ejecutar el proceso. La aplicación de este proceso se verá restringida por estos costos a profundidades entre los 12000 y 12500 pies.

#### **1.3.1.3. Espesor del Yacimiento**

Las diferencias de densidad entre el aire y los fluidos del yacimiento favorecen la tendencia del aire de cabalgar o montarse sobre la columna de aceite, lo que podría generar el desvío del aire si el yacimiento tuviera cierto

espesor crítico. Una arena delgada tiende a anular este efecto de cabalgamiento y favorecer un desplazamiento más uniforme y un mejor barrido vertical. En una arena delgada almacenadora de crudo pesado, la transferencia rápida de calor a la parte inferior de la arena permitirá al frente de combustión avanzar hacia la parte inferior más rápido de lo que sería en una formación de gran espesor. Si en cambio, la arena es muy delgada se producirán grandes pérdidas de calor, lo que permitiría que la temperatura caiga por debajo de la necesaria para sostener un frente de combustión y pueden llevar a oxidaciones de baja temperatura y baja eficiencia de recobro. Se recomiendan espesores entre 4 pies y 50 pies.

Si los yacimientos son delgados (menores de 8 pies) se recomienda que sean yacimientos con intercalaciones no comunicadas que permitan la transferencia de calor entre las arenas y que promuevan y sostengan la combustión de alta temperatura en los yacimientos de crudo pesado. Esto ayuda a minimizar las pérdidas de calor hacia el overburden. El proyecto Fry en Illinois<sup>10</sup> (Earlougher) es un ejemplo claro de un proyecto de combustión in situ exitoso implementado en arenas delgadas múltiples (menores de 5 pies de espesor).

El espesor de la formación es también una consideración importante en yacimientos que contienen aceite que no es susceptible a una auto-ignición. En este tipo de yacimientos el área en las cercanías del pozo debe ser calentada a una alta temperatura para iniciar la ignición. Si la formación es muy gruesa (>50 pies) la cantidad de calor necesaria para aumentar la temperatura de la vecindad del pozo por encima de la temperatura de auto-

---

<sup>10</sup> Earlougher, Robert C. Jr., Galloway, J. R., Parsons R. W, "Performance of the Fry In-Situ Combustion Project", SPE 2409.

ignición puede ser muy alta y llegar a ser muy costosa. Las formaciones con espesores mayores a 60 pies han sido encendidas utilizando técnicas de ignición artificial.

#### **1.3.1.4. Condición estructural y Buzamiento**

La condición estructural y el buzamiento son consideraciones importantes en el posicionamiento de los pozos para un proyecto de combustión in situ. El movimiento del aire inyectado y del frente de combustión será más rápido hacia los pozos que se encuentren buzamiento arriba que los que se encuentren en la parte baja de la estructura. Algunos operadores prefieren inyectar aire en la parte superior de la estructura para aprovechar los efectos gravitacionales en el recobro de aceite caliente móvil afectada por la combustión. En el campo Midway-Sunset el buzamiento y el dominio de los efectos gravitatorios constituyeron un factor importante en el éxito económico del proyecto, debido a que el proyecto de combustión fue iniciado como un desplazamiento desde la cresta de la estructura, con el objeto de calentar el aceite en la parte superior de la estructura y promover la migración de aceite hacia los flancos del anticlinal.

(Turta, 1995)<sup>11</sup> recomendó ubicar el piloto de CIS en la parte más alta de la estructura. La razón detrás de esta recomendación es que el volumen quemado del piloto, cuando se encuentra localizado en la parte superior del yacimiento, puede ser medido de manera más precisa. Por consiguiente, permitiendo determinar la relación aire-aceite (AOR, por sus siglas en

---

<sup>11</sup> Turta, A.1994. In-Situ Combustion — From Pilot to Commercial Application, In Proceedings of 1994 NIPER/DOE Symposium on In-Situ Combustion, Tulsa, Oklahoma, April 21–22, U.S. DOE Report NIPER/BDM-O086, January 1995. pp. 15–39.

inglés) y la recuperación de aceite incrementada de manera más sencilla y confiable.

#### **1.3.1.5. Continuidad del Overburden**

La formación productora en el sitio del proyecto debe tener un overburden suficiente y competente para confinar el aire inyectado dentro de la zona almacenadora. Debido a que brechas en el overburden sobre la arena o fugas en los sellos entre zonas pueden permitir que los fluidos se filtren a los estratos superiores.

#### **1.3.1.6. Heterogeneidades del yacimiento**

Las heterogeneidades del yacimiento que influyen el desempeño de la recuperación lograda con el proceso de CIS incluyen las barreras de permeabilidad al flujo lateral o vertical, las fracturas naturales, las zonas ladronas de alta permeabilidad, la permeabilidad direccional, la presencia de capa de gas y de acuíferos. En la Tabla 1 se detalla la manera en que cada una de estas ocurrencias influye en la recuperación del proceso CIS.

Tabla 1. Influencia de heterogeneidades del yacimiento en la recuperación de hidrocarburos debido al proceso de CIS.

<b>Heterogeneidad</b>	<b>Influencia</b>
<b>Barreras de permeabilidad</b>	Positivo: Las barreras de permeabilidad vertical pueden dividir un yacimiento de gran espesor en varios estratos de menor espesor, lo que beneficia la eficiencia de barrido del proceso. Negativo: Las barreras verticales de permeabilidad horizontal pueden compartimentalizar el yacimiento y reducir la eficiencia del proceso.
<b>Las fracturas naturales</b>	Pueden crear canales preferenciales de flujo e influenciar la recuperación. Una zona de alta permeabilidad en la parte superior del yacimiento que se extienda de un pozo a otro constituye un peligro para el CIS ya que roba aire y le quita el alimento al frente de llama que necesita el oxígeno.
<b>La permeabilidad direccional</b>	Puede provocar que el aire fluya más libremente en una dirección que en otra dirección y resultar en un quemado desigual.
<b>Presencia de capa de gas o una capa delgada de alta saturación de gas en el tope de la arena</b>	Puede actuar como una zona ladrona para el aire inyectado y provocar un quemado desigual.
<b>Presencia de un acuífero</b>	Aunque no es deseable desde un punto de vista de anisotropía no es un impedimento para el éxito de un proceso CIS.*

\*Muchos proyectos exitosos como el de Glen Hummel y Gloriana fueron implementados en yacimientos con acuíferos activos. En estos proyectos el acuífero no sólo suministró soporte de presión al yacimiento sino que actuó como un conductor para el calor en la parte frontal del frente de combustión.

### 1.3.2. Propiedades de la Roca

Las propiedades principales de la roca de interés para un ingeniero evaluando un prospecto para la aplicación de un proceso de combustión in situ son: la textura de la arena, la permeabilidad y su distribución, la porosidad, la composición de la matriz de la roca. En muchos procesos CIS, especialmente aquellos implementados en yacimientos de crudo liviano la composición de la roca es más importante que las propiedades del aceite para determinar la cantidad de combustible disponible para la combustión.

#### **1.3.2.1. Uniformidad de la roca y textura**

Las arenas almacenadoras de aceite frecuentemente varían en sus características vertical y lateralmente. El grado en el cual la heterogeneidad de las arenas se acerca a la homogeneidad o uniformidad, sin embargo, influye en el desempeño del CIS. El tamaño real de los granos y su gradación, la forma de los granos, el carácter y cantidad del material cementante determinan las características físicas y propiedades del yacimiento. El tamaño, la forma y el sorteado de los granos determinan la porosidad y permeabilidad de la arena. Granos de arena Gruesa, bien-sorteada y redondeada producen yacimientos con altas porosidades y permeabilidades.

El perfil de permeabilidades (variación de la permeabilidad) determinado de los análisis de corazones, es una información valiosa para determinar la homogeneidad relativa de la arena. Generalmente mientras más grande el grado de uniformidad exhibido en un perfil, más uniforme será el quemado. Sin embargo, hay muchos casos de CIS económicamente exitosos con arenas con pobres perfiles de permeabilidad. Casos como el yacimiento Webster operado por Mobil, donde los cuerpos de arena son lenticulares y

anisotrópico son claros ejemplos. En el caso anterior se atribuyó el éxito del proyecto a la buena planeación y el ajuste del proyecto a la arquitectura del yacimiento.

#### **1.3.2.2. Permeabilidad**

El valor real de la permeabilidad tiene poco efecto en la técnica del proceso de combustión in situ. CIS económicamente exitosos han sido implementado en yacimientos de menos de 10 md de crudo ligero (Miller, 1995). El único requisito para la permeabilidad; es que sea lo suficientemente alta para permitir la inyección del aire a una presión compatible con el overburden a un costo razonable de compresión. En yacimientos de aceite pesado y demasiado viscoso una permeabilidad muy baja puede fallar para suministrar el mínimo flujo de aire requerido para una combustión sostenida. La baja permeabilidad también aumenta los requerimientos de presión del aire y costos de compresión, y prolonga la operación.

#### **1.3.2.3. Porosidad**

Es deseable una alta porosidad, debido a que afecta directamente la cantidad de hidrocarburos contenidos en la roca. A medida que la porosidad disminuye, la cantidad de calor almacenado en la roca aumenta. Una porosidad más baja no tendrá un efecto marcado en la utilización general de la energía en los procesos de combustión húmeda debido a que una parte del calor almacenado en el volumen de la roca será recuperado a través de las operaciones de reflujo con agua.

#### **1.3.2.4. Saturación de aceite**

Es necesario un mínimo de contenido de aceite (Saturación de aceite x Porosidad) para compensar el consumo de aceite como combustible en un proceso de combustión in situ. Una regla general del dedo gordo en la industria es que si el producto entre la saturación de aceite y la porosidad es menor a 0,09, o el contenido de aceite es menor a 700 bbl/acre-pie, la combustión seca debe ser eliminada de las posibilidades del recobro mejorado. Este corte o umbral simplemente quiere decir que debe haber una cantidad suficiente de aceite recuperable para cubrir los requerimientos de energía del proceso y suministrar una producción adicional para hacer el proceso atractivo económicamente. Para la combustión seca donde la demanda de combustible es menor que en el proceso seco se aceptan saturaciones de aceite inferiores.

#### **1.3.2.5. *Composición de la matriz de la roca almacén.***

El factor económico y la aplicabilidad de un proceso CIS en un yacimiento están determinados en gran medida por la naturaleza y cantidad de combustible formado en el yacimiento. Si no se deposita suficiente cantidad de combustible, el frente de combustión no se sostendrá solo. Inversamente, si una cantidad excesiva de combustible es depositado, el proceso puede resultar malo económicamente debido a las altas necesidades de aire, el alto costo de la energía y la baja tasa de recuperación.

La composición mineralógica de la roca y la composición química del aceite influyen en la cantidad de combustible disponible para mantener la combustión, según algunos estudios de laboratorio y evidencia de campo (Kumar, y otros). Medidas reales de laboratorio de combustible formado usando roca de yacimiento indican que el tipo de roca es probablemente más importante que las propiedades del crudo, particularmente en

yacimientos de crudo liviano, para determinar la cantidad de depositación de combustible en el yacimiento.

El contenido de arcilla y contenido metálico de la roca, al igual que su área superficial tienen una profunda influencia en la tasa de depositación de combustible y de oxidación. La presencia de arcillas y arenas finas en la matriz favorecen mayores tasas de depositación de combustible. Un aumento en el contenido de arcilla particularmente caolinita y e ilita favorecen mayores tasas de formación de combustible ya que favorecen las tasas de oxidación de baja temperatura. Los minerales de roca tales como la pirita, la calcita, y la siderita también favorecen este tipo de reacciones. Las reacciones de oxidación de baja temperatura también se ven favorecidas por bajas tasas de inyección de aire producto de heterogeneidades del yacimiento y la canalización del aire.

Los resultados producidos por el proyecto Fry mostraron que la depositación de aceite varió con las características litológicas de la roca. En las pruebas de laboratorio una arenisca fina a muy fina con significativa cantidad de pirita y siderita mostraron una depositación de gran cantidad de combustible, mayor que una arena de grano medio que contenía una cantidad similar de pirita. De manera similar, una arenita de grano medio con un contenido grande de material arcilloso mostró la mayor depositación de combustible<sup>12</sup> (Hewitt).

#### **1.3.2.6. Efecto del espaciamento entre pozos.**

---

<sup>12</sup> Hewitt, C. H., Morgan G. T., The fry In Situ Combustion Test – Reservoir Characteristics, SPE 954-PA.

Cuando se va a determinar el espaciamiento entre pozos necesario para el proyecto, este debe hacerse en la distancia óptima para maximizar la recuperación de aceite. Si el espaciamiento entre pozos es muy pequeño el frente de combustión puede experimentar irrupción temprana de los gases; mientras que, si el espaciamiento es muy grande la recuperación del aceite será muy lenta y se perjudicará la economía del proyecto, lo que lo haría mucho menos atractivo para su implementación.

#### **1.4. PRÁCTICAS OPERATIVAS**

Además de los equipos convencionales para la producción de aceite, la combustión in situ requiere una atención especial para los equipos de compresión de aire, ignición, diseño de los pozos, completamiento, y prácticas de producción.

##### **1.4.1. Compresores**

Los sistemas de compresión de aire son críticos para el éxito de cualquier proyecto de combustión in situ. Las fallas anteriores pueden, a veces, encontrarse ligadas a pobres diseños de compresión, fallas en el mantenimiento, o errores operativos.

Los factores que deben ser considerados cuando se selecciona un compresor incluyen los requerimientos y carga máxima de aire, presión de inyección, inversión de capital, requerimientos de energía, costos de operación y mantenimiento, y otros parámetros relevantes a nivel técnico y económico específicos al campo considerado.

La compresión del aire produce altas temperaturas debido a la gran capacidad calorífica (razón  $C_p/C_v$ ). El diseño del compresor debe considerar estas altas temperaturas para asegurar una operación continua y sostenible libre de los

efectos corrosivos del aire y los peligros de explosión de algunos fluidos lubricantes. Los aceites minerales no se recomiendan para esta operación. Los lubricantes sintéticos soportan las altas temperaturas y ofrecen una volatilidad e inflamabilidad menor que los lubricantes convencionales.

#### **1.4.2. Ignición**

La ignición y mantenimiento de altas temperaturas de combustión, especialmente en proyectos de crudo pesado, son los factores más críticos de un proyecto de CIS. La ignición puede ocurrir espontáneamente si el aceite tiene facilidad para reaccionar con el oxígeno, la temperatura del yacimiento es lo suficientemente alta, o el yacimiento tiene un espesor considerable. Cuando la ignición espontánea no ocurre o no es deseada (por ejemplo en yacimientos de crudo pesado donde es importante mantener altas temperaturas de combustión), el método más apropiado depende del yacimiento y los equipos disponibles en el sitio.

Los quemadores de gas en fondo permiten un buen control de la temperatura de los gases inyectados y puede ser operado a profundidades mayores que otros métodos. Las desventajas de este sistema incluyen la necesidad correr varias sartas de tubing en los pozos de inyección. Algunas partículas como el hollín pueden ser llevadas a la formación si el gas no se quema limpiamente.

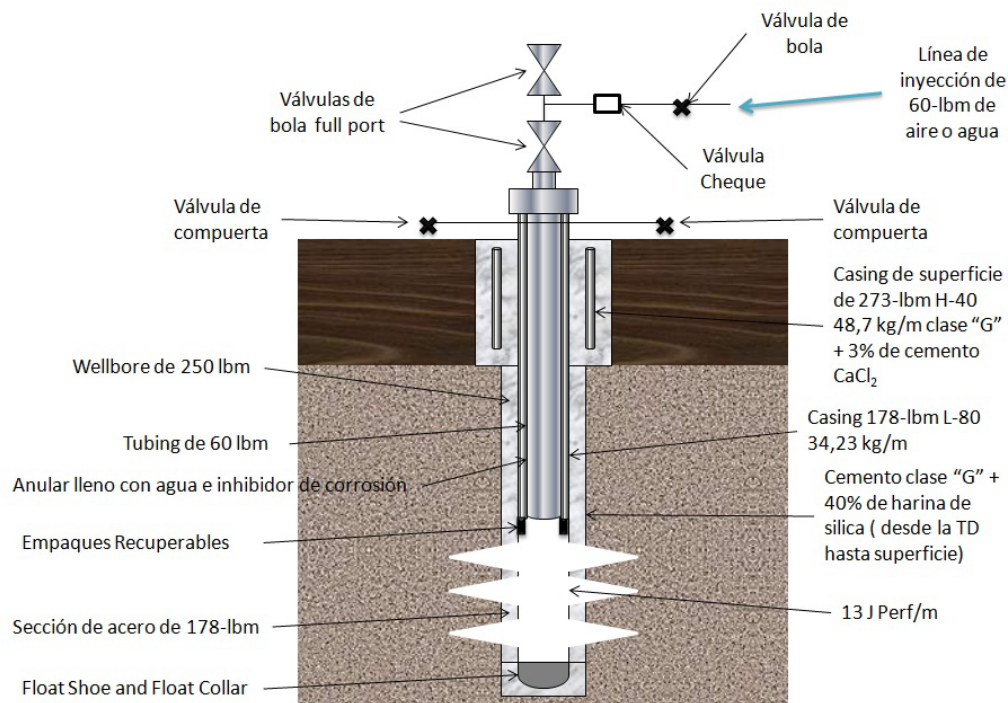
Los calentadores catalíticos corren a temperaturas más bajas pero a veces son demasiado costosos. Los calentadores eléctricos pueden ser bajados con un solo cable, pueden proveer un excelente control de la temperatura y pueden ser usados repetidamente. Hay, sin embargo, una limitación de tiempo debido a las pérdidas de fluido eléctrico en el cable. Por otro lado, la ignición mejorada con químicos no tiene limitaciones de profundidad pero pueden necesitar el manejo y almacenamiento de materiales peligrosos.

El vapor puede ser usado para aumentar la temperatura del yacimiento localmente y facilitar la ignición espontánea. Este sufre de limitaciones de profundidad debido a las pérdidas de calor en el pozo, pero cuando las condiciones son las correctas, puede ser un método simple y efectivo para la ignición.

### 1.4.3. Diseño del pozo y completamiento.

Los pozos de combustión in situ deben ser diseñados para tener en cuenta ciertos factores amplificados por la combustión como la alta temperatura, ambientes corrosivos, y control de arenas y arcillas. La principal preocupación en la operación debe ser la realización de la misma con seguridad.

Figura 5. Diseño de pozos de inyección típico en un proceso CIS.



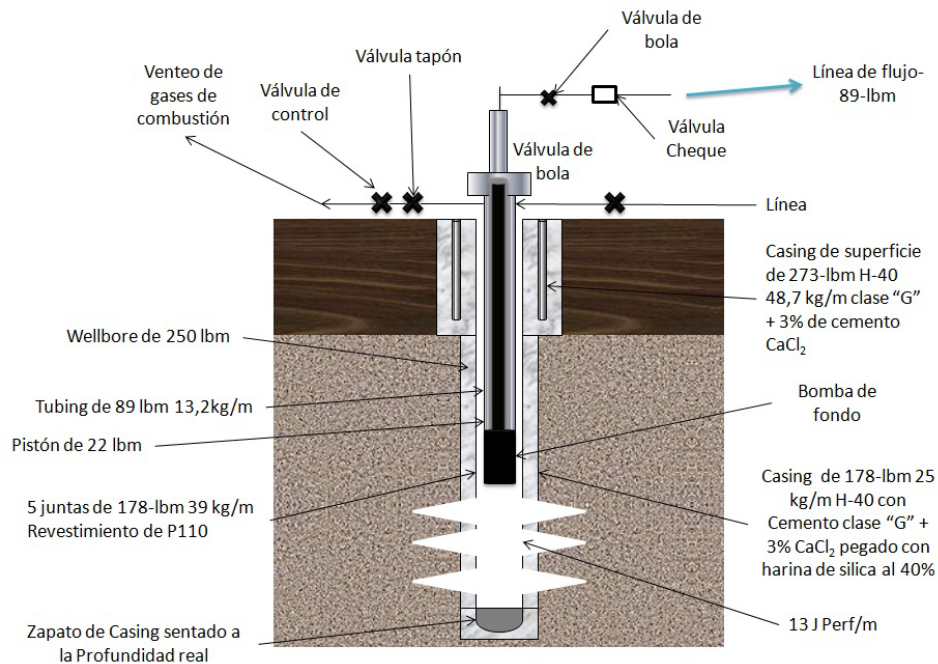
Adaptado y modificado de: (Sarathi, 1999)

Los diseños convencionales para los pozos de inyección de aire y producción de aceite se muestran en la Figura 5 y Figura 6. El tipo de completamiento y el diseño dependen del yacimiento que está siendo considerado. Para determinar la mejor técnica de completamiento para un campo dado pueden ayudar algunas pruebas de laboratorio de control de arenas y completamientos. Debe tenerse cuidado para hacer la cementación adecuada de estos pozos. Hay formulaciones de cemento que son estables a altas temperaturas. Los completamientos a hueco abierto pueden hacerse con liners ranurados, mallas, empaques de grava, o varios otros métodos de control de arena o arcilla. Para maximizar la productividad, los pozos productores deben ser completados hasta el fondo de la zona de interés para aprovechar el drenaje gravitacional y evitar la producción de gases calientes lo más posible. Los bolsillos o “rat holes” han sido usados de manera eficiente en ciertos proyectos de combustión in situ en yacimientos de crudo pesado para aumentar el efecto del drenaje gravitacional (Ramey, 1992).<sup>13</sup>

---

<sup>13</sup> Ramey, H.J. Jr. *et al.*: “Case History of South Belridge, California, In Situ Combustion Oil Recovery,” SPE 24200.

Figura 6. Diseño de un pozo productor típico.



Adaptado y modificado de: (Sarathi, 1999)

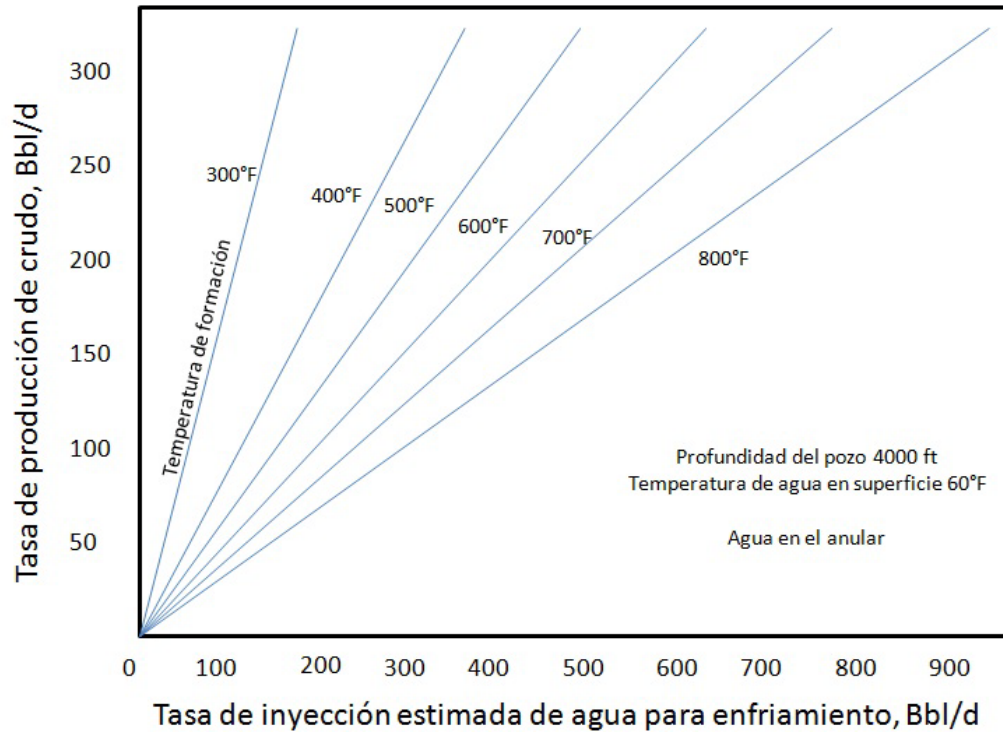
#### 1.4.4. Prácticas de Inyección y producción.

La inyección segura de aire requiere que los equipos de inyección en superficie y el pozo inyector estén libres de hidrocarburos. Todos los lubricantes usados en la compresión y las operaciones de fondo deben ser sintéticos o no hidrocarburos. Todos los equipos, herramientas, líneas, tubing, tubería de trabajo, y la tubería de inyección deben estar limpios y libres de hidrocarburos. El personal en todos los niveles debe estar consciente de la importancia de evitar que se encuentren hidrocarburos en los pozos inyectores. Como una medida de seguridad para proteger los pozos inyectores si el compresor es apagado, debe existir un sistema para evitar que se devuelva el flujo de aceite de la formación en cada pozo inyector.

Las temperaturas de fondo en los pozos productores aumentan a medida que: el aceite, el agua caliente, y los frentes de vapor alcanzan el pozo. Los pozos productores son preservados mediante enfriamiento en fondo y una selección de materiales adecuada para soportar altas temperaturas. En la Figura 7 se provee un estimado de los requerimientos de agua para mantener las temperaturas de fondo en un nivel no superior a 250°F como una función de la tasa de producción de agua y aceite y la temperatura de flujo de la formación. Se puede obtener un recobro adicional de aceite en aquellos pozos que cuentan con enfriamiento en fondo, especialmente si el pozo es completado en la sección inferior de la zona productora para aumentar la segregación gravitacional en el yacimiento. En muchos casos, después que el frente combustión ha pasado a través del pozo, es posible convertirlo en un nuevo inyector de aire, de esta manera se hacen reducciones significativas en el costo del proyecto.

El monitoreo es crucial para una operación de combustión adecuada. Además de probar los pozos productores individuales para saber las tasas de producción de agua y aceite, los fluidos inyectados deben ser medidos. Los gases producidos también deben ser medidos y analizados para determinar la eficiencia de la operación de combustión. Las medidas de temperatura en fondo son esenciales para calcular el tamaño y ubicación de la zona quemada. Las temperaturas de la línea de flujo pueden indicar una estimulación térmica o problemas de fondo.

Figura 7. Agua necesaria para enfriar los pozos productores.



Adaptado y modificado de: (Sarathi, 1999)

Los proyectos de combustión generan agua de desecho, gases de combustión, y contaminantes provenientes de la compresión el sistema de manejo de aceite. Las regulaciones locales de desecho de los contaminantes deben ser consultadas antes de diseñar cualquier operación CIS.

En general, los problemas ambientales son similares a esos que se plantean en la inyección de vapor. El agua producida puede contener H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, CO, y otras cantidades en trazas de Gases Sulfúricos.

## 1.5. GUÍAS DE SCREENING

La combustión in situ es un proceso complejo; combina el efecto del desplazamiento con vapor, inyección de hidrocarburos miscibles e inmiscibles, empuje por gas inmiscible, e inyección de agua fría y caliente. Debido a su complejidad, hay una concepción errada de que el proceso tiene pocas probabilidades de éxito. La verdad es que la combustión es un proceso de recobro extensamente investigado y probado a escala de campo, económicamente atractivo y capaz de recuperar económicamente una gran fracción del aceite en sitio.

Han sido propuestas varias guías de Screening por diferentes autores, que incluyen a (Poettman, 1964), (Geffen, 1973), (Lewis & Associates, Inc., 1976), (Iyoho, 1978) y (Chu, 1977) (Chu, 1982). En la Tabla 2 se listan los criterios que ellos consideran deben tenerse en cuenta para un Screening preliminar antes de realizar estudios más profundos con experimentación en laboratorio y simulación numérica.

(Poettman, 1964) estableció las siguientes consideraciones prácticas para evaluar o iniciar un proyecto piloto de combustión:

1. Un yacimiento de arenisca aislado y relativamente uniforme.
2. Espesor de 10 pies o mayor; las arenas más delgadas pierden atractivo económico debido a las pérdidas de calor y la cantidad de aceite almacenado.
3. Una profundidad entre los 100 y 3000 pies, pero no limitada a estos valores.
4. Porosidad del 20 por ciento o mayor.
5. Permeabilidad de 100 md o mayor.
6. Gravedad API de 40° o menor; sin embargo, pueden haber excepciones.

7. Que el producto de la porosidad por la saturación de aceite sea mayor de 0,10 (contenido de aceite mayor de 780 bbl/acre-pie).

Según (Poettman, 1964), los siguientes factores contribuyen favorablemente a la economía del proceso:

- 1) Espaciamiento grande entre pozos,
- 2) Alta permeabilidad,
- 3) Secciones gruesas,
- 4) Altas saturaciones de aceites recuperables,
- 5) Bajas razones de movilidad,
- 6) Bajo contenido de combustible, pero por encima del requerimiento mínimo,
- 7) Permeabilidad uniforme, y
- 8) Alta eficiencia de barrido.

(Geffen, 1973) propuso la siguiente guía de Screening para el proceso de combustión Húmeda (COFCAW, Combination Of Forward Combustion And Waterflooding):

1. Espesores mayores a 10 pies.
2. Profundidades mayores a 500 pies.
3. Presiones de operación mayores a 250 psi.
4. Gravedades API menores a 45°.
5. Transmisibilidad,  $\frac{kh}{\mu}$  mayor que 10 md-pies/cp.
6. Que el producto de la porosidad por la saturación de aceite sea mayor que 0,05 (contenido de aceite mayor a 390 Bbl/acre-pie)
7. Que la razón  $\frac{k_{campo}}{k_{nucleos}}$  sea menor que 5. (Esta razón es una medida de la heterogeneidad del yacimiento)
8. Que el producto entre la porosidad y el espesor sea alto.

9. Que el espaciamiento entre los pozos no sea mayor de 40 acres.

Los siguientes factores son favorables para el éxito del proyecto:

- 1) La temperatura de formación es mayor de 150°F;
- 2) baja permeabilidad vertical;
- 3) que el agua disponible sea económica y no precipite sólidos en presencia de aire;
- 4) que los pozos existentes estén en condiciones para recibir altas presiones; y
- 5) que exista una fuente de gas natural económica para los compresores.

Los siguientes factores aumentan el riesgo del proceso:

- 1) Fracturas extensas.
- 2) Capa de gas.
- 3) Acuífero altamente activo.
- 4) Bajo fracción neta de arenas.
- 5) Problemas preexistentes serios de emulsiones.

Las guías de Screening propuestas por (Lewis & Associates, Inc., 1976) estuvieron basadas en las guías de Geffens con algunas modificaciones.

(Chu, 1977) usó dos diferentes acercamientos para establecer guías de Screening de manera estadística para los proyectos de combustión. Estos son el acercamiento por límites de confiabilidad y el acercamiento por análisis de regresión. Ambos acercamientos están basados en proyectos de combustión reportados que se consideraron exitosos o fallidos y en los cuáles las propiedades del yacimiento y de los fluidos estuvieron disponibles. Mientras que la aproximación por límites de confianza arrojó la especificación de los valores máximos y mínimos para las características del yacimiento, el análisis por

regresión llevó a la obtención de una variable compuesta y que sirve como una medida del éxito fracaso de los procesos de combustión in situ. Ambas guías incluyen una máxima viscosidad de 1000 cp, basados en la suposición que la inyección de vapor es preferible a la combustión, para crudos muy viscosos.

En su trabajo, (Iyoho, 1978) hizo una recopilación de las aplicaciones de campo de estos procesos y los resultados obtenidos. Las guías de Screening propuestas fueron interesantes; ya que su idea brindar soporte al ingeniero en escoger una de las variantes de la combustión seca, como son la combustión en reversa y la combustión húmeda.

Un nuevo grupo de guías de Screening fue desarrollado por Chu (Chu, 1982), utilizando un acercamiento diferente en dos aspectos con respecto a sus conclusiones anteriores. Primero, debido al gran cambio en los precios del petróleo, un proyecto de combustión in situ considerado inviable tiempo atrás podría ser factible económicamente con los precios actuales. Debido a esto, la factibilidad económica del proyecto fue abandonado como criterio para aceptar o rechazar un prospecto. La capacidad para producir el aceite fue el criterio adoptado. Segundo, ambos, el acercamiento del límite de confianza y el de análisis de regresión asumieron una distribución de frecuencias normal de todas las características del yacimiento. En el nuevo acercamiento, las distribuciones de frecuencia son usadas como estas aparecen, no importando si son normales, log-normal, o de otra distribución. La nueva guía fue también desarrollada considerando los procesos de combustión seca y húmeda juntos.

Tabla 2. Guías de Screening por diferentes autores para el proceso de combustión in situ.

Autor	Año	h	Z	$\phi$	k	p	S <sub>o</sub>	°API	$\mu$	$\frac{kh}{\mu}$	$\phi S$	y*	Comentarios
(Poettman, 1964)	1964			>0,20	>100						>0,10		
(Geffen, 1973)	1973	>10	>500			>250		<45		>100	>0,05		Solamente para COFCAW
(Lewis & Associates, Inc., 1976)	1976	>10	>500				>0,50	10 - 45		>20	>0,05		
(Chu, 1977)	1977			$\geq 0,22$			$\geq 0,50$	$\leq 24$	<1000		>0,13		
	1977											>0,27	Por medio de un análisis de regresión
(Iyoho, 1978)	1978	5-50	200-4500	$\geq 0,20$	>300		>0,50	10-40	<1000	>20	>0,077 (>600 B/AF)		Para combustión seca (espaciamiento entre pozos $\leq 40$ acres)
	1978	10-120		$\geq 0,20$			>0,50		<10	Sin límite superior			Para combustión reversa
	1978	>10	>500	$\geq 0,25$			>0,50	<45	<1000		>0,064 (>500 B/AF)		Para combustión húmeda
(Chu, 1982)	1982			>0,16	>100		>0,35	<40		>10	>0,10		

Donde  $y = 0,12 + 0,00262h + 0,000114k + 2,23S_o + 0,000242kh / \mu - 0,000189\% - 0,0000652$

Fuente: (Interstate Oil Compact Commission, 1983).

La combustión in situ puede ser aplicada a muchos yacimientos diferentes. Algunas guías de Screening por (Sarathi, 1999) son:

- Naturaleza de la formación: El tipo de roca no es tan importante siempre y cuando el sistema roca/matriz sea lo suficientemente reactivo para mantener la combustión. Como en muchos procesos de desplazamiento, las líneas de alta permeabilidad, como las fracturas, son perjudiciales.
- Profundidad: El yacimiento debe ser lo suficientemente profundo para asegurar la contención del aire inyectado en el yacimiento. No hay profundidad límite, excepto la que afecte la presión de inyección.
- Presión: Esto afectará la economía del proceso pero no afectará los aspectos técnicos de la combustión.
- Temperatura: La temperatura afectará la propensión para auto-encenderse, pero no es crítica de otra forma.
- Espesor del yacimiento: El espesor debe ser superior a 4m (15 pies) para evitar las pérdidas de calor excesivas hacia las formaciones adyacentes. Las formaciones con mayor espesor pueden presentar problemas de barrido debido al cabalgamiento gravitacional.
- Permeabilidad: Esta tiene que ser suficiente para permitir la inyección de aire a la tasa de diseño. La inyektividad del aire es especialmente importante para yacimientos de crudo pesado. Las condiciones son favorables cuando  $kh/\mu$  es mayor que 5 md m/cp<sup>3</sup>.
- Porosidad y saturación de aceite: Debe ser lo suficientemente grande para permitir una recuperación de aceite económica. El producto  $\phi S_o$ , debe ser más que 0,08 para que la combustión sea económicamente exitosa.
- Gravedad del aceite: Este parámetro no es crítico. La viscosidad en sitio tiene que ser lo suficientemente pequeña para permitir la inyección de aire y la producción de petróleo resultante a la tasa diseñada.
- Naturaleza del aceite: En los proyectos de crudo pesado, el aceite debe ser lo suficientemente oxidable a las condiciones del yacimiento y de la matriz

de la roca. Esta relación debe ser determinada mediante experimentos de laboratorio. Los mismos experimentos de laboratorio pueden determinar también la cantidad de aire necesario para quemar un volumen de yacimiento dado. Esto es clave para la economía del proyecto.

En la Tabla 3 se muestra un Screening detallado de las variables más importantes del proceso hecho por (Sarathi, 1999) que será el que se use para la evaluación de los prospectos en este proyecto.

Tabla 3. Criterios de Screening

Sistema	Criterio	Rango	Comentarios
Aceite	Viscosidad	<5000 cp.	A mayores viscosidades la inmovilidad del crudo puede ser una limitante para la producción.
	Gravedad	10 - 40 ° API	Se han registrado resultados exitosos en todo el rango de crudos seleccionado.
	Composición		Bajo contenido de asfaltos, bajo contenido de metales pesados (<50 ppm).
Agua			Las propiedades del agua connata no son críticas.
Litología	Yacimiento de crudo pesado		Bajo contenido de Arcillas, Bajo contenido de minerales que promuevan la formación de combustible como la pirita, calcita, y siderita, al igual que metales pesados.
	Yacimiento de crudo liviano		Es preferible litología que promueva la depositación de combustible.
Yacimiento	Profundidad	300-12500 pies	Se han registrado resultados exitosos en todo el rango de profundidades mencionado.
	Espesor	5 – 50 pies	Menores espesores indican grandes pérdidas de calor hacia el overburden. Mayores espesores producen menores eficiencias de barrido.
	Permeabilidad		No es un factor crítico.
	Porosidad	>18%	Depende principalmente de la

			cantidad de aceite contenido.
Transmisi- bilidad		$\frac{kh}{\mu_0} \geq 20md - pie / cp$	Buena movilidad del crudo es aconsejable.

Fuente: Adaptado de (Sarathi, 1999).

Deben considerarse varios aspectos operativos de la combustión in situ. En primer lugar, la gran razón de compresión y los costos asociados requeridos para inyectar aire en la formación. Segundo la planeación y los requerimientos de diseño para un proyecto de combustión; estos son más difíciles que para la inyección de vapor. En tercer lugar se encuentra la gran cantidad de trabajo de laboratorio que debe hacerse para evaluar la cantidad de combustible disponible, los requerimientos de aire, y las características de quema del crudo que son requeridos antes de diseñar el proyecto CIS. En cuarto lugar está el alto grado de sofisticación técnica y el cuidadoso monitoreo necesario para asegurar la operación apropiada de un proyecto. En quinto lugar se encuentra la limitación de la simulación numérica y otras técnicas que hacen que las predicciones de la recuperación sean más difíciles que la mayoría de los métodos de recobro mejorado.

## **2. ANALOGÍAS EN LA COMBUSTIÓN IN SITU**

### **2.1. DEFINICIÓN Y UTILIDAD DE LAS ANALOGÍAS.**

Una analogía comprende el realizar una comparación o relación entre varias razones o conceptos, o relacionar dos o más objetos o experiencias; apreciar y señalar características generales y particulares, y generar razonamientos y decisiones basándose en la existencia de las semejanzas entre unos y otros. Las analogías serán la herramienta usada para evaluar los yacimientos candidatos al proceso de Combustión, por tanto, son muy importantes.

Una analogía es una forma inductiva de argumentar, fundada en que si dos o más entidades son semejantes en uno o más aspectos, entonces es probable que existan entre ellos más semejanzas en otras facetas. A nivel de la Ingeniería de yacimientos, el uso de las analogías hace la labor de la experiencia para la evaluación de la factibilidad técnica de procesos de recobro mejorado. Se busca por medio de éstas, encontrar semejanzas entre campos en los cuáles el proceso se ha aplicado y un campo prospecto. Si los resultados en un campo fueron positivos teniendo características geológicas de yacimiento, fluido y roca similares, el proceso podría estudiarse para su implementación en el campo nuevo.

Para hacer uso de las analogías se desarrollo un modelo estadístico enlazado a una base de datos de todos los campos de los cuáles se ha reportado aplicación a nivel mundial. Este modelo estadístico permite clasificar las aplicaciones de campo de acuerdo con el grado de similitud entre la información y arroja información adicional de los resultados obtenidos y las variables operacionales utilizadas en el proceso. Estos resultados de la analogía servirán posteriormente para establecer

las variables críticas en las pruebas de laboratorio en tubos de combustión y/o en la simulación numérica del proceso.

## 2.2. PARÁMETROS PARA LA REALIZACIÓN DE LAS ANALOGÍAS.

Antes de aplicar la combustión in situ a un campo, es necesario saber si las características del yacimiento cumplen con los requerimientos mínimos del proceso. Cada yacimiento debe ser evaluado de manera individual, para asegurar que estos parámetros cumplan con los parámetros de Screening. Posteriormente, para hacer la analogía debe establecerse que variables se considerarán de mayor importancia para la comparación del campo estudio y los campos en los cuáles el proceso ha sido aplicado anteriormente.

Después del estudio detallado hecho en el capítulo anterior de las variables operacionales y su influencia sobre el proceso, se plantean como parámetros determinantes para la realización de las analogías los que se proponen en la Tabla 4.

Tabla 4. Parámetros analógicos para el proceso de Combustión In Situ.

<b>Factores que afectan su factibilidad de aplicación</b>	Saturación de Aceite al inicio del proyecto Porosidad Espesor neto de arenas Volumen de aceite en yacimiento (Bbl/acre-pie) Presencia de acuífero Tipo de formación (ambiente de depositación) Viscosidad
<b>Parámetros que afectan su desempeño</b>	Gravedad API del aceite Profundidad Vertical Buzamiento
<b>Parámetros que afectan la</b>	Temperatura del yacimiento

<b>selección de parámetros operacionales</b>	Presión al inicio del proyecto Permeabilidad
--	---

De éstas, las restricciones que reducen las posibilidades del éxito del proceso son:  
a) Profundidad y espesor, b) propiedades de la matriz y el aceite y c) Contenido de aceite.

### **2.3. CONCEPTOS DE ESTADÍSTICA**

Un conjunto de números puede no ser muy informativo así que se necesitan maneras de extraer la información importante que nos permita presentar los datos de una manera comprensible y clara. La probabilidad y la estadística son materias fascinantes que cubren la interface entre las matemáticas y las ciencias aplicadas que nos ayudan a entender y resolver problemas prácticos (Dekking, y otros, 2005)<sup>14</sup>. Aquí lo que se desea con la estadística es aprovechar las matemáticas para resolver el problema de encontrar el campo más parecido a nuestro campo estudio en una base de datos.

La estadística es la ciencia que se encarga de recolectar, organizar, resumir y analizar datos para después obtener conclusiones a partir de ellos. De manera general, la estadística puede ser dividida en dos grandes áreas: La estadística descriptiva y la inferencial.

La estadística *descriptiva* es una colección de métodos para la organización, resumen y presentación de datos. La estadística *inferencial* consiste entonces de

---

<sup>14</sup> Dekking, F.M.; Kraaikamp, C.; Lopushaä, H.P.; Meeser, L.E., A modern Introduction to Probability and Statistics, Springer 2005

algunas técnicas que nos ayudan a conocer, con determinado grado de confianza, cierta información de la población con base en la información existente (Rincón)<sup>15</sup>. La estadística descriptiva trabaja con todos los individuos de la población. La estadística inferencial trabaja con muestras, las cuáles son subconjuntos formados por un grupo de individuos de la población. A partir de la muestra se pretende inferir aspectos importantes de la población.

Como parte de la estadística descriptiva supongamos que tenemos un conjunto de datos numéricos  $x_1, \dots, x_n$ , que representan mediciones de alguna variable de interés en un experimento aleatorio. Para conocer algunas características globales de esta variable se pueden calcular ciertas medidas de tendencia central como la media, moda y mediana; y también otras medidas llamadas de dispersión como la varianza, la desviación estándar y el rango. Definiremos estos conceptos a continuación:

### **2.3.1. MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL**

Las medidas de tendencia central o de centralización, intentan ofrecer un solo número que represente mejor un conjunto de datos. Estos son parámetros estadísticos. Las medidas de tendencia central más importantes son la media, la moda y la mediana.

#### **2.3.1.1. Media**

De todas las medidas de tendencia central, la media es la usada con mayor frecuencia y puede ser definida en una gran variedad de formas.

Según su aplicación, se pueden calcular diferentes medias:

---

<sup>15</sup> Luis Rincón, Una Introducción a la probabilidad y estadística, Departamento de matemáticas, Facultad de Ciencias UNAM, <http://www.matematicas.unam.mx/lars>.

### **2.3.1.1.1. Media Aritmética**

Puede ser definida como la suma de todos los valores en una serie de datos dividida entre el número de observaciones, y también puede ser definida como el punto en el cuál la suma de las desviaciones es igual a cero (Salkind, 2007)<sup>16</sup>.

La fórmula para el cálculo de la media es el siguiente:

$$\mu = \bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + x_3 + \dots + x_n}{n} = \frac{\sum X}{n} \quad \text{Ecuación 1}$$

La media aritmética será usada para hallar la media en todos los parámetros de la analogía, pues es el parámetro más representativo para nuestro conjunto de variables.

### **2.3.1.1.2. Media Geométrica**

Esta media, se define como el resultado de multiplicar todos los elementos y extraer la raíz enésima del producto.

$$G = \sqrt[n]{(x_1 x_2 x_3 \dots x_n)} = (\prod X)^{1/n} \quad \text{Ecuación 2}$$

Una de sus desventajas es que si una de las variables es cero, entonces la media geométrica es cero. Si algún valor es negativo, la media geométrica no tiene sentido entonces. La media geométrica es una medida inapropiada para promediar valores. Por eso, es una de las medidas usadas con menor frecuencia.

Esta media puede ser aplicada sólo cuando las unidades de los datos recopilados se presentan en términos de aumentos porcentuales, por ejemplo, cuando se desea utilizar la media para hallar una tasa de crecimiento que represente por sí sola los valores de una serie de porcentajes de aumento.

---

<sup>16</sup> Salkind, Neil J., Encyclopedia of Measurement and Statistics, SAGE Publications 2007.

### **2.3.1.1.3. Media Armónica**

La media armónica es la media de  $n$  números expresados como el recíproco de la media aritmética de los recíprocos de los números. La media armónica es usada comúnmente para tomar la media de muestras. Para estos datos, la media armónica es definida así:

$$H = \bar{x}_h = \frac{n}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \frac{1}{x_3} + \dots + \frac{1}{x_n}} = \frac{\sum X}{n} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde  $n$  es el número de valores de donde la media armónica es computada<sup>13</sup>.

### **2.3.1.2. Mediana**

La mediana es valor de la serie de datos que se sitúa justamente en el centro de una distribución de tal manera que un 50% de valores son inferiores y otro 50% son superiores. No presenta el problema de verse influida por los valores extremos, pero no utiliza en su cálculo toda la información de la serie de datos. Sin embargo, esta no cambia con el cambio de uno de los datos, siempre y cuando, este no pase de ser superior a ella a ser inferior, y viceversa.

Si el número de términos de la distribución es impar, la mediana es el valor del individuo que ocupa el lugar central cuando los datos están ordenados de menor a mayor. Si el número de términos de la distribución es par, la mediana es el valor medio de los datos centrales.

### **2.3.1.3. Moda**

La moda es una media de centralización muy poco empleada cuando los datos son muy dispersos. La moda en una distribución estadística es el valor que más se repite. Así que una distribución puede tener más de una media si existen dos valores que tengan la misma frecuencia o no tener ninguna si los datos se encuentran dispersos.

### **2.3.2. MEDIDAS DE DISPERSIÓN**

Otro valor estadístico útil para resumir los datos es una medida de dispersión. Es importante por muchas razones encontrar cuán dispersos se encuentran los datos en una distribución. Dos grupos de valores podrían producir diferentes distribuciones de frecuencia y aún así la media podría ser la misma. Una pequeña dispersión en los resultados de un estudio se ve de manera frecuente como algo bueno, pues esto indica que los datos se están comportando de manera similar, y por lo tanto el valor medio representa los datos muy bien. Una alta dispersión puede ser un problema ya que indica que hay grandes diferencias entre los puntajes individuales y la media es por lo tanto, no tan representativa (Hinton, 2004)<sup>17</sup>. De esta manera, lo que se desea de las medidas de dispersión es que nos den un número pequeño, cuando los valores se encuentran muy cercanos, y un valor grande, cuando los valores, se encuentran muy dispersos.

#### **2.3.2.1. *Recorrido o rango***

La medida más simple de dispersión es el rango. El rango es la diferencia entre el valor más grande y el más pequeño de una distribución.

Esta medida es un poco vaga, pues establece los límites de los valores pero no nos dice nada acerca de su distribución general. De hecho, si nuestras medidas estuviesen todas muy cercanas a la media nuestro rango seguiría siendo el mismo

---

<sup>17</sup> Hilton, Perry, Statistics Explained, 2nd Edition. 2004

que uno en que los datos se encuentren muy cercanos a los extremos. El recorrido usa información de sólo dos valores, así que es muy limitada en lo que dice.

### 2.3.2.2. Cuartiles, Q

Otra manera de mirar la dispersión es calcular Cuartiles. Anteriormente se observó que la media corta los datos ordenados en mitades; los Cuartiles simplemente cortan los datos ordenados en cuartos. El *primer cuartil*,  $Q_1$ , indica el valor que se encuentra a un cuarto de la lista a partir del más bajo. El segundo cuartil el valor encontrado dos cuartos por encima del valor más bajo de la lista. No toma mucho darse cuenta que el *segundo cuartil*,  $Q_2$ , se encuentra en la mitad de la lista y es por la tanto la mediana. El *tercer cuartil*,  $Q_3$ , es el valor que se encuentra a tres cuartos por encima del comienzo de la lista. Y el *cuarto cuartil*,  $Q_4$ , es el último dato de la lista, y por lo tanto es el valor más alto.

Una medida de dispersión un poco más sofisticada es el espacio intercuartílico: que es la diferencia entre el tercer y el primer cuartil,  $Q_3 - Q_1$ . Este es el rango de la mitad de los valores, aquellos que se encuentran en la mitad de la distribución. La razón por la cual el espacio intercuartílico es usado es que, a diferencia del recorrido o rango, no va a ser afectado por un valor particularmente alto o bajo y podría representar la dispersión de la distribución más apropiadamente.

Calcular los Cuartiles es útil ya que nos puede decir cosas interesantes acerca de la distribución, en particular si la distribución es simétrica alrededor de la mediana dentro del espacio intercuartílico.  $Q_2 - Q_1$  nos dice el rango de un cuarto de los valores por debajo de la mediana y  $Q_3 - Q_2$  nos dice el rango de un cuarto de los puntajes sobre la mediana.

### 2.3.2.3. Variaciones

El cálculo de Cuartiles no usa toda la información disponible de los valores en los datos, y otra vez, al igual que la mediana, algunos valores podrían ser diferentes, y aún quedar clasificados en el mismo rango intercuartílico. Se han desarrollado medidas de dispersión que tienen en cuenta cada uno de los valores de una distribución. La característica común de ellas es que empiezan con la media, demostrando su importancia. Su lógica se basa en lo siguiente:

Si se toma la media como la posición central podemos comparar cada uno de los valores de la distribución con la media y calcular que tanto se desvía cada uno de los valores con respecto a ella. Si se suma cada una de las desviaciones de la media tendremos una medida de todas las variaciones en los datos. Si se desea se puede dividir el total entre el número de valores para encontrar la desviación promedio de un valor con respecto a la media.

Podemos calcular la desviación de un valor con respecto a la media mediante la simple resta  $X - \mu$ , donde  $X$  es un valor y  $\mu$  es la media. Se puede hacer esto para cada valor, sin embargo, tenemos un problema: Debido a que algunas veces los valores son inferiores a la media, el resultado de su resta es un valor negativo y cuando los sumamos con otros valores positivos para hallar la variación total, las desviaciones tienden a cancelarse entre ellas. De hecho, como la media es la posición intermedia entre todos los valores, al sumar todas las variaciones obtendremos un valor de cero debido a que todas las variaciones positivas cancelarán las negativas.

Si lo consideramos, todos los signos negativos de las desviaciones nos están indicando que estos valores se encuentran por debajo de la media. Eso no es lo que nos interesa realmente, sino el saber cuan alejados de la media están. Para

lograr que estos valores no se cancelen, de manera que se pueda tener un estimativo real de la variación de los valores. Hay dos soluciones:

### **2.3.2.3.1. Desviación Absoluta**

El problema puede ser resuelto ignorando los signos negativos y tratando todas las desviaciones como positivas con el valor absoluto. La desviación absoluta es  $|X - \mu|$ . Se deben sumar todas estas desviaciones con respecto a los valores de la distribución y para encontrar luego la desviación promedio se divide entre el número de valores, denotados por N. Esta es llamada la desviación absoluta y se representa por la siguiente fórmula:

$$\text{Desviación media} = \frac{\sum |X - \mu|}{n} \qquad \text{Ecuación 4}$$

### **2.3.2.3.2. Varianza**

Una solución alternativa a tomar los valores absolutos es el tomar el cuadrado de las desviaciones, teniendo en cuenta que el cuadrado de un número siempre es positivo. Luego sumamos el cuadrado de cada una de las desviaciones para producir la suma de los cuadrados. Podemos luego dividir entre el número de valores (n) para encontrar el promedio de las desviaciones elevadas al cuadrado. Este valor recibe el nombre de varianza y su fórmula es la siguiente:

$$\text{Varianza} = \frac{\sum (X - \mu)^2}{n} \qquad \text{Ecuación 5}$$

La varianza nos da un indicativo de la variación de o dispersión de los datos alrededor de la media, expresadas como desviaciones al cuadrado. También hace

lo que queremos: nos da un número grande para valores que están dispersos y un valor pequeño para aquellos que están cercanos. Sin embargo, los valores obtenidos por esta fórmula no pueden ser colocados en una distribución de frecuencias a una cierta distancia de la media porque arroja valores demasiado grandes. Esto es porque la varianza es el promedio de las desviaciones al cuadrado, en vez de la desviación promedio.

#### **2.3.2.3.3. Desviación estándar**

Para llevar el valor de la varianza en términos que pudieran ser colocados en la distribución es necesario encontrar su raíz cuadrada. Esto serviría para remover el efecto de aplicar el cuadrado a todos los valores, una vez ha servido a su propósito de hacer todos los términos positivos. Este valor es llamado al desviación estándar y se representado por el símbolo  $\sigma$ .

$$\text{Desviación estándar} = \sqrt{\frac{\sum (X - \mu)^2}{n}} \quad \text{Ecuación 6}$$

La desviación estándar nos da una medida de dispersión alrededor de la media. En muchos de los casos la mayoría de los datos (cerca de dos tercios) se encontrarán entre una desviación estándar menos y una desviación estándar más que la media, es decir, en el rango  $X - \sigma$  a  $X + \sigma$ .

#### **2.3.2.3.4. Coeficiente de variación de Pearson.**

El coeficiente de variación de Pearson, CVP, o simplemente el coeficiente de variación, es el cociente entre la desviación estándar y la media de la distribución:

$$CVP = \frac{\sigma}{\mu} \quad \text{Ecuación 7}$$

Este parámetro mide la variación relativa de la variable con respecto a su media. Sirve para comparar la dispersión de dos distribuciones, que no tienen necesariamente las mismas unidades en sus variables.

Una ventaja de este parámetro es que dado a su carácter adimensional, permite hacer comparaciones entre varios grupos de datos que presenten unidades diferentes entre sí, a diferencia de la desviación estándar, con la que solo se pueden comprar grupos de datos con las mismas unidades.

Más adelante este coeficiente se utilizará para determinar el peso relativo de las variables involucradas en el proceso, es decir, el grado de importancia que podrían tener al momento de realizar una analogía.

#### **2.4. MODELO ESTADÍSTICO PARA LA REALIZACIÓN DE LAS ANALOGÍAS**

La base de datos desarrollada en este proyecto permitirá realizar analogías entre la información almacenada de casos históricos de combustión in situ implementados a nivel mundial y campos estudio ingresados por el usuario. Las analogías se hacen mediante un modelo que parte de los conceptos de estadística, realiza comparaciones entre la información almacenada y los datos del campo ingresado, y posteriormente establece el grado de similitud entre la información. Esto le permite al usuario saber cuáles fueron los resultados de la aplicación del proceso en un campo similar al campo estudio. Lo cual serviría para seleccionar los posibles parámetros operacionales a usar, para obtener un comportamiento similar en el campo en el cual se desea implementar el proceso de Combustión In Situ. En el caso en que la aplicación del proceso hubiese fallado, permitiría identificar la procedencia de la información para saber que errores operacionales se cometieran o que aspectos no se consideraran en el

diseño del piloto, que pudiesen haber influido en dicho resultado. A continuación, se describirá la metodología para el análisis estadístico de la realización de analogías.

Para la realización de las analogías, se estableció inicialmente un modelo que determina un puntaje para cada uno de los campos almacenados en la base de datos, respecto del campo de estudio (Jiménez Molano, 2009). La Ecuación 8 expresa lo expuesto anteriormente.

$$S_x = \frac{\sum_{i=1}^n F_i}{n} * 100 \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

$S_x$ : Puntaje obtenido por un campo de la base de datos respecto del campo de estudio. El mayor de todos estos valores señalará al campo más análogo al campo estudiado y en la medida en que este valor disminuye, disminuirá su grado de analogía. Su valor es porcentual.

$n$ : Número de propiedades que se van a tener en cuenta a la hora de hacer la analogía.

$F_i$ : Factor de similitud entre el valor de una determinada propiedad del campo de estudio respecto al valor de la misma propiedad perteneciente a cada uno de los campos de la base de datos.

Este factor indica que tan parecidos son los valores comparados; entre más se acerque a 1, mas semejantes van a ser y entre mas se acerque a cero indicará que hay un grado de diferencia mayor. Se calcula como se muestra en la ecuación 4.

$$F_i = 1 - \frac{|P_i - P_{ie}|}{\max(|P_i - P_{ie}|)}$$

Ecuación 9

$P_i$ : Valor de la propiedad a comparar, perteneciente a un campo de la base de datos.

$P_{ie}$ : Valor de la propiedad a comparar, perteneciente al campo de estudio.

$\max(|P_i - P_{ie}|)$ : Es la máxima de las diferencias encontradas comparando todos los campos de la base de datos con el campo de estudio, respecto de una misma propiedad.

Para el caso particular en que el valor de la propiedad no sea numérico sino una cadena de caracteres, el valor del factor de similitud es cero cuando estas cadenas no son iguales.

Al llevarse a cabo las comparaciones de los parámetros, se pueden presentar diferentes casos dependiendo de la información que se posea. Puede ocurrir que se comparen valores puntuales, rangos de valores ó valores puntuales con rangos de valores. El Software EORS, desarrollado en el grupo Recobro Mejorado, permitirá realizar la comparación de estos tipos de datos de dos formas: haciendo uso de las medias de los rangos o los valores más cercanos. Para facilitar el cálculo del factor de similitud en cualquiera de estos casos, se crearon las tablas 5 y 6. Estas tablas se encuentran haciendo parte del modelo de analogías en el programa EORS y con el simple chequeo de una casilla puede hacerse la selección de cualquiera de los dos modelos.

Tabla 5. Valores de  $F_i$  cuando se trabajan rangos de valores para las propiedades, usando la media de los rangos como punto de comparación para establecer la similitud.

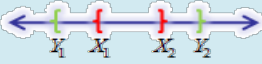
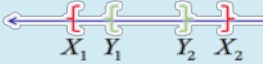

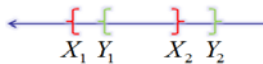
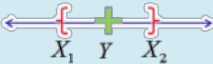
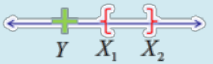
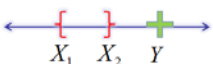
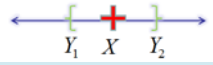
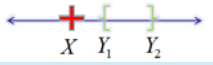
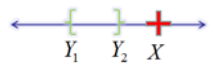
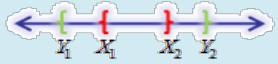



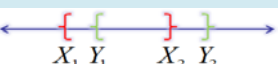
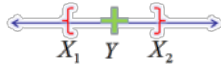
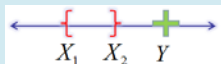
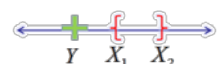
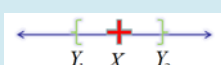
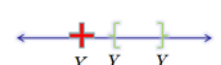
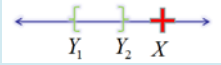
Valor de la propiedad en el campo de la base de datos	Valor de la propiedad en el campo estudio	Condición		Fi
Rango de valores comprendidos entre X1 y X2	Rango de valores comprendidos entre Y1 y Y2	$Y_1 \leq X_1 < X_2 \leq Y_2$ 	$X_1 \leq Y_1 < Y_2 \leq X_2$ 	$1 - \frac{ \bar{X} - \bar{Y} }{\max\{ p_i - p_{ie} \}}$
		$Y_1 \leq X_1 < Y_2 \leq X_2$ 	$X_1 \leq Y_1 < X_2 \leq Y_2$ 	
Rango de valores comprendidos entre X1 y X2	Valor puntual Y	$X_1 \leq Y \leq X_2$ 	$Y \leq X_1 < X_2$ 	$1 - \frac{ \bar{X} - Y }{\max\{ p_i - p_{ie} \}}$
		$X_1 < X_2 \leq Y$ 		
Valor puntual X	Rango de valores comprendidos entre Y1 y Y2	$Y_1 \leq X \leq Y_2$ 	$X < Y_1 < Y_2$ 	$1 - \frac{ X - \bar{Y} }{\max\{ p_i - p_{ie} \}}$
		$Y_1 < Y_2 < X$ 		

Tabla 6. Valores de Fi cuando se trabajan rangos de valores para las propiedades, usando el valor más cercano como punto de comparación para establecer la similitud.

Valor de la propiedad en el campo de la base de datos	Valor de la propiedad en el campo estudio	Condición	Fi
---	---	-----------	----

Rango de valores comprendidos entre X1 y X2	Rango de valores comprendidos entre Y1 y Y2	$Y_1 \leq X_1 < X_2 \leq Y_2$ 	$1 - \frac{ X_1 - Y_1 }{\max\{ p_i - p_{ie}\}} \text{ si }  X_1 - Y_1  >  Y_2 - X_2 $
		$Y_1 \leq X_1 < Y_2 \leq X_2$ 	$1 - \frac{ X_2 - Y_2 }{\max\{ p_i - p_{ie}\}} \text{ si }  X_1 - Y_1  <  Y_2 - X_2 $
		$X_1 \leq Y_1 < Y_2 \leq X_2$ 	$1$
		$Y_1 \leq X_1 < Y_2 \leq X_2$ 	$1 - \frac{ X_2 - Y_2 }{\max\{ p_i - p_{ie}\}}$
		$X_1 \leq Y_1 < X_2 \leq Y_2$ 	$1 - \frac{ X_1 - Y_1 }{\max\{ p_i - p_{ie}\}}$
Rango de valores comprendidos entre X1 y X2	Valor puntual Y	$X_1 \leq Y \leq X_2$ 	$1$
		$X_1 < X_2 \leq Y$ 	$1 - \frac{ X_2 - Y }{\max\{ p_i - p_{ie}\}}$
		$Y \leq X_1 < X_2$ 	$1 - \frac{ X_1 - Y }{\max\{ p_i - p_{ie}\}}$
Valor puntual X	Rango de valores comprendidos entre Y1 y Y2	$Y_1 \leq X \leq Y_2$ 	$1 - \frac{ \bar{Y} - X }{\max\{ p_i - p_{ie}\}}$
		$X < Y_1 < Y_2$ 	$1 - \frac{ X - Y_1 }{\max\{ p_i - p_{ie}\}}$

		$Y_1 < Y_2 < X$ 	$1 - \frac{ X - Y_2 }{\max\{ p_i - p_{ie} \}}$
--	--	--	--

### 2.4.1. Modificación al modelo.

El modelo estadístico presentado anteriormente permite la realización exitosa de la analogía de un campo estudio y los campos en la base de datos. Sin embargo, tiene algunas limitaciones que se listan a continuación:

1. Considera que todas las variables tienen igual importancia para la hacer la analogía.
2. Obtiene un promedio del puntaje obtenido en cada uno de las variables, que es influenciado fuertemente por la cantidad de ceros que haya obtenido en la calificación.
3. No considera la dispersión de los datos en cada variable.
4. Si se tienen variables cuantitativas y cualitativas esa ecuación se queda muy corta, castigando los valores no numéricos, sin tener en cuenta su importancia.

Para mejorar el modelo de manera tal que el resultado de hacer la analogía nos arroje el campo más parecido y supere las anteriores desventajas, en este proyecto, se sugiere una modificación al modelo inicial que prevalezca sobre todas las limitaciones antes mencionadas.

La solución que se plantea el problema anterior es otorgarle un peso a las variables de acuerdo a su grado de dispersión, esto teniendo en cuenta sólo los procesos exitosos. Es decir, se medirá la variación de los valores con respecto a la media de todas las variables que van a ser comparadas, y de acuerdo a esto se asignarán pesos, que serán aplicados en la siguiente fórmula:

$$S_{i/n} = \sum_{j=1}^{j=m} (W_j \times F_{j i/n}) \quad \text{Ecuación 10}$$

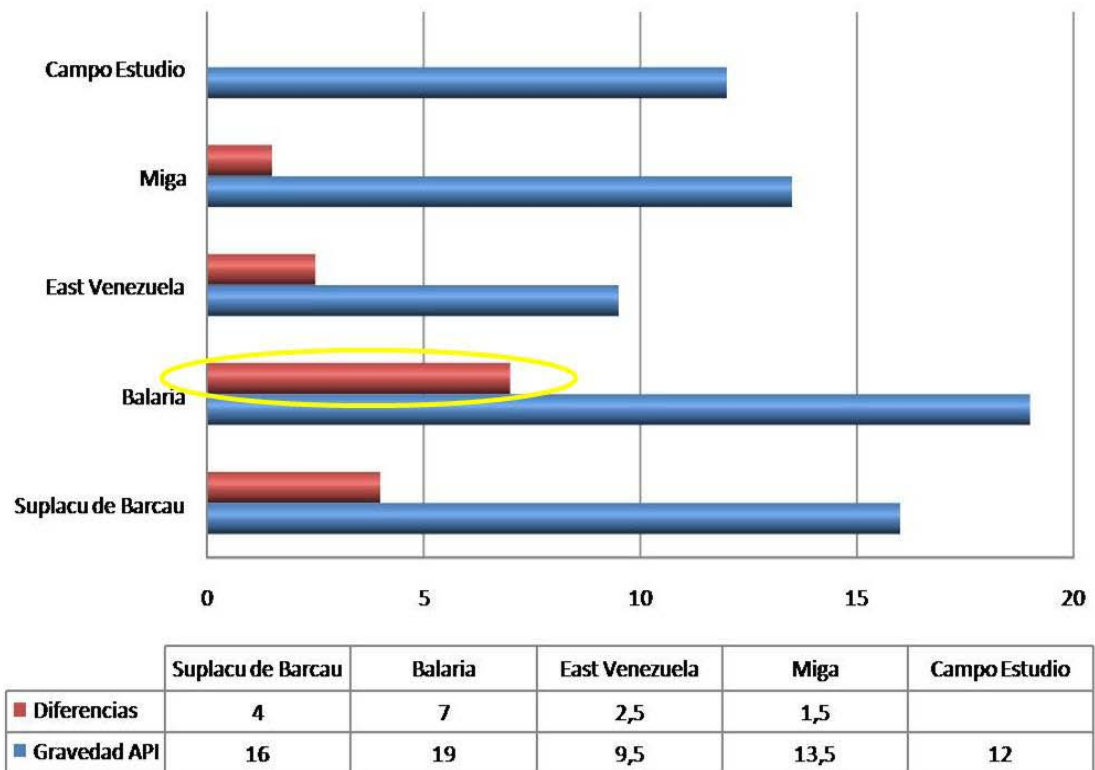
Donde  $i$  es el campo de la base de datos al que se le va a asignar una calificación relativa al campo  $n$ . Si  $i$  está entre 1 y  $k$ , quiere decir que  $k$  es el número de campos actuales en la base de datos. Entonces  $S_{i/n}$  es la clasificación del campo  $i$  con relación al campo  $n$ ;  $j$  es la característica del campo que se está comparando para realizar la analogía;  $m$  es el número de parámetros a los que se les va a hacer la analogía. Anteriormente se clasificaron 13 parámetros para analizar que se encuentran en la Tabla 4.  $F_{j i/n}$  es el valor del índice del parámetro  $j$  para el campo  $i$  relativo al campo  $n$ . Este índice será calculando usando la ecuación 9. El peso está representado por el símbolo  $W_j$ , este criterio podría ser asignado por expertos en combustión in situ, sin embargo, debido a la falta de conocimientos en Colombia con respecto al tema, para calcularlo en este proyecto se utilizarán los conceptos estadísticos explicados en la sección anterior.

En la base de datos la asignación de los pesos será opcional en el caso de que el usuario requiera una analogía que se centre además de los parecidos entre las variables, en que la comparación de las variables se haga ponderando aquellas que sean consideradas de mayor importancia. La importancia o peso de las variables se hará de acuerdo a su dispersión.

Como se dijo anteriormente, el índice  $F_{j i/n}$  a utilizar en la ecuación 10 será calculado con la Ecuación 9. En esta ecuación se hace una normalización de las desviaciones con respecto al campo estudio, y se divide entre la mayor diferencia entre la variable de los campos en la base de datos y el campo estudio. En la

Figura 8 se puede ver una gráfica del cálculo del índice. En este caso el índice para el parámetro de la Gravedad API se calcularía dividiendo el valor esta propiedad para cada campo, entre la máxima diferencia entre la Gravedad API del campo estudio y, en este caso, el campo Balaria.

Figura 8. Gráfico ilustrativo del cálculo del índice.



Algunas características del índice  $F$  que vale la pena notar son: A medida que la diferencia entre los parámetros sea más grande el factor tiende a su valor mínimo (0), mientras más cercanos el factor de similitud tiende a su valor máximo (1).

El correspondiente peso  $W_j$  le será asignado a cada parámetro de acuerdo a su dispersión. Para esto se utilizará el coeficiente de variación de Pearson, CVP. Se

propone para este proyecto que a mayor dispersión, sea menor el peso de la variable, debido a que una mayor dispersión en una variable en proyectos exitosos podría indicar que la variación en esta variable no ha sido de tal importancia en el proceso como para limitar su éxito. El coeficiente de variación de Pearson (explicado en la pág. 52) es mayor a medida que la dispersión de los datos aumenta; esta característica se utilizará para crear una proporcionalidad inversa en el cálculo del peso.

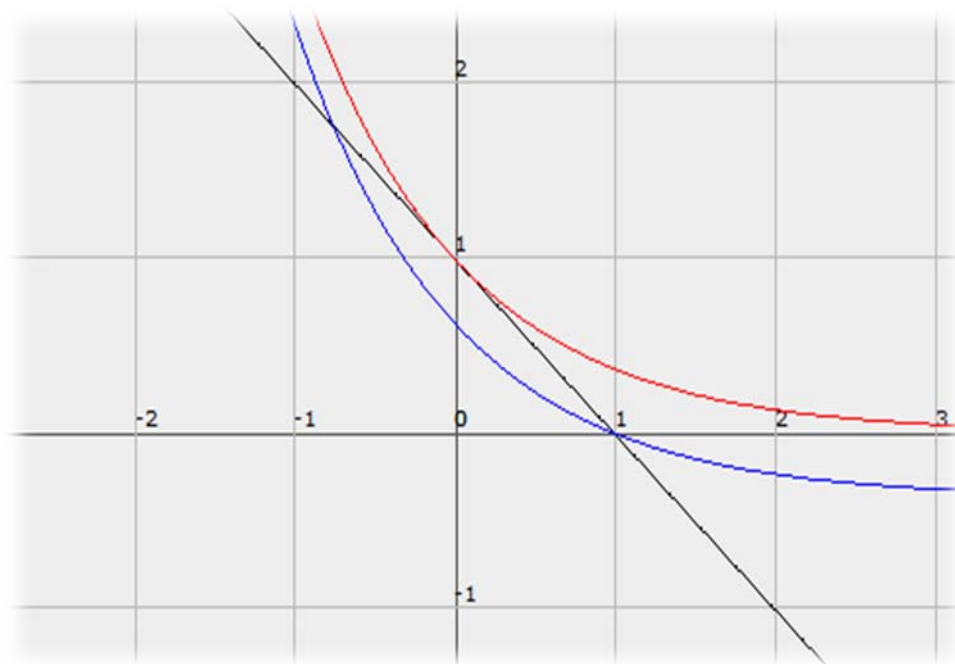
La metodología propuesta es la siguiente:

1. Calcular la media y la desviación estándar de cada uno de los parámetros, utilizando sólo las características de los procesos que resultaron exitosos.
2. Calcular el Coeficiente de Variación de Pearson para cada característica de los yacimientos.
3. Para obtener una proporcionalidad inversa, de manera que se cumpla que a mayor dispersión, menor peso utilizamos la función  $e^{(-CVP_{nj})}$ . La gráfica de la función se muestra en la Figura 9. Se seleccionó esta función porque presenta una tendencia suave y porque para valores pequeños arroja valores grandes y a valores grandes de dispersión arroja valores pequeños. Y aunque a valores muy altos tiende a cero nunca alcanza este valor, por lo tanto, no excluye ninguna característica de su participación en la asignación de la puntuación. Este último valor está sujeto a ser normalizado dependiendo de los porcentajes de los demás parámetros.
4. Los valores del peso,  $W_j^+$ , oscilarán entre 0 y 1, sin embargo no sumarían 1. Por lo tanto, será necesario hacer una normalización ya que la suma de estos valores podría ser mayor que 1.

$$W_{nj}^* = \frac{W_j^*}{\sum W_j^*} \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde  $W_j$  es el peso global del parámetro  $j$ , que se dispone para la realización de la analogía. Esta normalización se hace para hacer una mejor distribución de los pesos globales.

Figura 9. Funciones para lograr la proporcionalidad inversa. 1 – CVP (Línea negra),  $e^{(-CVP_{nj})}$  (línea roja),  $e^{(-CVP_{nj})} - 0,367879$  (línea azul)



Gráfica obtenida a través de [www.fooplot.com](http://www.fooplot.com)

Para ilustrar el cálculo de los pesos, se hará un ejemplo con los datos reales de las aplicaciones de campo en los que se ha aplicado el proceso de Combustión In Situ y cuyo resultado ha sido considerado exitoso por sus ejecutores. En el ANEXO A son listados estos campos junto con algunos de los parámetros que se van a comparar de los mismos. Los pesos asignados haciendo uso de esta metodología se encuentran en la Tabla 7. En el momento de realizar la analogía con menos parámetros, los pesos deben ser distribuidos proporcionalmente.

Tabla 7. Pesos recomendados para las variables basados en la dispersión de los datos obtenidos de los procesos exitosos.

<b>Propiedad</b>	<b>Peso (%)</b>
Gravedad °API	12,842
Viscosidad, cp	3,865
% Saturación de aceite al inicio del proyecto	12,960
Espesor neto de arenas, pies	6,828
Buzamiento, grados	3,653
Profundidad, pies	6,539
Permeabilidad, md	5,086
Porosidad %	13,896
Presión al inicio del proyecto, psi	5,818
Temperatura aceite, °F	11,918
kh/u, md-pie/cp	4,338
OIP, bbl/acre-pie	12,249

### 3. EVALUACIÓN DE PROSPECTOS USANDO LAS ANALOGÍAS

Para validar la metodología es necesario realizar la evaluación de la posible respuesta del proceso para campos candidatos a ser sometidos a procesos de combustión en Colombia. En la Tabla 8 y Tabla 9 se listan las características de dos campos estudio, uno de los cuales corresponde a un yacimiento de los llanos orientales y el otro pertenece a la cuenca del valle medio del Magdalena. Se disponen solo de 9 parámetros de cada uno para realizar la evaluación.

#### 3.1. PROSPECTOS

Antes de realizar la evaluación mediante esta metodología se recomienda haber hecho un screening adecuado, valiéndose de los suministrados por varios autores que se encuentran resumidos en este trabajo en la Tabla 2 y Tabla 3.

Tabla 8. Propiedades del campo perteneciente al Valle Medio del Magdalena.

<b>Propiedad</b>	<b>Valor Mínimo</b>	<b>Valor máximo</b>
Gravedad °API	11,5	12,5
Viscosidad, cp	1900	
% Saturación de aceite al inicio del proyecto	40	
Espesor neto de arenas, pies	2	40
Buzamiento, grados	ND	ND
Profundidad, pies	2470	
Permeabilidad, md	780	1080
Porosidad %	28	29
Presión al inicio del proyecto, psi	200	
Temperatura aceite, °F	106	109

Tabla 9. Propiedades del campo perteneciente a la cuenca de los Llanos Orientales.

<b>Propiedad</b>	<b>Valor Mínimo</b>	<b>Valor Máximo</b>
Gravedad °API	9,1	
Viscosidad, cp	460	
% Saturación de aceite al inicio del proyecto	60	77
Espesor neto de arenas, pies	10	40
Buzamiento, grados	ND	ND
Profundidad, pies	7800	
Permeabilidad, md	400	
Porosidad %	17	
Presión al inicio del proyecto, psi	3200	
Temperatura aceite, °F	180	

El campo representativo del Valle Medio del Magdalena no se ajusta al screening hecho por los primeros autores en la historia inicial del proceso, debido a la alta viscosidad. Este factor afecta la transmisibilidad, sin embargo, en el screening hecho por (Sarathi, 1999) Ver Tabla 3, la viscosidad no es una limitante al proceso siempre que sea inferior a los 5000 cp.

Los pesos de la Tabla 7 fueron redistribuidos proporcionalmente de acuerdo a los 9 parámetros disponibles de los yacimientos colombianos como se muestra en la Tabla 10. Para realizar la analogía, las variables Tipo de formación y Presencia de acuífero no serán usadas debido a que no representan impedimento para la ejecución del proyecto. Sin embargo, quedará a criterio del ingeniero considerarlas sistemáticamente en el momento en que desee aceptar o descartar un yacimiento análogo.

Tabla 10. Pesos distribuidos de acuerdo a la cantidad de datos disponibles de los prospectos colombianos.

<b>Propiedad</b>	<b>Peso %</b>
Gravedad °API	16,102
Viscosidad, cp	4,847
% Saturación de aceite al inicio del proyecto	16,249
Espesor neto de arenas, pies	8,562
Profundidad, pies	8,200
Permeabilidad, md	6,378
Porosidad %	17,424
Presión al inicio del proyecto, psi	7,296
Temperatura aceite, °F	14,943
	100,000

### **3.2. EVALUACIÓN MEDIANTE EL SOFTWARE EORS**

La evaluación de los prospectos se realizó en usando el Software EORS desarrollado en el Grupo Recobro Mejorado. Este software permite el almacenamiento de información de los campos mediante el uso de Bases de datos de Microsoft Access. El software aplica los modelos presentados en la sección 2.4 para generar una clasificación de los yacimientos, del más parecido al menos parecido con su respectivo puntaje. Los puntajes van de 0 a 100, siendo 0 el menos parecido y 100 el más parecido. En el ANEXO B se da una descripción más detallada de las mejoras hechas al software desde su versión anterior.

La clasificación de los campos obtenida se muestra en la Tabla 11 y Tabla 12 para el campo representativo del Valle Medio del Magdalena. Para el campo representativo de Los llanos Orientales se presentan la Tabla 13 y la Tabla 14. La

clasificación obtenida será utilizada para evaluar el posible desempeño de un proyecto de CIS basado en el parecido entre los yacimientos.

Tabla 11. Clasificación de los campos análogos al campo representativo del Valle Medio del Magdalena utilizando algoritmo del valor más cercano y el algoritmo de medias con igual peso para todas las variables.

	<b>Algoritmo Valor más cercano</b>		<b>Algoritmo Medias</b>
<b>Índice</b>	<b>Campo</b>	<b>Índice</b>	<b>Campo</b>
<b>84,87</b>	Carlyle (Iola Field)	<b>89,07</b>	Fosterton NorthWest
<b>83,80</b>	Bellevue (Getty Oil)	<b>87,37</b>	North Government Wells
<b>78,91</b>	East Videle - Sa3a+b	<b>85,08</b>	Carlyle (Iola Field)
<b>78,80</b>	South Belridge	<b>84,40</b>	Gloriana
<b>76,54</b>	Silverdale	<b>81,19</b>	Trix Liz

Tabla 12. Clasificación de los campos análogos al campo representativo del Valle Medio del Magdalena utilizando algoritmo del valor más cercano y el de medias con pesos diferentes para todas las variables.

	<b>Algoritmo Valor más cercano</b>		<b>Algoritmo Medias</b>
<b>Índice</b>	<b>Campo</b>	<b>Índice</b>	<b>Campo</b>
<b>82,77</b>	Carlyle (Iola Field)	<b>85,49</b>	Fosterton NorthWest
<b>80,95</b>	Bellevue	<b>82,85</b>	North Government Wells
<b>76,75</b>	Paris Valley	<b>81,55</b>	Carlyle (Iola Field)
<b>75,46</b>	East Videle - Sa3a+b	<b>78,79</b>	Gloriana
<b>73,97</b>	South Belridge	<b>77,47</b>	Trix Liz

Tabla 13. Clasificación de los campos análogos al campo representativo de Los Llanos Orientales utilizando algoritmo del valor más cercano y el algoritmo de medias con igual peso para todas las variables.

	<b>Algoritmo Valor más cercano</b>		<b>Algoritmo Medias</b>
<b>Índice</b>	<b>Campo</b>	<b>Índice</b>	<b>Campo</b>
<b>68,66</b>	East Videle - Sa3a+b	<b>79,34</b>	Forest Hill
<b>67,69</b>	West Heidelberg	<b>73,96</b>	West Heidelberg
<b>67,15</b>	Trix Liz	<b>72,25</b>	Santhal
<b>63,66</b>	Miga	<b>71,69</b>	Balol
<b>62,50</b>	Balol	<b>69,17</b>	Little Tom

Tabla 14. Clasificación de los campos análogos al campo representativo de los Llanos Orientales utilizando algoritmo del valor más cercano y el de medias con pesos diferentes para todas las variables.

	<b>Algoritmo Valor más cercano</b>		<b>Algoritmo Medias</b>
<b>Índice</b>	<b>Campo</b>	<b>Índice</b>	<b>Campo</b>
<b>70,10</b>	West Heidelberg	<b>79,74</b>	Forest Hill
<b>66,30</b>	East Videle - Sa3a+b	<b>72,63</b>	Balol
<b>64,15</b>	Trix Liz	<b>72,14</b>	Santhal
<b>60,94</b>	Miga	<b>71,41</b>	West Heidelberg
<b>57,92</b>	Balol	<b>68,18</b>	Little Tom

### 3.3. DESCRIPCIÓN DE LOS YACIMIENTOS ANÁLOGOS.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos al realizar la evaluación usando el software EORS, se hará una explicación de cómo se realizó el proceso en los campos que se clasificaron como los más parecidos al ejecutar la metodología. Para el caso del campo representativo del Valle Medio del Magdalena se hará una descripción más detallada de las aplicaciones en los campos North Government Wells, Fosterton Northwest y Iola. En el caso del campo representativo de los

llanos orientales se hará lo mismo para los campos Forest Hill, Trix-Liz y West Heidelberg.

### 3.3.1. CAMPO NORTH GOVERNMENT WELLS

Las propiedades de este yacimiento se muestran en la Tabla 15. Allí se puede notar que este campo fue escogido como uno de los más parecidos debido a su cercanía al prospecto en su profundidad, espesor neto, permeabilidad, porosidad, temperatura y baja presión inicial. Por otro lado, el yacimiento difiere del campo representativo del Valle Medio del Magdalena por su relativamente alta gravedad API y baja viscosidad.

Tabla 15. Propiedades del campo North Government Wells.

Propiedad	Campo North Government Wells	Campo Valle Medio del Magdalena	
Gravedad °API	22	11,5	12,5
Viscosidad, cp	10	1900	
% Saturación de aceite al inicio del proyecto	32	40	
Espesor neto de arenas, pies	18	2	40
Profundidad, pies	2320	2470	
Permeabilidad, md	800	780	1080
Porosidad %	32	28	29
Presión al inicio del proyecto, psi	330	200	
Temperatura aceite, °F	120	106	109

Fuente: (Casey, 1971)

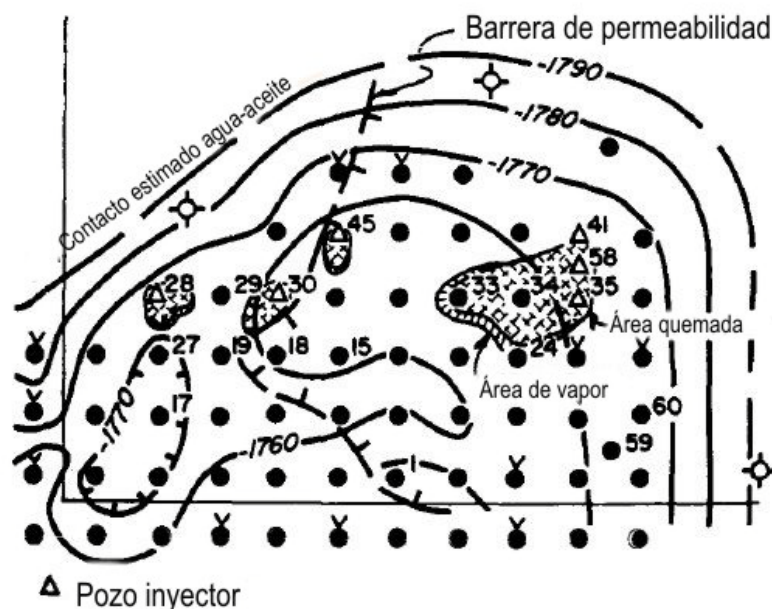
#### 3.3.1.1. Historia de la aplicación del proceso

Al momento de realizar el proceso en el yacimiento de North Government Wells la mayoría de los criterios para ejecución de un proyecto de combustión in situ estaban siendo planteados y modificados. El proceso se realizó para probar la habilidad del mismo y demostrar su superioridad en varias condiciones, consideradas negativas para un proceso de inyección de vapor, como la presencia de intercalaciones de arcilla. Al momento de su descubrimiento en 1928, el campo contenía aproximadamente 13100 acre-pies de formación productora. Un empuje de agua relativamente fuerte y una viscosidad de 10 cp a condiciones de yacimiento, lo que permitió un buen desplazamiento del petróleo por el acuífero como mecanismo de producción. Sin embargo, a mediados de 1962 el WOR había aumentado en una proporción de 45 a 1 y el límite económico de este yacimiento estaba siendo alcanzado. Y aunque el yacimiento había llegado a un factor de recobro del 40 % del OOIP, todavía quedaban cerca de 800 bbl de crudo por acre-pie. Lo que era suficiente incentivo para probar el proceso de Combustión In Situ.

### **3.3.1.2. Geología del Yacimiento**

La arena productora del yacimiento Government Wells se encuentra en el grupo Jackson del Eoceno y a una profundidad promedio de 2320 pies. El espesor bruto está en aproximadamente 60 pies, de los cuáles algunas veces hasta 30 pies son considerados productores de aceite. La arena es muy estratificada con capas delgadas de shale y duras vetas de limo. El yacimiento cubre aproximadamente un área de 730 acres, con un promedio de espesor neto de 18 pies.

Figura 10. Mapa estructural dibujado en el tope de la estructura de la arena del campo North Government Wells, mostrando las zonas quemadas y la zona de vapor.



Fuente: (Casey, 1971)

El yacimiento limita al Norte y al este con un contacto agua-aceite originalmente ubicado a 1790 pies. El acuífero ha estado moderadamente activo a través de la vida del yacimiento, con invasión predominante en el sector este-noreste. Esta entrada de agua dio indicios iniciales de la anisotropía de la formación, que fue confirmada posteriormente por el movimiento de gases de combustión a través del yacimiento. Las características de la producción y los diferenciales de presión en el yacimiento indican que existe una anomalía o barrera de permeabilidad en la dirección Norte-sur a lo largo de la mitad del yacimiento en el área cercana al proyecto. Esta barrera sirve como una separación aparente en la continuidad del yacimiento. En la Figura 10 se muestra el mapa estructural del yacimiento.

Las propiedades del yacimiento se muestran en la Tabla 15. La porosidad reportada es un promedio de 32%, aunque la mayoría de las medidas del campo son relativamente mayores. Esto se hace debido a que los núcleos de los cuáles

fueron tomadas las medidas son extremadamente friables y tienen mucha tendencia a partirse o desmoronarse.

#### **3.3.1.3. *Desarrollo del campo e historia***

El campo fue descubierto en Agosto de 1928. El primer pozo completado en este campo tuvo un potencial inicial de 1080 BOPD. Después de poner en producción el mismo en 1933, se perforaron 48 pozos en los próximos dos años con un espaciamiento de 10 acres. La producción pico fue de 1500 BOPD y fue obtenida entre 1935 y 1936. Esta producción fue sostenida por el empuje moderado del acuífero.

A comienzos de 1962 la producción había declinado a 200 BOPD. A este momento la producción acumulada de aceite era de 6'788.000 bbl, y la producción de agua de 39 millones de barriles. Esta producción era equivalente a 517 bbl/acre-pie, o 39,5 por ciento del aceite original en sitio. En 1962 se perforaron 3 pozos: el 58, 59 y 60 para hacer pruebas piloto pensando en aplicar recobro mejorado.

#### **3.3.1.4. *Pruebas de Laboratorio para la combustión In Situ***

Las características de combustión del aceite en el campo North Government Wells fueron determinadas quemando una muestra de arena de dos pulgadas de diámetro, recubierta con un tubo de acero inoxidable de paredes delgadas, confinada en un envase de seis pulgadas. Un empaquetamiento de arena de río y silicio fino inconsolidado en proporción (90:10) en peso fue saturado con el crudo y salmuera sintética de una salinidad de 14000 ppm y se permitió que drenara gravitacionalmente durante la noche. Luego, la muestra fue quemada verticalmente de arriba hacia abajo. Se hicieron observaciones de presiones, tasas de flujo de gases, análisis de gases, producción de líquidos, y temperaturas. Se observó una zona de vapor definida con una temperatura cercana a los 300°F,

mientras que la muestra se encontraba a una presión promedio de 190 psig. Los resultados se reportan a continuación en la Tabla 16.

Tabla 16. Resultados de las pruebas de laboratorio para una muestra de aceite representativa del campo North Government Wells.

<b>Condiciones promedio de la combustión</b>	
Presión de entrada	200 psig
Tasa de flujo	100 scf/h-pie <sup>2</sup>
<b>Resultados observados durante la porción estable de la corrida</b>	
Temperatura pico promedio	725°F
Tasa de avance del frente de combustión	8,34 pie/D
Combustible consumido	1,44 lb/100lb de arena; 212 bbl/acre-pie
Requerimiento de aire	175 scf/lb de combustible
Razón de desplazamiento aire/aceite	17,7 Mscf/bbl
Razón atómica entre Hidrógenos y Carbonos	1,6

Fuente: (Casey, 1971)

### **3.3.1.5. Prueba de campo: Desarrollo del Piloto**

Para aprovechar la energía proveniente del gran acuífero que genera presión hacia el Noreste, se realizó un patrón de tres puntos en la esquina noreste del campo. Se decidió perforar el pozo inyector de aire, pozo **No. 58**, en la mitad entre el pozo 35 y 41 en un esfuerzo por obtener una validación de la combustión en el yacimiento (Ver Figura 10).

La inyección de aire empezó y el yacimiento realizó ignición en Septiembre de 1962. Dentro de un corto periodo de tiempo, la combustión fue confirmada por la presencia de dióxido de carbono en los gases producidos. Una respuesta rápida

en producción ocurrió en el pozo **No. 35**, cerca al pozo inyector 330 pies al sur. Sin embargo, solo 3200 barriles pudieron ser recuperados de este pozo antes de que ocurriera la irrupción del frente de llama. Se utilizó circulación de agua para enfriar los pozos productores, pero la inversión en este proceso resulto ser muy costosa para pagarse con las ganancias de los barriles producidos.

Los gases de combustión viajaron a través del yacimiento rápidamente después de un aumento de la tasa de inyección de aire hasta 2,8 MMscf en Marzo de 1963. Sin embargo, no fue sino hasta Julio de 1964 que se hizo evidente un aumento sostenido de la producción de aceite. La producción de aceite aumento de 93 B/D en mayo de 1964 hasta 200 B/D en Julio del mismo año. Las respuestas de producción más fuertes se vieron en los pozos que se encontraban más lejos del frente de combustión. Se cree, que el aceite desplazado por el proceso térmico produce un aumento en la saturación de aceite adelante del frente combustión. A medida que la saturación de aceite aumenta, se mueve más fácilmente, teniendo como resultado un aumento de las tasas de producción en todos los pozos.

La presencia de una barrera de permeabilidad que divide el yacimiento, fue verificada debido a que los gases de combustión no fueron detectados en un gran número de pozos ubicados en la parte Oeste del terreno. Como resultado de esta observación, un segundo pozo, el **No. 30**, fue encendido en la sección occidental del campo en Julio de 1965. El gran aumento en la producción de aceite obtenida y mantenida desde el año anterior, justificó la expansión del proyecto a todo el campo.

La producción de aceite en la sección conocida como el segmento occidental continuó en aumento a través de 1965, alcanzando una producción pico de 375 BOPD durante Octubre de ese mismo año. Como la tasa de producción declinó con el tiempo, dos pozos adicionales fueron cerrados debido a que fueron

pasados por el frente de llama. Ya que había pozos de respaldo disponibles, estos pozos fueron cerrados en cuanto se notó un aumento importante en la temperatura. Los pozos que fueron pasados por el frente de combustión fueron utilizados posteriormente como inyectores de agua para aprovechar el calor almacenado en las rocas por las reacciones de combustión y mejorar la eficiencia de barrido en el yacimiento.

Los pozos inyectores de aire han sido cambiados dos veces en el segmento Oriental, debido al taponamiento de los pozos y a la corrosión respectivamente. Hubo pequeñas pérdidas en la calidad o eficiencia del quemado en el yacimiento durante estos periodos.

El segmento Occidental no ha presentado tan buenos resultados como el segmento oriental, sin embargo se mantuvo por encima de la curva de producción inicial durante el tiempo después de la implementación del CIS. Aunque la producción ha decaído a un valor cercano de un promedio de 130 BOPD, se creyó que el yacimiento tiene muchas más reservas para ser producidas. Las características del proyecto y el quemado de ambas secciones se resumen en la siguiente tabla. Ver Tabla 17.

Tabla 17. Características operacionales y de producción de los segmentos Este y Oeste del campo North Government Wells.

	<b>Este</b>	<b>Oeste</b>
Producción Total de aceite, bbl	530000	146000
Producción de aceite incremental, bbl	407000	92000
Inyección de aire acumulada, billones de Pies cúbicos estándar	6	1,7
Razón aire/aceite, Millones de pies cúbicos estándar/bbl	15,0	18,5
Producción actual de crudo, bbl/día	130	110
Inyección de aire actual, Millones de pies cúbicos estándar/día	2,7	2,4
Acre-pie quemado	452	123
Utilización de Oxígeno, %	96	95
Oxígeno perdido debido a reacciones LTO, %	6	16

Fuente: (Casey, 1971)

### **3.3.1.6. Conclusiones y Recomendaciones relacionadas con la aplicación del proyecto en Colombia**

En caso de aplicar el proceso en un campo colombiano, como el del Valle Medio del Magdalena, la pérdida de los pozos en los cuales ha irrumpido el frente de combustión no sería una complicación. Pues esos pozos podrían ser usados posteriormente para la inyección de agua de manera exitosa para proveer un mejor control a la dirección del movimiento del frente, mejorar la eficiencia de barrido y aprovechar el calor que ha sido dejado en la roca como producto de las reacciones de combustión para generar vapor o agua caliente y mejorar el proceso.

Según los resultados obtenidos, queda cuestionada la limitación de aceite disponible por acre-pie. No importando el recobro primario, la viscosidad y el mecanismo de empuje, si al menos 700 bbl de aceite por acre-pie se encuentran

todavía en el yacimiento, podría ser un candidato para la combustión in situ. Entonces, otros factores, como la viscosidad del crudo y la permeabilidad deberían pasar a ser considerados.

En yacimientos similares a la arena del campo North Government Wells, se podrían esperar respuestas rápidas en la producción en los pozos a una distancia lejana del frente de combustión pues el desplazamiento del aceite frío aumenta la saturación creando un banco de aceite en una amplia extensión del yacimiento.

Teniendo en cuenta las bajas tasas de producción por pozo en yacimientos de crudo pesado y que el flujo del petróleo depende casi exclusivamente de la disminución lograda en la viscosidad, no se recomienda realizar enfriamiento de los pozos productores. Pues, además de no producir muy buenos resultados en la aplicación en el campo North Government Wells influiría en la viscosidad del crudo a lo largo de la tubería de producción.

### **3.3.2. CAMPO FOSTERTON NORTHWEST**

Las propiedades de este yacimiento se muestran en la Tabla 18. Este campo fue escogido como uno de los más parecidos debido a su similitud al prospecto en su profundidad, espesor neto, permeabilidad, porosidad, temperatura y baja presión inicial. Al igual que el campo North Government Wells, difiere del campo representativo del Valle Medio del Magdalena por su relativamente alta gravedad API y baja viscosidad. Los resultados de la aplicación del proyecto de combustión in situ fueron considerados exitosos a nivel técnico, sin embargo, a nivel económico no sucedió lo mismo debido a un bajo precio del barril de crudo en esta época.

Tabla 18. Propiedades del campo Fosterton Northwest.

Propiedad	Campo Fosterton Northwest	Campo Valle Medio del Magdalena	
Gravedad °API	24	11,5	12,5
Viscosidad, cp	15,6	1900	
% Saturación de aceite al inicio del proyecto	45,2	40	
Espesor neto de arenas, pies	27,7	2	40
Profundidad, pies	3100	2470	
Permeabilidad, md	958	780	1080
Porosidad %	28,8	28	29
Presión al inicio del proyecto, psi	240	200	
Temperatura aceite, °F	125	106	109

Fuente: (Marberry, y otros, 1974)

### **3.3.2.1. Historia de la aplicación del proceso**

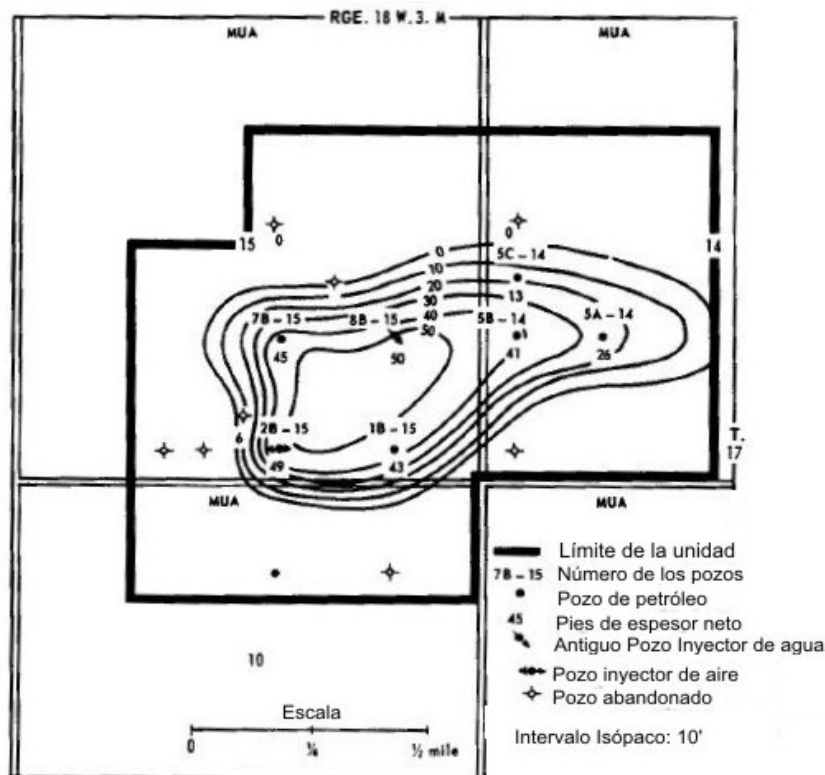
La formación productora es la arena Northwest Roseray localizada en el sureste de la provincia de Saskatchewan en Canadá. Este campo fue seleccionado para la aplicación de un proceso CIS debido a que la arena del yacimiento es relativamente uniforme en espesor. Los valores de porosidad y permeabilidad son satisfactorios. La arena se encuentra confinada; lo cual evitaría que influencias externas afecten el desempeño del proyecto. Aunque la inyección de agua había recuperado a la fecha de implementación cerca de un 82% de las reservas recuperables, existía suficiente aceite en sitio para realizar un recobro terciario.

### **3.3.2.2. Geología del Yacimiento**

La arena del campo Fosterton Northwest es una arena de poco consolidada a consolidada cuarzosa de grano fino a medio. Se estima que el volumen del

acuífero asociado al yacimiento es tres veces mayor que el volumen de la acumulación de aceite. La zona productiva es una combinación de una trampa estructural y estratigráfica. El mapa isópaco de la arena productora se muestra en la Figura 11. En el mapa se muestra el extremo occidental de la arena, que es de un espesor más o menos constante. La arena se convierte en shale progresivamente hacia el norte, oeste y el sur de esta región. Se produce un adelgazamiento del espesor neto hacia el este debido al buzamiento de la arena Roseray hacia el contacto agua-aceite 742 pies por debajo del nivel del mar.

Figura 11. Mapa Isópaco de la arena Roseray, formación productora del campo Fosterton Northwest.



Fuente: (Marberry, y otros, 1974)

Los datos cuantitativos del yacimiento se muestran en la Tabla 18. El yacimiento es relativamente pequeño (257 acres, 7100 acre-pie, 12,4 MMSTB OOIP). El

contenido original de aceite del yacimiento fue de 1749 STB/acre-pie. Las características del fluido y la roca constituyen en general un buen prospecto para la combustión.

### **3.3.2.3. *Desarrollo del campo e historia***

La producción inicial comenzó en 1954, siguiendo el completamiento del pozo descubridor 5B-14. La ubicación de los pozos se muestra en la Figura 11. Cuatro pozos adicionales fueron perforados con un espaciamiento de 40 acres a comienzos de 1955 para completar el desarrollo inicial. La máxima producción primaria fue de 500 BOPD con menos de 10 por ciento de corte de agua. Esta tasa fue obtenida en corto tiempo después de que el desarrollo estuvo completo.

La presión de yacimiento cayó lentamente durante la fase primaria, alcanzando un mínimo de 226 psig en 1957. Esta presión se encontraba por debajo de la presión de saturación de 246 psig, y el GOR aumentó en 5 veces en el pozo 5B-14. El cambio a inyección de agua fue hecho cuando la producción acumulada era sólo de 200000 barriles o 1,6 % del aceite original en sitio.

El yacimiento fue sometido a inyección de agua en marzo de 1957. Después de un año del inicio del proceso, la presión del yacimiento había aumentado a 450 psig y la producción de aceite había aumentado a 960 BOPD desde los 250 BOPD al momento del inicio del proceso. El corte de agua se mantenía bajo, en un 15%.

Durante el período de 1958 a 1963 la tasa de producción de aceite se mantuvo entre 700 y 900 BOPD. La presión del yacimiento aumentó a 600 psig. La tasa de inyección fue aumentada a 2000 BWPD. El corte de agua aumentó a un 60% en el momento de la irrupción en el intervalo de 1959 a 1962. La producción acumulada total al final de 1963 fue de 2,05 MMSTB o 16,5% del Aceite Original en Sitio. Con

una predicción del recobro final del 28,3% del OOIP se decidió buscar un proyecto de recobro terciario que pudiera garantizar una mejor recuperación del crudo.

#### **3.3.2.4. Prueba de campo: Diseño y Desarrollo del Piloto**

Una arena confinada con un espesor moderado e uniforme, con suficiente aceite remanente hizo al yacimiento del campo Fosterton Northwest un buen sitio de pruebas para un piloto de recobro terciario. Las características del yacimiento son en general muy parecidas a los campos pertenecientes a la provincia de Saskatchewan en Canadá lo que haría los resultados de este proyecto muy interesantes si los resultados fuesen favorables.

Después de la suspensión de la inyección de agua y produciendo sin inyección por unos cuantos meses, se realizó la conversión de un pozo productor a inyector de aire y de los pozos inyectores de agua a productores. La combustión seca se llevó a cabo en este yacimiento y continuó por ocho años sin presentar aumentos en la producción. Lo anterior se debió a la disminución en la presión del yacimiento debido a la incapacidad del aire de mantener la presión como lo hace la inyección de agua.

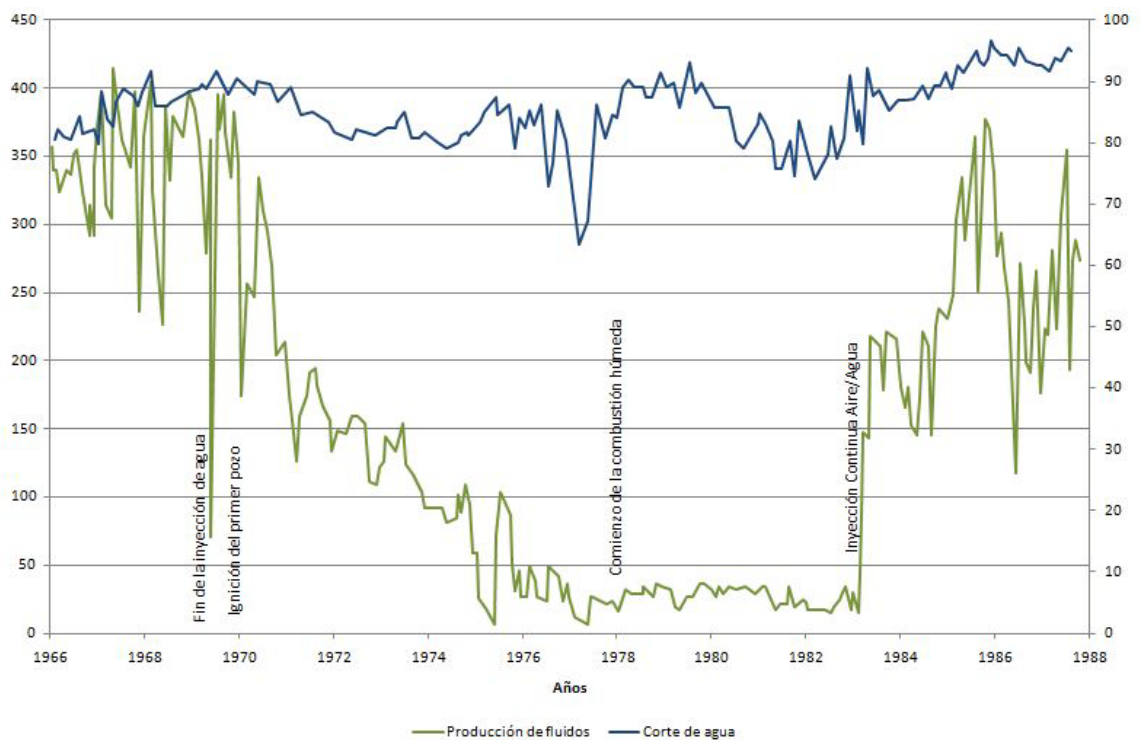
En Octubre de 1977 empezó la combustión húmeda inyectando aire alternado con agua (inyección cíclica). El propósito de esto fue mejorar el desempeño de la producción y el recobro final aumento la presión del yacimiento, reduciendo los requerimientos de aire, mejorando la utilización del calor, y mejorando la eficiencia de barrido.

Durante la combustión seca, las tasas de inyección de aire promediaron los  $33,5 \times 10^3 \text{ m}^3$  estándar/D (1,18 millones de pies cúbicos estándar/día). Con el comienzo

de la inyección cíclica húmeda en 1978, la inyectividad del aire disminuyó a  $17,3 \times 10^3 \text{ m}^3$  estándar/D (0,61 millones de pies cúbicos estándar/día) debido a los efectos en la permeabilidad relativa, particularmente al comienzo del ciclo de inyección de aire.

Un arrastre del aceite por parte del agua también redujo la inyectividad. La acumulación de aceite en las cercanías del pozo fue oxidada probablemente formando una sustancia parecida al alquitrán que deteriora la inyectividad. Esto fue evidenciado en el hecho de que la inyectividad fue mejorada periódicamente mediante la estimulación de los pozos con solventes. El arrastre de sólidos debido a la inyección de agua probablemente también ayudó a la reducción de la inyectividad.

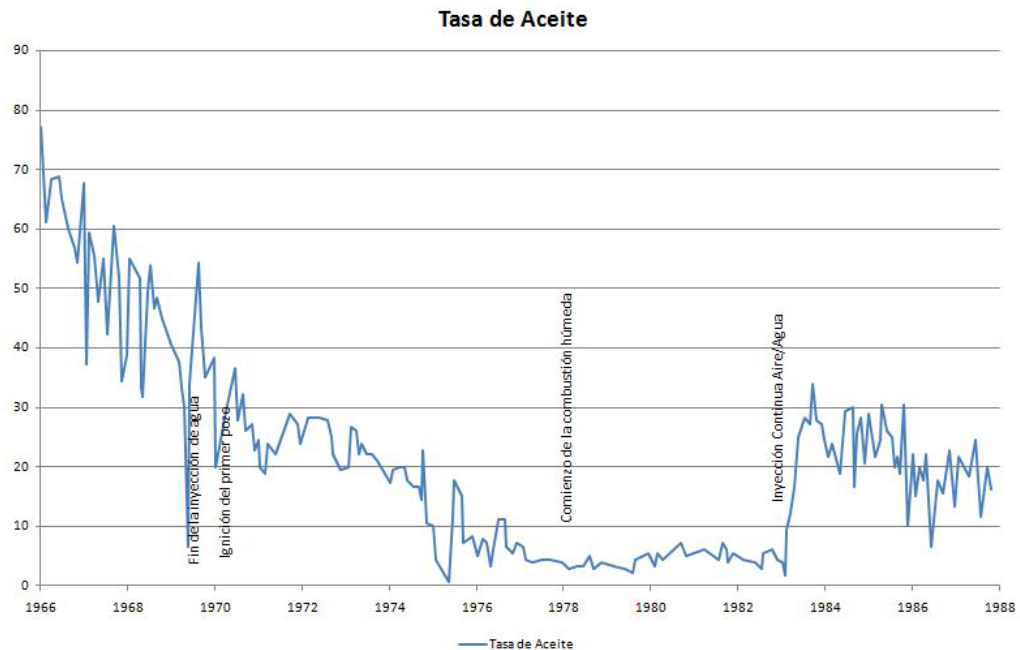
Figura 12. Tasas de producción de fluidos y corte de agua de la Unidad Fosterton Northwest.



Adaptado y Modificado de (Mikkelsen, y otros, 1988)

La historia de producción de este yacimiento se muestra en la Figura 12 y Figura 13. Durante el periodo de combustión seca (1970-1977), la producción de fluidos disminuyó significativamente debido a la caída en la presión de yacimiento. Inicialmente, la producción de fluidos fue reemplazada parcialmente por el desplazamiento generado por los gases que se acumularon en la formación (gas flooding). Sin embargo, una vez el flujo de gas estableció canales preferenciales de flujo, la inyección de aire colaboró poco en el mantenimiento de la presión. Lo cual se observó en la disminución de la producción de fluidos. La declinación en la tasa de aceite fue menos severa debido a una disminución en el corte de agua que sigue a la suspensión de la inyección de la misma.

Figura 13. Tasa de producción de aceite de la Unidad Fosterton Northwest.



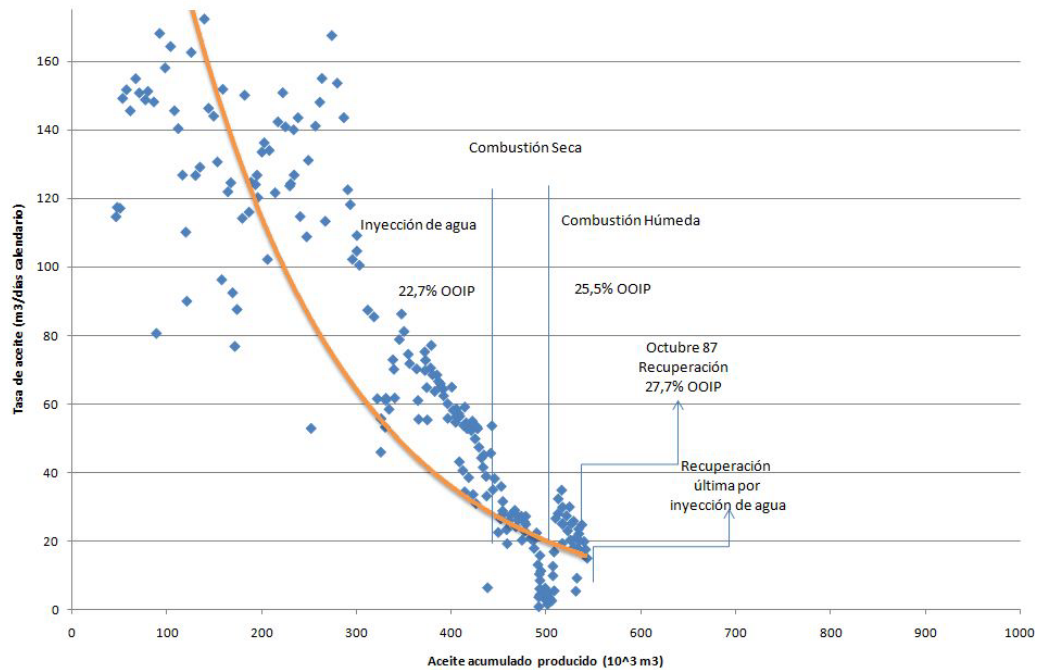
Adaptado y Modificado de (Mikkelsen, y otros, 1988)

Después del inicio de la combustión húmeda en 1978, la tasa de producción de fluidos permaneció muy baja debido a la baja presión. Las tasas de producción aumentaron apreciablemente después de realizarse varios reacondicionamientos en los pozos productores para aprovechar el aumento en la presión del yacimiento. En todos los pozos también se mejoró y optimizó la capacidad de levantamiento artificial en todos los pozos.

Después de la expansión de la combustión en 1984, la tasa de producción y el corte de agua empezaron a aumentar en respuesta al aumento en la tasa de inyección de agua. En 1986, la inyección de aire fue aumentada, pero las tasas de producción de fluido disminuyeron debido a problemas de bombeo relacionados a la alta producción de gases, alta producción de arena y corrosión.

En la Figura 14 se muestra una gráfica de tasa de producción de aceite contra el aceite acumulado producido. El aceite acumulado a Octubre de 1987 es del 27,7% del aceite original en sitio. De ese volumen 3,1% de OOIP fue recuperado durante el periodo de combustión seca (principalmente debido al desplazamiento por gas), y 2,4% ha sido recuperado durante la combustión húmeda. La declinación en la tasa de producción de aceite durante el periodo de recuperación por inyección de agua puede ser observada en la Figura 14 y la tendencia es proyectada al factor de recobro último.

Figura 14. Tasa de producción de aceite diaria vs. Aceite acumulado producido.



(Mikkelsen, y otros, 1988)

Después del inicio de la combustión seca, la tasa de producción de aceite cayó por debajo de la que pudiera ser alcanzada con inyección de agua. Esto ocurrió aún cuando la producción promedio del campo era de 1510 bbl/d, comparado con los 2265 bbl/d que fueron más o menos constantes durante la inyección de agua. Si los problemas de bombeo hubiesen sido solucionados, podrían ser logradas tasas de producción de fluido más altas.

### 3.3.2.5. Conclusiones y Recomendaciones relacionadas con la aplicación del proyecto en Colombia

De la experiencia obtenida en el campo Fosterton Northwest, al aplicar el proceso de combustión in situ en sus dos variaciones más comunes: seca y húmeda; surgió la conclusión de que la combustión húmeda es un proceso más efectivo

debido a la mejoría en el mantenimiento de la presión del yacimiento, la reducción en los requerimientos de aire, y un aumento en la utilización del calor generado en el yacimiento.

Tener pozos disponibles y bien acondicionados, listos para producir es un factor importante en la ejecución de un proceso de este tipo, especialmente cuando existen altas concentraciones de agua en los fluidos de producción, y más específicamente cuando el frente de combustión se acerca a los pozos productores.

Las reacciones de oxidación de baja temperatura tienen un efecto significativo en la corrosión y la producción de emulsiones generadas en yacimiento. Además la producción de aceite desplazado por la combustión se restringe severamente por la gran cantidad de gases inertes que son producidos. Quizá la inyección de aire enriquecido o sólo oxígeno reducirían el volumen de gas producido y mejoraría la viabilidad económica del proyecto.

### **3.3.3. CAMPO IOLA (CARLYLE POOL)**

Las propiedades de este yacimiento se muestran en la Tabla 19. Allí se puede notar que este campo fue escogido como uno de los más parecidos debido a su cercanía al prospecto en su gravedad API, espesor neto, permeabilidad, porosidad, saturación inicial de aceite y baja presión inicial. Por otro lado, difiere del campo representativo del Valle Medio del Magdalena por su baja profundidad y temperatura. De los tres yacimientos análogos encontrados usando la metodología planteada esta aplicación no resulto muy exitosa, aunque hubo aumentos significativos en la producción e algunos pozos.

Tabla 19. Propiedades del campo lola (Carlyle Pool)

Propiedad	Campo lola		Campo Valle Medio del Magdalena	
Gravedad °API	19		11,5	12,5
Viscosidad, cp	700		1900	
% Saturación de aceite al inicio del proyecto	40	50	40	
Espesor neto de arenas, pies	35	45	2	40
Profundidad, pies	860		2470	
Permeabilidad, md	2000		780	1080
Porosidad %	25		28	29
Presión al inicio del proyecto, psi	230		200	
Temperatura aceite, °F	74		106	109
Gravedad °API				

Fuente: (Elkins, y otros, 1974)

### **3.3.3.1. Historia de la aplicación del proceso**

Después de evaluaciones teóricas extensivas que indicaban que la combustión in situ sería aplicable en el Campo lola se hizo una prueba piloto en 1963. Los objetivos perseguidos con esta prueba eran desarrollar técnicas operativas para el completamiento y operación de los pozos productores; entrenar a los operadores para estas operaciones; determinar los costos operacionales reales; y preparar el campo para las operaciones a escala comercial al momento en que el proceso fuese probado económico. Los esfuerzos y planes fueron hechos para desarrollar el máximo de información práctica sin hacer gastos en datos académicos.

Se hicieron varios intentos para hacer un piloto de inyección de agua en el campo; sin embargo, la canalización rápida del agua través del aceite de 700 cp resultó poco económico debido a los altos cortes de agua, aunque se notaron algunos aumentos en la producción de aceite.

### **3.3.3.2. Geología del Yacimiento**

La roca almacenadora es la formación Bartlesville a una profundidad de 860 pies. La zona de aceite promedia los 30 pies de espesor y tiene debajo una zona de agua con un espesor de entre 100 y 125 pies de espesor, la cual mantiene la presión del yacimiento cercana a los 230 psi. Algunos núcleos de pozos perforados recientemente antes del inicio del proyecto de CIS indicaron que la saturación de agua inicial del yacimiento estaba en el rango del 10% y que la alta saturación de agua de los pozos antiguos se debía a la entrada natural de agua y pozos mal cementados. Esta información indica que el aceite original en sitio era cercano a los 100 millones de barriles en su etapa inicial. Por lo tanto, hasta la fecha la recuperación primaria ha sido aproximadamente 3,5% del OOIP.

En las cercanías al centro del yacimiento se encuentran pequeñas capas de limo. Estas capas difícilmente pueden ser correlacionadas con otros pozos y mientras en algunas áreas aparecen como capas de limo duro, denso e impermeable; en otras parecen graduar hasta convertirse en arena limosa. Existe un camino de alta permeabilidad en la zona más baja de la arena. Este canal sería favorable para el proceso de combustión in situ porque podría contrarrestar el efecto gravitacional natural que normalmente hace que una zona de combustión tienda a moverse a través de la parte superior de la arena. Antes de aplicar el proceso no se hizo un estudio del efecto combinado de todas estas condiciones en el desempeño del proceso de combustión.

### **3.3.3.3. *Desarrollo del campo e historia***

El campo Iola fue descubierto a comienzos del siglo XX. La mayoría del desarrollo de este campo se realizó entre 1919 y 1925. El campo se desarrolló de manera extensa en un área de 2000 acres. Se ha seguido perforando esporádicamente desde su descubrimiento. Información antigua indica que algunos pozos tenían una productividad inicial de hasta 100 bbl/día con una gravedad API de 19, y datos de producción indican que los pozos rápidamente disminuyen su producción a 1 o 2 bbl/día. Estas bajas tasas eran mantenidas por periodos hasta de 45 años. Registros indican que cerca de 350 pozos fueron perforados en este campo y que se produjo aproximadamente 3,5 millones de barriles de aceite bajo recuperación primaria.

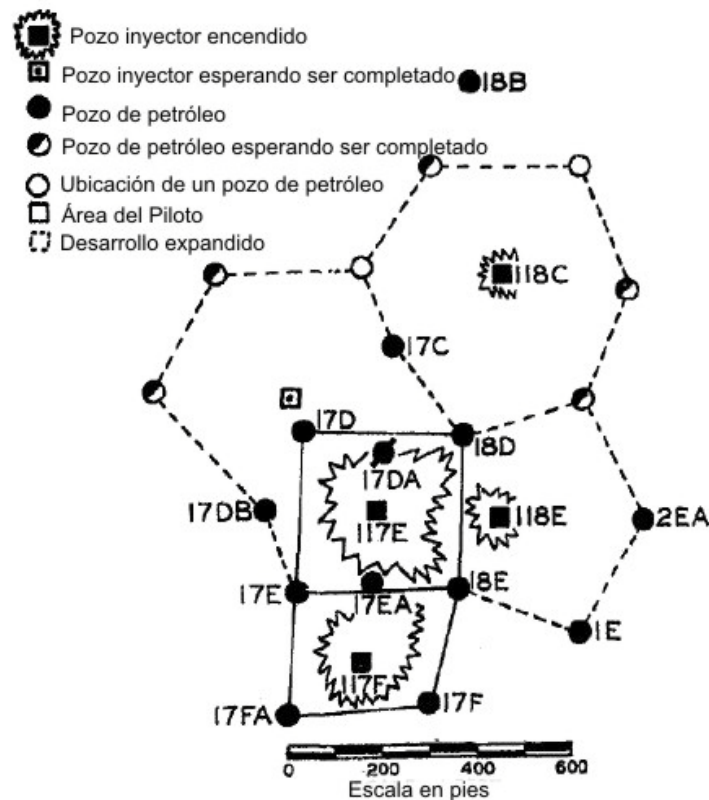
### **3.3.3.4. *Prueba de campo: Desarrollo del Piloto***

El piloto se encuentra ubicado en un área de 120 acres, hasta la fecha de inicio del proyecto de CIS cerca de 70000 bbl se han producido a partir de siete pozos perforados en los 1920's.

Los pozos en el primer patrón de 2,5 acres alrededor del pozo 117-E (ver Figura 15) fueron completados y al inyección de aire empezó el 27 de Febrero de 1963. La tasa de inyección de aire fue mantenida a 160 Mil pies cúbicos/día mientras que la presión de inyección cayó de 380 a 270 psi al final de las primeras dos semanas. A medida que la tasa aumento gradualmente a 210 Mil pies cúbicos/día, la presión de inyección siguió cayendo hasta 260 psi. Se utilizó un calentador eléctrico para generar ignición en Abril 3 de 1963, y fue operado durante 19 días generando 29 millones de Btu. Los aumentos en las temperaturas de fondo del pozo fueron debido a la combustión de aceite dentro del pozo. Las presiones de inyección continuaron cayendo durante la ignición a medida que la tasa de

inyección fue aumentada de 100 a 240 Mil pies cúbicos/día y se estabilizó a 245 psi.

Figura 15. Ubicación de los pozos en el proyecto Carlyle.



Adaptado de: (Smith)

### 3.3.3.5. Conclusiones y Recomendaciones relacionadas con la aplicación del proyecto en Colombia

En un yacimiento como el de Iola la combustión es encendida y mantenida fácilmente. Dependerá de estudios de laboratorio determinar si el crudo de el campo del Valle Medio del Magdalena candidato al proceso sea igual de reactivo ante el oxígeno.

No deben escatimarse recursos para obtener datos académicos sobre el proceso, pues podrían descartar la aplicación del proceso y evitar gastos mayores una vez el proceso CIS esté en ejecución el proceso.

### 3.3.4. CAMPO FOREST HILL

En este campo se realizó la primera prueba de campo conocida de inyección de aire enriquecido con oxígeno, en un proceso de combustión in situ para la recuperación mejorada de petróleo.

Las propiedades de este yacimiento se muestran en la Tabla 23. Allí se puede notar que este campo fue escogido como uno de los más parecidos debido a su cercanía al prospecto en su gravedad API, viscosidad, saturación de aceite, espesor neto y temperatura. Por otro lado, difiere del campo representativo de los Llanos Orientales principalmente por su profundidad, baja presión y porosidad.

Tabla 20. Propiedades del campo Forest Hill.

	Campo Forest Hill		Campo Llanos Orientales	
Gravedad °API	10		9,1	
Viscosidad, cp	1006		460	
% Saturación de aceite al inicio del proyecto	63		60	77
Espesor neto de arenas, pies	15		10	40
Profundidad, pies	4800	5000	7800	
Permeabilidad, md	626	950	400	
Porosidad %	27,7	28	17	
Presión al inicio del proyecto, psi	750		3200	
Temperatura aceite, °F	185		180	
Gravedad °API				

Fuente: (Hvizdos, y otros, 1983)

#### **3.3.4.1. Historia de la aplicación del proceso**

A finales de 1977, la empresa operadora del campo, contacto a un proveedor de aire y químicos para consultar el costo de enriquecer aire con oxígeno para usarlo en la expansión de un proyecto de combustión in situ existente en el campo Forest Hill. Los peligros asociados con el manejo de altas concentraciones de oxígeno eran la principal preocupación. Las altas tasas de flujo y presiones que estaban siendo consideradas para ejecutar el proyecto hacían que el oxígeno puro fuese más económico que el aire con base en la cantidad de gases que debían ser bombeados y comprimidos en cabeza de pozo.

Durante el comienzo de 1978, se hicieron planes para desarrollar una prueba de inyección de aire enriquecido con oxígeno que usara un pozo de inyección existente. Un acuerdo formal para hacer esta prueba fue firmado en Junio de 1979 y el enriquecimiento empezó en Junio de 1980.

#### **3.3.4.2. Geología del Yacimiento**

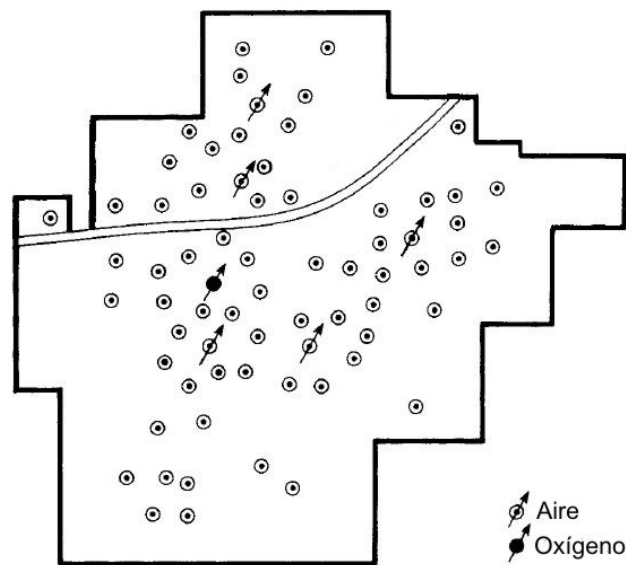
El campo cubre aproximadamente 1600 acres y tiene un espesor promedio de 15 pies. En la Tabla 23 se detallan algunas características técnicas del yacimiento. Se estima que el aceite original en sitio es de unos 1362 bbl/acre-pie de un crudo con baja gravedad API (10°API). Una de las principales limitaciones para la producción de crudo a partir de esta arena es su alta viscosidad, y aunque la temperatura a la que se encuentra es alta, 185°F, su viscosidad a esta temperatura es de 1006 cp.

#### **3.3.4.3. Desarrollo del campo e historia**

El campo fue colocado en producción primaria en 1964, lo cual se logró con 26 pozos. Se intentó realizar inyección de vapor en los 1960's, pero fue descontinuado por el operador anterior.

Los pozos inyectoros de aire fueron perforados a comienzos de 1976. Para el final de 1978, cinco pozos inyectoros de aire estaban en operación. La presión de inyección de aire se encontró en el rango de los 2000 y 3000 psig. El flujo total de aire disponible con el compresor de aire era de 1,8 MMscf/Día. Entre 1978 y 1980, fueron perforados 38 pozos productores. Las ubicaciones de los pozos se muestran en la Figura 16 y la producción histórica del campo se muestra en la Figura 17.

Figura 16. Ubicación de los pozos en el campo Forest Hill en 1982.

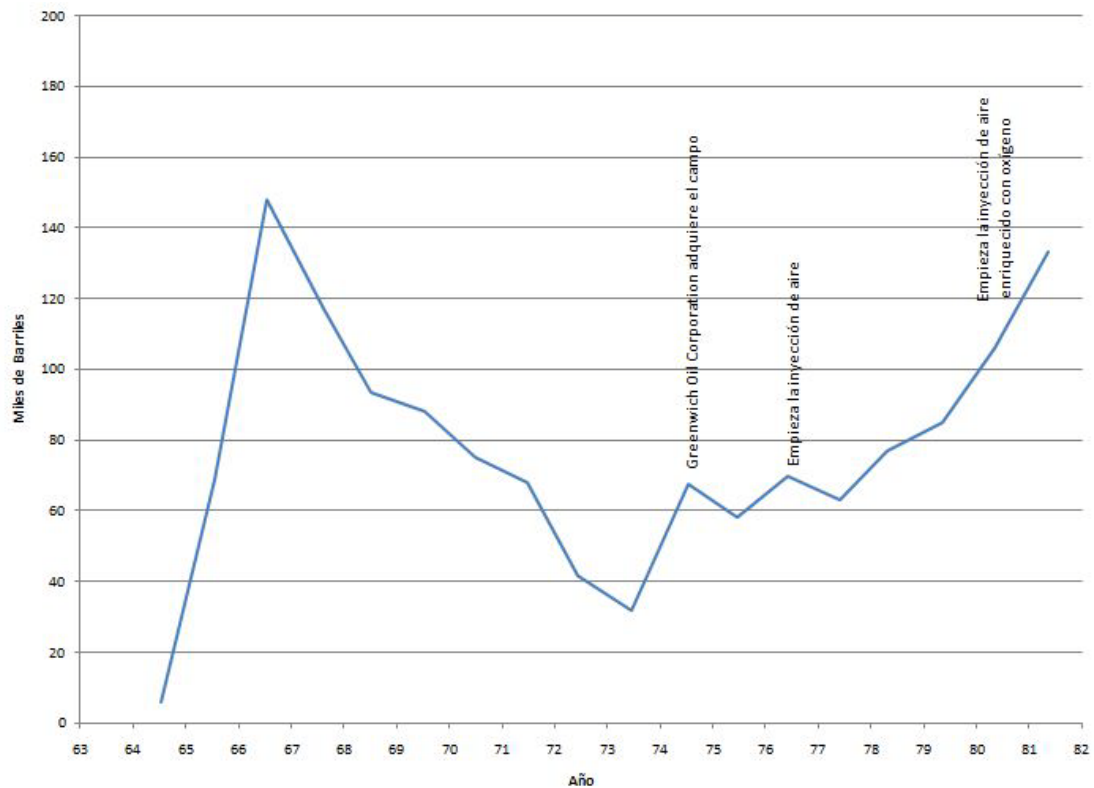


Fuente: (Hvizdos, y otros, 1983)

#### **3.3.4.4. Uso del Oxígeno vs. Aire para la Combustión In Situ.**

Una evaluación de las ventajas del oxígeno vs. Aire deben considerar las características específicas del campo que va a ser producido. Las ventajas generales radican en su precio, que los gases innecesarios comprimidos serán menores y mejor eficiencia de la combustión.

Figura 17. Desempeño de la producción del campo Forest Hill.



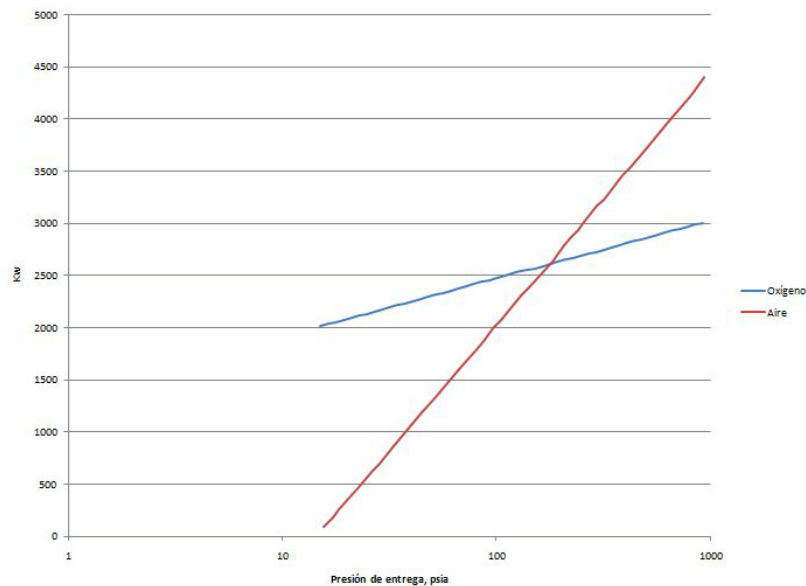
Adaptado de: (Hvizdos, y otros, 1983)

Bajo ciertas condiciones de flujo y presión, el oxígeno puro puede ser más económico que la misma cantidad de oxígeno en el aire. A medida que la presión del aire inyectado aumenta, la energía necesaria para comprimir el aire aumenta más rápido que la energía necesaria para separar el oxígeno del nitrógeno y aumentar la presión del oxígeno al nivel deseado. Esto hace que la inversión de capital en los equipos de compresión de aire aumente más rápido con el

incremento en la presión y el flujo, que la inversión de capital para la separación de aire más la compresión de oxígeno.

En la Figura 18 se muestra una gráfica de energía necesaria para producir y comprimir el equivalente de 4 MMscf/día de oxígeno en una corriente de 99,5% de pureza de oxígeno en volumen. También se muestra en esta figura la energía requerida para comprimir una cantidad de aire que contenga la misma cantidad de oxígeno. (Teniendo en cuenta que el aire contiene cerca de 21% oxígeno en volumen, se necesita comprimir cerca de 5 veces esta cantidad de aire para proveer la cantidad equivalente de oxígeno). En la Figura 18 se muestra que, hasta una presión de entrega de 180 psia, se requiere más energía para producir oxígeno puro a esa presión que para comprimir aire que contenga la cantidad equivalente de oxígeno. Sobre los 180 psia, se requiere menos energía para producir oxígeno puro a una presión que para comprimir la cantidad de aire que contenga la cantidad de oxígeno equivalente.

Figura 18. Energía para 4 MMscf/día de oxígeno.



Fuente: (Hvizdos, y otros, 1983)

Algunas ventajas de hacer uso de la inyección de aire enriquecido con oxígeno son:

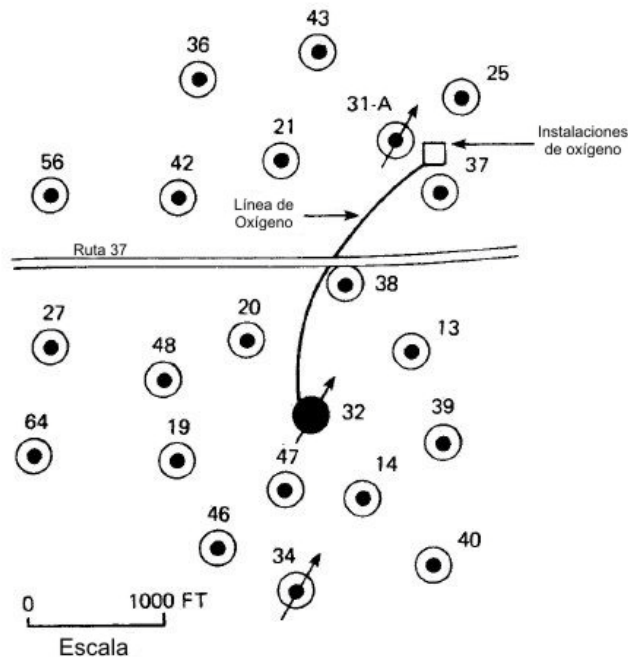
- **El aumento en la presión parcial de CO<sub>2</sub>.** El CO<sub>2</sub> es altamente soluble en el aceite, promueve el hinchamiento del mismo, y reduce su viscosidad. Los efectos del CO<sub>2</sub> pueden producir un recobro último mucho mayor y promover el movimiento del aceite a los pozos productores. Si fuese usado aire en el proceso de combustión, esencialmente todo el nitrógeno en el gas inyectado fluiría a través del yacimiento. El CO<sub>2</sub> producido al frente de combustión también fluiría a través del yacimiento una vez que el aceite y el agua entre el banco de aceite y el pozo en producción han sido saturados. Si el aire es reemplazado por oxígeno puro, la presión parcial del CO<sub>2</sub> aumenta beneficiándose del poco nitrógeno diluido en el gas fluyendo. Para un proyecto de combustión in situ, la presión parcial del CO<sub>2</sub> en la combustión in situ con aire enriquecido sería de 5 veces más que la presión parcial del CO<sub>2</sub> en un proyecto de combustión con aire.
- **Disminución del GOR.** Si hay altas relaciones gas aceite (GOR) en los pozos productores, el uso de oxígeno puede ayudar a la reducción el mismo. A un flujo constante de oxígeno, substituir aire con oxígeno puro causa una reducción significativa en la tasa y velocidad a la cuál entra gas en el pozo productor.
- **Aumento en el retorno de la inversión.** Para un espaciamento dado, la tasa de inyección de oxígeno puede ser aumentada sustancialmente si aire enriquecido con oxígeno se usa para reemplazar aire atmosférico. El retorno de la inversión será más rápido en la etapa temprana del proyecto.
- **Mayor espaciamento entre pozos.** Debido a la mejora en el proceso de combustión se puede aumentar el espaciamento entre los pozos que se van a perforar obteniendo resultados similares a la inyección de aire en espaciamentos menores.

### 3.3.4.5. Prueba de campo: Desarrollo del Piloto

Un plan detallado fue llevado a cabo para hacer pruebas de laboratorio en la combustión de los metales, para inventar métodos para limpiar el pozo, para asegurar que todos los elementos del pozo fueran compatibles con el oxígeno, y en general, para responder todas las preguntas relacionadas con los problemas de manejar oxígeno en esta aplicación particular.

La Figura 19 muestra la ubicación de los pozos alrededor del piloto de inyección de aire enriquecido con oxígeno.

Figura 19. Patrón de inyección de oxígeno.



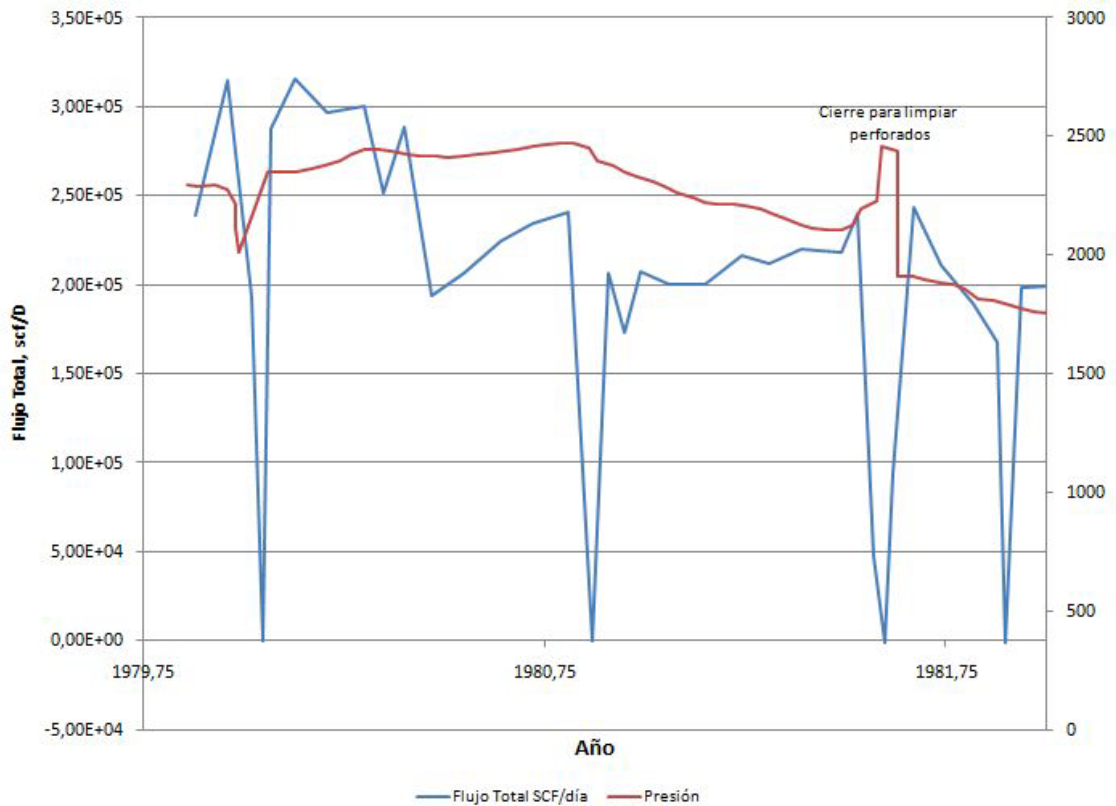
Fuente: (Hvizdos, y otros, 1983)

En la Figura 20 se muestra en función del tiempo la tasa de inyección de aire enriquecido, la composición del gas inyectado, y la presión de inyección del pozo

32. Antes del enriquecimiento del aire con oxígeno en enero de 1980, cerca de 110 Millones de pies cúbicos de aire y 18400 bbl de agua habían sido inyectados al pozo. Durante la duración del enriquecido con oxígeno de la prueba, no fue inyectada agua al pozo.

La Figura 20 también muestra los tres periodos en los cuáles se detuvo la inyección de aire enriquecido al pozo. Los dos primeros cierres del pozo se hicieron por mantenimiento del compresor, sin embargo, el tercero se hizo debido a que la presión de inyección empezó a aumentar en Junio de 1981, señalando un aumento en la resistencia al flujo. La resistencia aumento a tal punto que el pozo recibió un reacondicionamiento para limpiar los perforados, después de acidificarlos, fue limpiado nuevamente y puesto nuevamente en inyección. El flujo de inyección y la presión regresaron a su valor normal, lo que demuestra que un pozo usado para inyección con aire enriquecido puede ser intervenido sin ningún inconveniente.

Figura 20. Tasa de inyección y presión – pozo 32 del campo Forest Hill.



Fuente: (Hvizdos, y otros, 1983)

Con respecto a la producción, en el desempeño promedio durante el año de 1981 del patrón que sometido a inyección de aire enriquecido fue mucho mayor que la producción de los patrones que fueron producidos con inyección de aire solamente. El mayor efecto fue observado cuando se notaron los resultados de la inyección de aire enriquecido con 80% de oxígeno.

### 3.3.4.6. Conclusiones y Recomendaciones relacionadas con la aplicación del proyecto en Colombia

El oxígeno puro es más económico que el aire sobre un amplio rango de presiones y tasas de flujo, como las requeridas en un yacimiento como el de Forest Hill, donde las presiones de inyección necesarias para el proceso son muy altas debido a su profundidad. Para el caso colombiano en los llanos orientales el proceso podría ser operado de esta manera ya que además de presentar una profundidad mucho mayor, la presión del yacimiento también es muy alta.

Teniendo en cuenta las similitudes entre los dos yacimientos se recomienda hacer un piloto de inyección de aire enriquecido con oxígeno para aprovechar las ventajas de disminución en los precios de compresión. Pues debido a la gran profundidad del prospecto y su alta presión inicial se necesitaran altas tasas y presiones para lograr que el aire entre al yacimiento. Además podrán aprovecharse los efectos adicionales para disminuir la viscosidad del crudo como el hinchamiento del crudo debido al aumento de la presión parcial del dióxido de carbono.

Las operaciones normales en campo y los problemas, como los tiempos de parada para mantenimiento del compresor o taponamiento de los perforados en los pozos inyectoras, no causan mayores problemas cuando el oxígeno es inyectado en vez de aire, mientras se definan y se sigan buenos procedimientos de seguridad. El uso de oxígeno en vez de aire disminuye los costos de compresión, pues se necesitarían cinco veces más aire para inyectar la misma cantidad de oxígeno.

La productividad promedio de los pozos en el patrón influenciado por la inyección de aire enriquecido fue significativamente mayor que para los pozos en los patrones de aire. Lo anterior fue observado en una comparación con varios patrones, lo que indica que no es un caso aislado. La ejecución de dos proyectos piloto, uno con aire y otro con oxígeno, sería lo más aconsejable en los Llanos,

para asegurar el mejor desempeño del proyecto cuando se decida extender el método de recobro a todo el campo.

### 3.3.5. Campo Trix-Liz

Las propiedades de este yacimiento se muestran en la Tabla 21. Este campo fue seleccionado como análogo debido a su cercanía al prospecto en. Por otro lado, difiere del campo representativo de los Llanos Orientales por su relativamente alta gravedad API, baja viscosidad y menor presión inicial. Podemos observar que está clasificado como segundo en analogía debido a sus significativas diferencias con el campo estudio.

Tabla 21. Propiedades del campo Trix-Liz.

Propiedad	Campo Trix-Liz		Campo Llanos Orientales	
Gravedad °API	24		9,1	
Viscosidad, cp	26		460	
% Saturación de aceite al inicio del proyecto	55,9		60	77
Espesor neto de arenas, pies	9,1		10	40
Profundidad, pies	3650		7800	
Permeabilidad, md	500	2000	400	
Porosidad %	28		17	
Presión al inicio del proyecto, psi	600		3200	
Temperatura aceite, °F	138		180	
Gravedad °API				

Fuente: (Buchwald, y otros)

#### 3.3.5.1. Geología del Yacimiento

El campo Trix-Liz fue descubierto en 1959. El desarrollo del campo fue completado ese mismo año con la perforación de ocho pozos con un

espaciamiento de 20 acres. El yacimiento es del período Cretáceo y está formado por una trampa estratigráfica, parte del anticlinal Trix-Liz localizado en el graben de Talco.

El yacimiento Trix-Liz tiene una profundidad promedio de 3650 pies. El espesor promedia los 9,1 pies, aunque pueden encontrarse espesores hasta de 35 pies. La formación almacenadora del yacimiento Trix-Liz es más gruesa hacia el centro y se pincha en las direcciones sureste y oeste. Hacia el Norte buza lentamente y tiene un contacto agua-aceite con un acuífero relativamente pequeño. El yacimiento se caracteriza por sus intercalaciones de arcilla y arena. Cubre un área de 244 acres y tiene un volumen neto de arena de 2222 acre-pie.

Un análisis de núcleos y registros indican que el yacimiento tiene una porosidad promedio de 28% y una saturación de agua connata promedio de 35%. La arena del yacimiento contiene material arcilloso disperso y láminas de shale, que son más o menos continuas a lo largo del yacimiento. Un análisis de minerales de la formación indicó que la el yacimiento contiene material arcilloso disperso y laminaciones de shale, que son más o menos continuas a lo largo del yacimiento. La roca está compuesta por 63,9% de arena, 19,79% de limo y 16,52% de minerales arcillosos. Los materiales predominantes en las fracciones de limo y arcilla son la caolinita con un fracción del 35%, y la clorita con una concentración del 34%. El resto de la composición incluye Montmorillonita, illita, y partículas de cuarzo en tamaño de polvo. No obstante la gran concentración de materiales finos, la roca está pobremente cementada. La permeabilidad horizontal va de 2 darcies hasta 500 md. Las características de flujo del yacimiento se ven afectadas por la salinidad y el pH del agua que satura la roca.

El aceite producido del yacimiento Trix-Liz estaba inicialmente subsaturado con gas y tiene una gravedad de 24°API. Su viscosidad es de 26 cp. A condiciones de yacimiento y una temperatura de 138°F. El GOR inicial de la solución y el factor de formación estaban estimados en 50 scf/bbl y 1,05 RB/STB, respectivamente.

Figura 21. Historia del desempeño de la producción para el campo Trix-Liz.



Fuente: (Buchwald, y otros)

### 3.3.5.2. Desarrollo del campo e historia

El aceite original en sitio en el yacimiento Trix-Liz fue calculado en 1,344 STB/acre-pie para un volumen total de 2'987.000 STB. Durante el período de producción primaria, de Enero de 1959 a Septiembre de 1968, la energía del yacimiento estaba derivada del drenaje gravitacional y de un empuje de agua

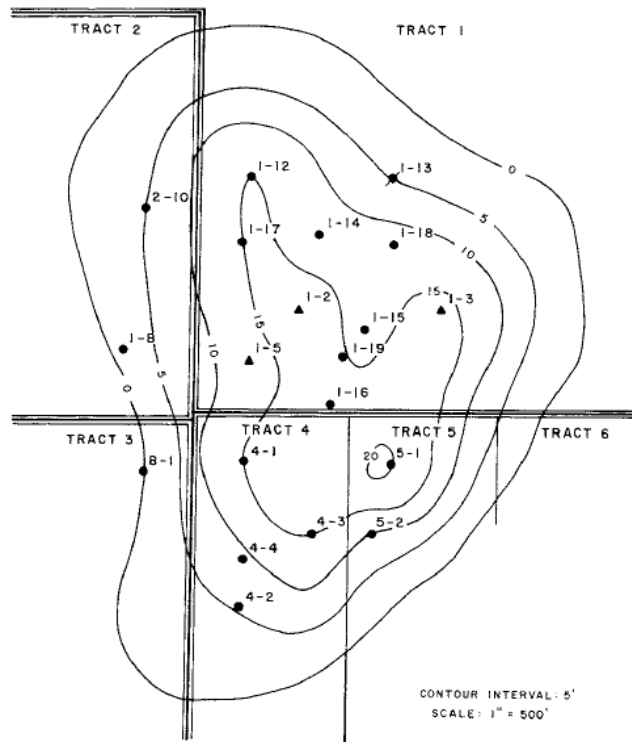
proveniente de un acuífero débil en uno de sus costados. La totalidad de la producción del yacimiento a Septiembre 1 de 1968, fue de 419315 bbl. Este volumen de producción se representa en 189 bbl aceite/acre-pie de arena. En la Figura 21 se muestra una gráfica de la producción del campo Trix-Liz hasta la fecha del reporte. El recobro final por estos medios fue estimado en un 15% del aceite original en sitio.

Debido a que el flujo en este yacimiento está afectado por la salinidad y el pH del agua de formación, la inyección de agua fue descartada inicialmente como método de recobro secundario. La selección del método de Combustión in Situ se hizo comparando las propiedades físicas del campo Trix-Liz con el criterio para el uso de varios métodos de recobro secundarios reveló que sería el método que tendría mayor probabilidad de éxito.

### **3.3.5.3. Prueba de campo: Desarrollo del Piloto**

El plan de Ingeniería desarrollado para explotar el yacimiento Trix-Liz con el proceso de Combustión In Situ consistió en establecer la ignición en los pozos TL 1-2 y TL 1-3. En la Figura 22 puede observarse la ubicación de los pozos. Las dos zonas de combustión deberían propagarse y encontrarse en el pozo TL 1-15, ese pozo se convertiría luego en un pozo inyector de aire y las zonas se propagarían juntas hacia el sur y norte del yacimiento. Al mismo tiempo, la zona que nada empezada en el pozo TL 1-2 debía haber llegado al pozo TL 1-5. El pozo TL 1-5 sería convertido entonces en un inyector después de la llegada de la zona de quemado.. La unión de las dos zonas quemadas y la conversión de los dos productores a inyectores deberían ser terminadas después de cuatro años de la operación de Combustión In Situ. Después de esto, los dos frentes de combustión, alimentados por los cuatro pozos inyectores (Pozos TL 1-2, TL 1-3, TL 1-15, y TL 1-5) serían propagados hacia el norte y hacia el sur a través del yacimiento.

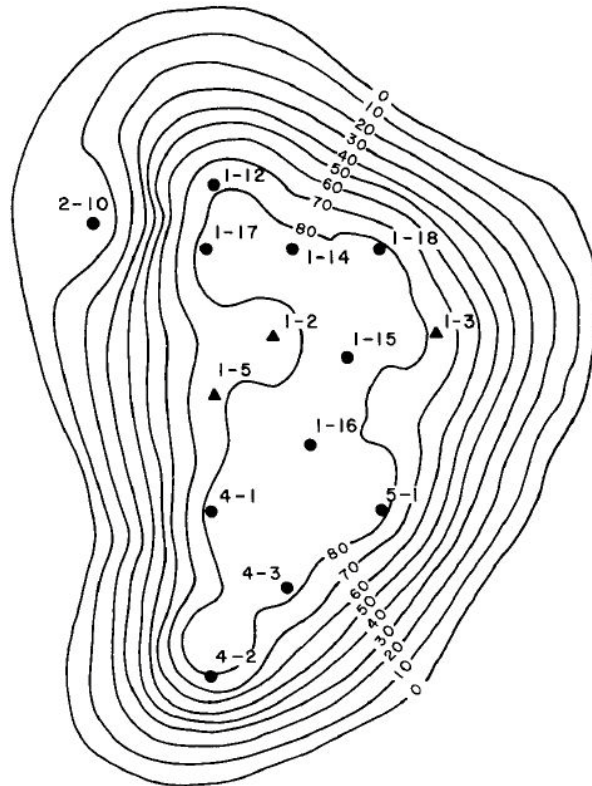
Figura 22. Mapa Isópaco del campo Trix Lix.



Fuente: (Buchwald, y otros)

Para llevar a cabo este plan, el yacimiento fue encendido en el pozo TL 1-2 en Septiembre de 1968, por ignición espontánea. En Octubre de 1969, el pozo TL 1-3 fue encendido usando el sistema de ignición catalítica. Las dos zonas quemadas han sido expandidas de acuerdo con el cronograma. La zona de condensación del pozo TL 1-2 llegó al pozo TL 1-5 en Diciembre de 1970. En febrero de 1971, el pozo TL 1-5 fue convertido en un pozo inyector de aire y el pozo TL 1-2 fue abandonado temporalmente debido a la disminución en las tasas de inyección y a una condición de colapso de casing. Se espera entonces que las características esenciales del plan de ingeniería puedan ser logradas.

Figura 23. Mapa de isoconcentración del componente Nitrógeno para el yacimiento Trix-Liz.

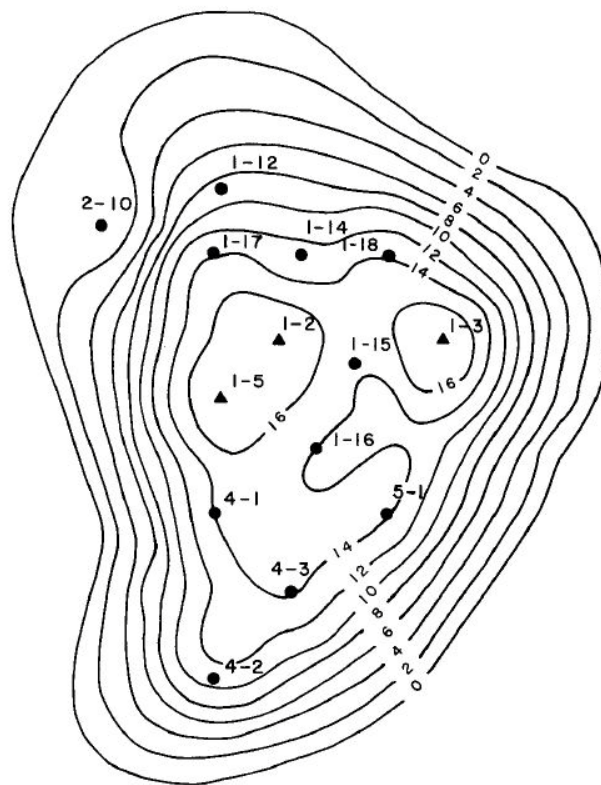


Fuente: (Buchwald, y otros)

Los procedimientos operacionales que permitieron la prueba periódica de cada uno de los pozos y el análisis del gas, aceite, y agua por pozo se han hecho de manera rutinaria. Los datos resultantes indican que el programa de combustión in situ está procediendo esencialmente como fue planeado. Las distribuciones de dióxido de carbono en el yacimiento Trix-Liz a Diciembre de 1971 se muestran en la Figura 23 y Figura 24. Estudiando estos mapas de isoconcentración, hechos en intervalos de 3 a 4 meses, puede ser desarrollado un concepto de heterogeneidad y distribución de saturaciones para las áreas remotas del yacimiento muchos meses o años en el futuro a cualquier tiempo del movimiento del frente. Un uso práctico para el mapa de isoconcentración de nitrógeno es mostrado en la Figura

23 para el pozo TL 2-10. En los tres años y medio de inyección de aire en el yacimiento Trix-Liz, la concentración de gas en el pozo TL 2-10 no ha cambiado, mientras que la concentración de nitrógeno en todos los otros productores ha aumentado. Este hecho sugiere que debe hacerse una reevaluación de la geología de este yacimiento estratigráfico.

Figura 24. Mapa de Isoconcentración del componente CO<sub>2</sub> del campo Trix-Liz



Fuente: (Buchwald, y otros)

La recuperación del campo Trix-Liz a Enero de 1972 fueron 650114 bbl. De este volumen de aceite, 419325 bbl fueron producidos durante los primeros 10 años en los que el campo estaba bajo producción primaria y 230.799 bbl fueron producidos después del inicio del proceso de Combustión In situ. Se espera que el proyecto

dure otros trece años. La producción esperada del campo es del 60% del aceite original en sitio haciendo uso de este proceso.

#### **3.3.5.4. Conclusiones y Recomendaciones relacionadas con la aplicación del proyecto en Colombia**

Un buen conocimiento a nivel geológico, estratigráfico y mineralógico es clave para desarrollar un proyecto de Combustión In Situ. Debido a que la interacción del crudo y la roca es muy importante al momento de determinar la cantidad de combustible depositado en las reacciones de baja temperatura para crudos de gravedad API baja a intermedia.

Cuando la inyección de agua no es factible para llevarse a cabo en un yacimiento debido a la sensibilidad del yacimiento al agua, es posible realizar un proceso de recobro terciario como la Combustión in situ exitosamente. El desarrollo de un proyecto de este tipo requiere una ingeniería cuidadosa, y no hay excepción.

Mapas de distribución de los gases como el nitrógeno y dióxido de carbono de un yacimiento en el cuál un programa de combustión in situ está siendo operado puede proveer información útil acerca de las características de flujo del yacimiento.

#### **3.3.6. CAMPO WEST HEIDELBERG**

Las propiedades de este yacimiento se muestran en la Tabla 22. Allí se puede notar que este campo fue escogido como uno de los más parecidos debido a su cercanía al prospecto en su profundidad, espesor neto, porosidad, y saturación de aceite al comienzo del proyecto. Por otro lado, difiere del campo representativo de los Llanos Orientales por su relativamente alta gravedad API y baja viscosidad.

La aplicación de la inyección de aire en este yacimiento podría ser clasificada como combustión in situ, o bien inyección de aire a alta presión. Las reacciones en cada uno de los casos son diferentes, sin embargo, hay lecciones aprendidas de esta aplicación a campo relacionadas con la profundidad y la presencia de oxígeno a grandes profundidades que vale la pena mencionar.

Tabla 22. Propiedades del campo West Heidelberg.

	Campo West Heidelberg		Campo Llanos Orientales	
Gravedad °API	18	27	9,1	
Viscosidad, cp	6		460	
% Saturación de aceite al inicio del proyecto	80		60	77
Espesor neto de arenas, pies	30		10	40
Profundidad, pies	11300	11400	7800	
Permeabilidad, md	85		400	
Porosidad %	14	16,4	17	
Presión al inicio del proyecto, psi	1500		3200	
Temperatura aceite, °F	221		180	

Fuente: (Huffman, y otros, 1983)

### **3.3.6.1. Historia de la aplicación del proceso**

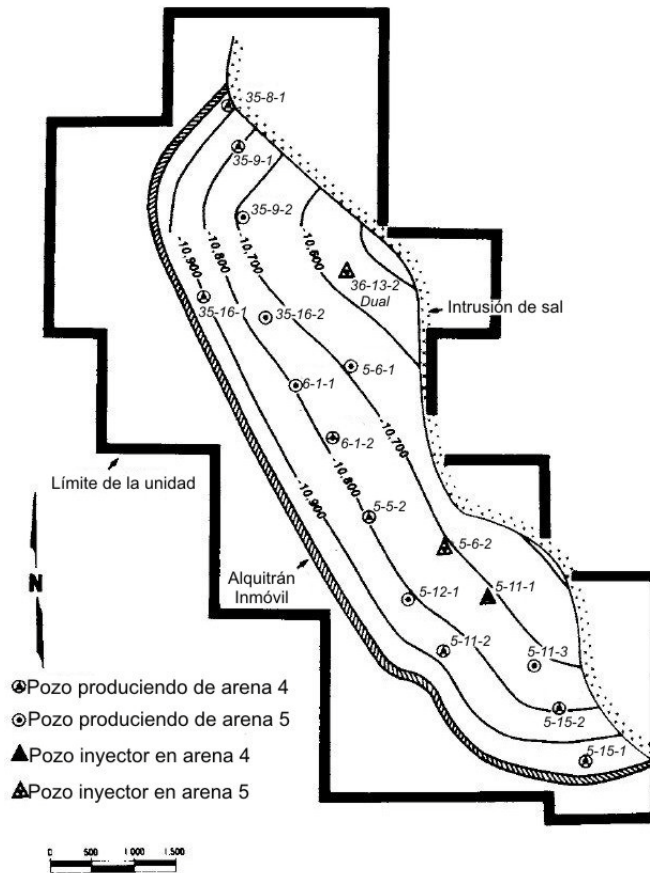
La aplicación de la combustión in situ en el yacimiento de West Heidelberg es quizá una de las aplicaciones más profundas de la combustión in situ en el mundo. El yacimiento presentó un bajo recobro primario, por lo que se realizaron estudio para identificar un proceso que pudiera aumentar substancialmente la recuperación de crudo. La inyección de agua fue descartada debido a la pobre relación de movilidades y los altos costos en los que se incurriría en el momento en que se empezará a producir agua desde estas profundidades. Se realizaron pruebas en tubos de combustión que dejaron ver una factibilidad para aplicarlo,

especialmente por la presencia de aceite pesado en los flancos de una de las arenas del yacimiento. El piloto de inyección de aire fue empezado en diciembre de 1971. Este proceso fue expandido a gran escala y hasta 1983 se constituía en la mejor forma de extraer el crudo de este yacimiento.

### **3.3.6.2. *Geología del Yacimiento***

Las arenas de Cotton Valley en el campo West Heidelberg son del periodo Jurásico y se encuentran a una profundidad de 11400 pies. En este yacimiento se han identificado 14 arenas, de las cuales sólo ocho almacenan hidrocarburos. De éstas las arenas 4 y 5 son los yacimientos más grandes. Estructuralmente, las arenas de Cotton Valley yacen en el flanco de un domo salino y buzan 8 grados de este a oeste (ver Figura 25). El Este de la estructura está sellado buzamiento arriba por la intrusión de sal, y la parte oeste limita buzamiento abajo con un alquitrán esencialmente inmóvil.

Figura 25. Tope de la arena 4 y ubicación de los pozos en el campo West Heidelberg.



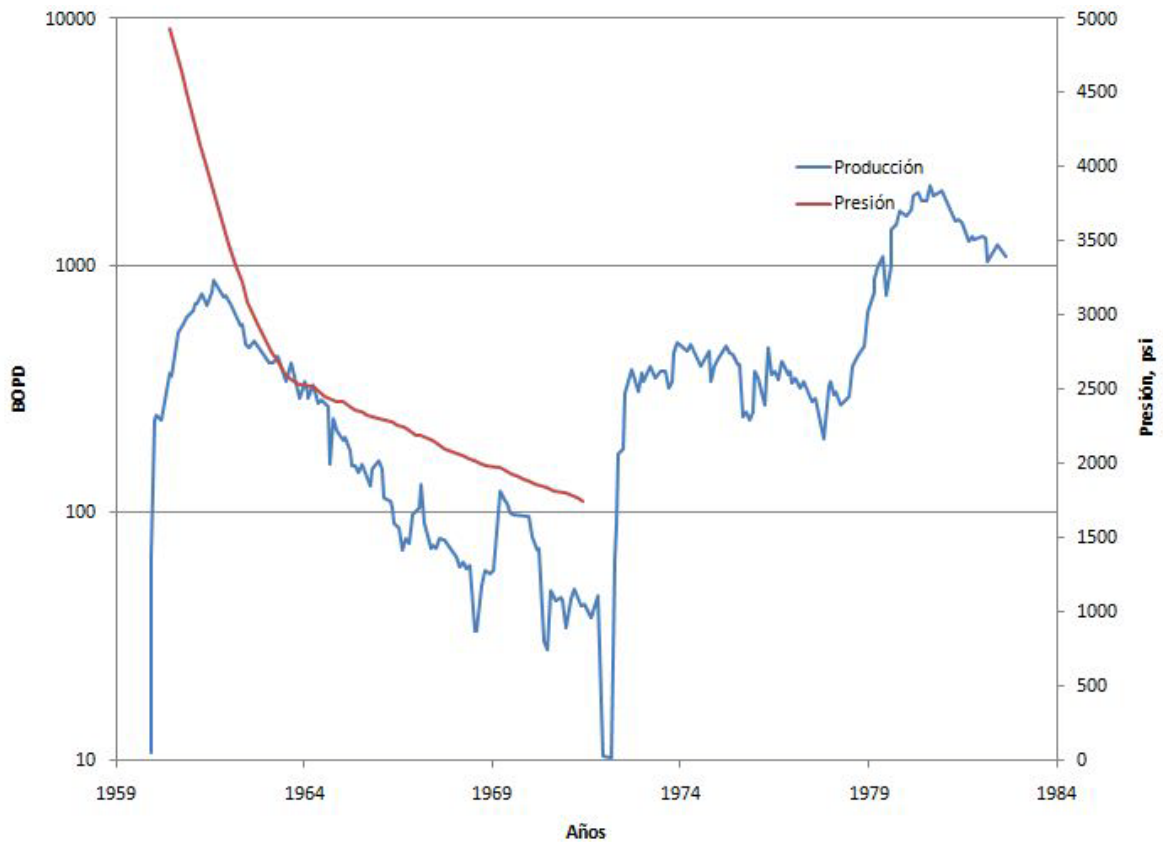
### **3.3.6.3. *Desarrollo del campo e historia***

El campo West Heidelberg fue descubierto en Enero de 1944 como una parte del campo Heidelberg. Durante la fase de producción primaria, un total de 10 pozos fueron perforados y completados en las arenas 4 y 5 de Cotton Valley. Todos los pozos fueron puestos en producción a partir de más de un miembro de la formación. Los potenciales iniciales de estos pozos se encontraron en el rango de 10 a 245 BOPD. La presión del yacimiento cayó rápidamente a un valor cercano a los 1500 psi. El recobro último primario fue de un 3% y 10% del OOIP de las arenas 4 y 5, respectivamente. La declinación rápida en la presión de yacimiento sin producción de agua indicó que el principal mecanismo de producción fue la expansión del aceite. La decisión tomada por los ingenieros de yacimientos del campo fue emplear un proyecto de mantenimiento de presión basado en la inyección de aire para generar combustión in situ.

### **3.3.6.4. *Prueba de campo: Desarrollo del Piloto***

Antes de iniciar la inyección de aire todas las zonas perforadas, con excepción de la arena 5, pasaron por un "squeeze" y una cementación. La producción total de la arena 5 era de 40 BOPD en ese momento. El pozo 5-6-2 fue convertido a inyector y la inyección de aire empezó a una tasa de 1 MMscf/día con una presión en superficie de 2500 psi. Ocurrió ignición espontánea en dicho pozo.

Figura 26. Producción primaria y combustión in situ del campo West Heidelberg.



Adaptado y Modificado de (Huffman, y otros, 1983)

La respuesta de producción a la inyección de aire fue notada en tres meses en la forma de un aumento en la producción de los pozos 5-12-1 y 6-1-1. La producción de gases de combustión empezó siete meses después del inicio del proceso en el pozo 5-12-1. La producción aumentó hasta 500 BOPD a finales de 1973 y continuó entre 300 y 500 BOPD hasta comienzos de 1977, cuando la producción empezó a declinar. La presión del yacimiento aumentó cerca los 3000 psi.

Actualmente, el proyecto West Heidelberg tiene 3 inyectores y 14 productores. Siete pozos están produciendo a partir de la arena 4 y siete pozos están produciendo de la arena 5. Todos los pozos están fluyendo con excepción de los pozos 35-8-1, 5-15-1, 35-16-1, y 35-16,2, que están produciendo con bombeo mecánico. Todos los pozos en bombeo están completados en la arena 4 excepto

el pozo 35-16-2. Un pozo es inyector de aire de las arenas 4 y 5 (36-13-2), otro inyecta sólo a la arena 5 (5-6-2), y el tercer pozo (5-11-1) es para inyección de gases de combustión a la arena 4.

La producción acumulada del proyecto desde su inicio es de 2,9 millones de barriles. El recobro final esperado es de 7,4 millones de barriles o 41% del OOIP. En la Figura 26 se presenta una grafica de producción del campo durante la etapa primaria de producción y después de aplicar el proceso. Se puede ver el efecto positivo en la producción después de aplicar la combustión in situ.

#### **3.3.6.5. Conclusiones y Recomendaciones relacionadas con la aplicación del proyecto en Colombia**

El proyecto West Heidelberg es la aplicación más profunda que se conoce de la combustión in situ en la literatura. Por los resultados obtenidos en este campo se puede concluir que la profundidad no es una limitante para el éxito del proyecto en los Llanos Orientales. No obstante, la diferencia entre las viscosidades del crudo podría presentar cambios importantes en la configuración y tasas de inyección del proceso.

Se recomienda hacer uso de los métodos para monitoreo y seguimiento del proyecto que ellos usaron, como el uso de cupones de metal para medir corrosión y pruebas de producción con baches de trazadores radiactivos de hidrogeno tritiado y <sup>85</sup>Criptón. El uso de estos últimos permiten investigar la migración de aire o gases de combustión en todos los estratos y determinar la extensión de la comunicación entre las arenas de cualquier pozo productor.

## CONCLUSIONES

- El desarrollo de una base de datos con la información de todas las aplicaciones de combustión in situ disponibles en la literatura mundial, que incluye sus aspectos más importantes a nivel de yacimiento y operacionales, permite el análisis y estudio de la pre-factibilidad del proceso en yacimientos similares comparando un campo estudio con las características de otros campos, cuando no se disponen de gran cantidad de datos necesarios para realizar otros estudios.
- La metodología propuesta está basada en métodos estadísticos que permiten con pocos datos obtener los yacimientos con características más parecidas al campo estudio. Por consiguiente, esta metodología puede ser usada para encontrar yacimientos análogos en los cuáles se han aplicado otros tipos de procesos de recobro mejorado.
- Teniendo en cuenta las similitudes entre el Campo Fosterton Northwest y el Campo North Government Wells, con el campo representativo del Valle Medio del Magdalena se puede concluir preliminarmente que el proceso podría ser llevado a cabo de manera exitosa, tal como se logró en dichos campos. Este hecho necesita ser corroborado con pruebas de factibilidad técnica como estudios de laboratorio y confirmado luego mediante simulación numérica.
- El campo representativo de los Llanos Orientales es un caso especial de crudo pesado a altas profundidades y si bien dos de las aplicaciones clasificadas como analógicas son muy parecidas, difieren principalmente en la profundidad, la gravedad API y la viscosidad. Un análisis más detallado

debe hacerse para verificar el efecto de estos parámetros en los resultados de una eventual aplicación de combustión in situ.

- La mayoría de las aplicaciones de la combustión in situ fallidas que se revisaron carecieron de documentación y planeación preliminar; se basaron en pobres caracterizaciones de la estructura del yacimiento y ninguna prueba de laboratorio de la combustión de crudo.

## RECOMENDACIONES

- En Colombia, algunos campos de crudo pesado poseen restricciones para la aplicación de inyección cíclica o inyección continua de vapor. Se recomienda hacer uso de la herramienta software EORS para realizar evaluaciones de pre-factibilidad técnica para otros campos de crudo pesado en los cuáles existan bajos porcentajes de recobro primario.
- Para explotar al máximo la recopilación de información almacenada en la base de datos es aconsejable que el usuario tenga conocimientos sobre el proceso de combustión in situ, ya que las similitudes encontradas deben ser usadas y analizadas de la mejor manera posible.
- Mientras más parámetros sean usados para hacer la analogía, mayor será la confiabilidad en el ordenamiento hecho por el software. Se sugiere que se utilicen al menos nueve parámetros, pues esto garantiza una mejor clasificación y la elección del yacimiento más análogo.
- En el caso de hacer la evaluación de otros yacimientos colombianos, se exhorta hacer uso de la bibliografía recomendada en la base de datos del software EORS, tal como se planteó en el presente trabajo. De esa manera se garantiza la obtención de más información sobre la aplicación del proceso, a nivel de planeación y operativo, y los resultados obtenidos en el campo relacionado.
- Se deben hacer investigaciones más profundas para los prospectos relacionados, con pruebas de laboratorio y simulación numérica, para establecer claramente la viabilidad de la combustión in situ en los candidatos antes de pasar a una aplicación de mayor escala.



## BIBLIOGRAFÍA

AKKUTLU, Ibrahim Yucel. Dynamics of Combustion Fronts in Porous Media, Ph.D. Dissertation. Libro. Los Angeles, California. USC, 2002.

ANTHONY, Mark J.; TAYLOR, Tim D.; GALLAGHER, Bill J.; "Fireflooding a High-Gravity Crude in a Watered-Out West Texas Sandstone"; SPE 9711-PA.

BARNES, Allen L.; "Results from a Thermal Recovery Test in a Watered-Out Reservoir"; SPE 1270.

BELTRAN, Jesús; "Análisis e Interpretación de yacimientos sometidos a inyección continua de vapor mediante analogías", Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander, 2005.

BOUSAID, S. "Multiple-Quenched Fireflood Process Boosts Efficiency" Revista Journal of Petroleum Technology. - November 1989. - p. 120.

BUCHWALD R. W.; HARDY W. C.; and NEINAST G. S. "Case Histories of Three In-Situ Combustion Projects"; SPE 3781-PA.

BUXTON, T. S.; POLLOCK, CHARLES B; "The Sloss COFCAW Project –Further Evaluation of Performance during and After Air Injection"; SPE 4766.

CADY, G. V.; HOFFMAN, S. J.; SCARBROUGH, R. M.; "Silverdale Combination Thermal Drive Project"; SPE 8904.

CARCOANA, Aurel; "Enhanced Oil Recovery in Rumania", SPE 10699.

CASEY, Terence; "A Field Test of the In-Situ Combustion Process in a Near-Depleted Water Drive Reservoir". Revista Journal of Petroleum Technology; SPE 2520, Febrero 1971.

CHATTOPADHYAY, S. K.; RAM, Binay; BHATTACHARYA, R.N.; DAS, T.K.; "Enhanced Oil Recovery by In-Situ Combustion Process in Santhal Field of Cambay Basin, Mehsana, Gujarat, India - A Case Study"; SPE 89451.

CHU, C. "A Study of FireFlood Field Projects", Revista Journal of Petroleum Technology. - Enero 1977. - pp. 171-179.

CHU, C. "State-of-the-Art Review of FireFlood Field Projects", Revista Journal of Petroleum Technology. - Enero 1982. - pp. 19-36.

PARRISH, David R.; POLLOCK, Charles B.; CRAIG, F. F. Jr.; "Evaluation of COFCAW as a Tertiary Recovery Method, Sloss Field, Nebraska"; SPE 3777.

DEKKING, F. M. [et al.] "A modern Introduction to Probability and Statistics"; Libro Springer , 2005.

DIETZ, D. N.; "Wet Underground Combustion, State of the-Art"; SPE 2518.

DORAIHAH, A.; Ray, SIBAPRASAD; and GUPTA, Pankaj; "In-Situ Combustion Technique to Enhance Heavy-Oil Recovery at Mehsana, ONGC— A Success Story"; SPE 105248-MS.

EARLOUGHER, Robert C. Jr.; GALLOWAY, J. R.; PARSONS, "Performance of the Fry In-Situ Combustion Project; SPE 2409.

ELKINS, L. F.; SKOV, A. M.; and LUTTON, D. R.; "Experimental Fireflood - Carlyle Field, Kansas. SPE 5014, 1974.

ELKINS, Lincoln F; MORTON, Dick and BLACKWELL, William A.; "Experimental Fireflood in a Very Viscous Oil-Unconsolidated Sand Reservoir, Pauls Valley Field, Oklahoma"; SPE 4086-MS.

EMERY, L.W., "Results from a Multi-Well Thermal-Recovery Test in Southeastern Kansas", SPE 140-PA.

FAST, R.E.; MURER, A.S. and ZAMBRANO L.G.; "Lost Hills Diatomite Simulation Study: Predicting Waterflood, Performance in a Low-Permeability, Compacting Reservoir"; SPE 226627.

GADELLE, Claude P.; BURGER, Jacques G.; BARDON, Charles P.; MACHEDON, Victor; CARCOANA, Aurel; PETCOVICI, Valentin; "Heavy-Oil Recovery by In-Situ Combustion - Two Field Cases in Rumania", SPE 8905.

GARTHOFFNER, Egon H.; "Combustion Front and Burned Zone Growth in Successful California ISC Projects"; SPE 46244-MS.

GEFFEN, T. M.; "Oil Production to Expect from Known Technology", Revista Oil & Gas Journal. - Mayo 1973. - pp. 66-76.

GREEN, Don & WILLHITE, G. Paul; "Enhanced Oil Recovery, Libro Richardson, TX : Society of Petroleum Engineers, 1998.

GONZÁLEZ Roa, Deisy; “Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección cíclica de vapor mediante analogías” Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2009.

GUTIÉRREZ, Dubert; TAYLOR, A. R.; KUMAR, V.K.; “Recovery Factors in High-Pressure Air Injection Projects Revisited”; SPE-108429-MS-P.

HARDY, W. C.; FLETCHER, P. B.; SHEPARD, J. C.; DITTMAN, E. W.; ZADOW, D. W.; “In-Situ Combustion in a Thin Reservoir Containing High-Gravity Oil”; SPE 3053-PA.

HEWITT, C. H.; MORGAN G. T. “The fry In Situ Combustion Test – Reservoir Characteristics”; SPE 954-PA.

HINTON, Perry; Statistics Explained; Libro Routledge, 2004. - Vol. 2nd Edition.

HORNE, Jerrold S.; BOUSAID, Issam; DORE, Timothy L.; SMITH, Luther B.; Initiation of an In-Situ Combustion Project in a Thin Oil Column Underlain by Water; SPE 10248.

HUFFMAN G. A. [et al.] “Pressure Maintenance by In-Situ Combustion, West Heidelberg Unit, Jasper County, Mississippi; SPE 10247, 1983.

HVIZDOS L. J.; HOWARD J. and ROBERTS G. “Enhanced Oil Recovery Through Oxygen-Enriched In-Situ Combustion: Test Results from the Forest Hill Field in Texas”; SPE 11218-PA, 1983.

INTERSTATE OIL COMPACT COMMISSION Improved Oil Recovery. Libro Oklahoma city, OK, 1983.

IYOHO; A. W., Selecting Enhanced Oil Recovery Processes; Revista World Oil. - Noviembre 1978. - pp. 61-64.

JIMÉNEZ Díaz, Robinson; “Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante analogías”. Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2009.

JIMÉNEZ Molano, Ana María; “Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección de Químicos mediante Analogías” Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2009.

JOSEPH, C. & PUSCH, W. H.; “A Field Comparison of Wet and Dry Combustion”; SPE 7992.

KUMAR, M and MRIDUL, A; “A Method for Predicting Oxygen and Air Flooding Performance”; SPE 14920.

LEWIS & ASSOCIATES, INC. The Potentials and Economics of Enhanced Oil Recovery [Report] : Federal Energy Administration Report B-76/221. - 1976.

LONG, Ralph; NUAR, Mark; A Study of Getty Oil Co.'s Successful In-Situ Combustion Project in the Bellevue Field; SPE 10708-MS.

MAMEDOV, Y.G. & BOKSERMAN A. A.; "Application of Improved Oil Recovery in the Soviet Union"; SPE 24162.

MARBERRY J.A.; BHATIA S.K.; "Fosterton Northwest: A tertiary Combustion Case History"; SPE 4764, 1974.

MARTIN, W. L.; ALEXANDER, J. D.; DEW, J. N.; TYNAN, J. W.; "Thermal Recovery at North Tisdale Field, Wyoming"; SPE 03595.

MEHRA, R. K.; "Performance Analysis of In-Situ Combustion Pilot Project"; SPE 21537.

MIKKELSEN P. L., COOK W. C. and OSTAPOVICH G; "Fosterton Northwest: An In-Situ Combustion Case History"; SPE/DOE 17391, 1988.

MILLER, K.A.; EOR Pilot Review - Husky Experience, 1987 Ss 87-11

MOORE R. G.; "New Strategies for In-Situ Combustion [Revista] // Journal of Canadian Petroleum Technology". Diciembre 1993, p. 10-32.

MOSS, J.T.; WHITE, P.D.; and MCNIEL Jr., J.S.; "In Situ Combustion Process - Results of a Five-Well Field Experiment in Southern Oklahoma"; SPE 1102-G.

NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY NETL [Online]. - 04 28, 2010. -[http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/eordrawings/BW/bwinsitu\\_comb.PDF](http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/eordrawings/BW/bwinsitu_comb.PDF).

PARRISH, David R.; POLLOCK, Charles B.; NESS, N. L.; CRAIG, F. F. Jr.; A Tertiary COFCAW Pilot Test In the Sloss Field, Nebraska; SPE 3839.

PEBDANI, F.N.; LONGORIA, R.; WILKERSON, D.N. and VENKATESAN, V.N.; "Enhanced Oil Recovery by Wet In-Situ Oxygen Combustion. Esperson Dome Field, Liber"; SPE 18072-MS.

POETTMAN F. H. "In situ Combustion: A current Appraisal" Revista World Oil. - Abril-Mayo 1964. - pp. 124-128, 95-98.

R.G. FARQUHARSON; R.W. THORNTON; "Lessons from Eyehill"; JCPT 86-02-02.

RAMEY H.J. Jr.; "Case History of South Belridge, California, In Situ Combustion Oil Recovery" Conference 1992 SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. - Tulsa : SPE 24200, 1992.

RAO, N.S.; ROYCHAUDHURY, S.; SAPKAL, A. V.; SINHA, S- K-, GUPTA, K. K., "Results Of Spontaneous Ignition Test In Balol Heavy Oil Field"; SPE 38067.

RINCÓN, Luis; Una Introducción a la probabilidad y estadística [Online] // Página personal profesor Luis E. Rincón, Facultad de Ciencias UNAM. - Facultad de Ciencias UNAM, Departamento de matemáticas. - Diciembre 2007. - Abril 15, 2010. - <http://www.matematicas.unam.mx/lars>.

ROYCHAUDHURY, S.; RAO, N.S.; SINHA, S. K.; GUPTA, K. K.; JAIN, A. K.; SALUJA, J.S.; "Extension of In-Situ Combustion Process from Pilot to Semi-Commercial Stage in Heavy Oil Field of Balol"; SPE 37547-MS.

SALKIND, Neil J.; Encyclopedia of Measurement and Statistics. Libro SAGE Publications , 2007.

SARATHI P.; In Situ Combustion Handbook - Principles and practice; Libro U.S. Department of Energy, 1999.

SHOWALTER, W. E.; Alan MACLEAN, M.; URSENBACH, M.G.; MOORE, R.G.; MEHTA, S. A.; Fireflood at Brea-Olinda Field, Orange County, California; SPE 4763-MS.

SMITH, Maurice W; "Simultaneous Underground Combustion and Water Injection In the Carlyle Pool, Iola Field, Kansas"; SPE 1170.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS; Petroleum Engineering Handbook: SPE, 2007. - Vol. V.

STRUNA, Stephen M.; POETTMANN, Fred H.; "In-Situ Combustion in the Lower Hospah Formation, McKinley County, New Mexico"; SPE 14917-PA.

SUPRONOVICH P.; BLAND L.H.R.; Farouq ALI, S.M.; Design and Operation of The Murphy Silverdale Wet In Situ Combustion Pilot; 1981 ATM 81-32-30

TURTA A. "In-Situ Combustion — From Pilot to Commercial Application" Conference 1994 NIPER/DOE Symposium on In-Situ Combustion / ed. NIPER/BDM-O086 U.S. DOE Report. - Tulsa, Oklahoma 1995. - pp. 15–39.

TURTA, A.T.; CHATTOPADHYAY, S.K.; BHATTACHARYA, R.N.; CONDRACHI, A.; Hanson, W.; Current Status of the Commercial In Situ Combustion (ISC) Projects and New Approaches to Apply ISC; PET-SOC 2005-002-P.

TZANCO, E.T.; MOORE, G.R.; and GOOD, W.K.; "Combustion Performance in the Countess Project"; SPE 28604.

## ANEXO A

Para ejemplificar el cálculo de los pesos de acuerdo a la metodología planteada, se utilizarán tres propiedades características del yacimiento para cada campo.

Tabla A.1. Campos considerados exitosos y correspondientes gravedad API, Viscosidad y Saturación de aceite al inicio del proyecto.

CAMPO	Extensión del proyecto	°API	VISCOSIDAD, cp	% S <sub>o</sub> INICIO PROYECTO
<b>Bellevue</b>	Piloto	19	660	73
<b>Trix-Liz</b>	Campo	24	26	55,9
<b>North Tisdale</b>	Piloto	21	175	64,6
<b>W. Heidelberg cotton valley Unit</b>	Campo	22,5	6	80
<b>Forest Hill</b>	Piloto	10	1006	63
<b>Midway-Sunset</b>	Campo	14	110	74,5
<b>West Newport</b>	Campo	15,2	700	67
<b>West Newport (B zone)</b>	Piloto	13	750	86
<b>West Casa blanca</b>	Campo	20,4	150	56
<b>Bellevue</b>	Campo	19	676	69,5
<b>Midway-Sunset</b>	Piloto	11,5	2770	70
<b>Bellevue</b>	Campo	19,5	675	52
<b>Glen Hummel</b>	Campo	20,8	74	63,1
<b>Caddo Pine Island</b>	Piloto	21	112	52,8
<b>South Belridge</b>	Campo	13	1600	73
<b>South Belridge</b>	Piloto	12,9	2700	60
<b>North Government Wells</b>	Piloto	22	10	32
<b>Shannon</b>	Campo	25	76	60
<b>Brea-Olinda</b>	Piloto - Patrón Irregular	22	20	53,9
<b>Humbolt-Chanute</b>	Piloto	23	70	69
<b>Golden Lake</b>	Campo	12,5	3500	21
<b>Fosterton Northwest</b>	Campo	24	15,6	45,2
<b>Balol</b>	Piloto	15,6	125	70

<b>Balol</b>	Campo	16	275	70
<b>Santhal</b>	Campo	18	125	70
<b>Suplacu de Barcau</b>	Campo	16	2000	85
<b>East Videle - Sa3a+b</b>	Piloto	19,1 5	75	82
<b>West Videle - Sa3a+b</b>	Piloto	19,1 5	75	82
<b>East Venezuela</b>	Piloto	9,5	400	94

En la Tabla A.2 se muestran los cálculos realizados sobre los datos de la Tabla A.1 para calcular los pesos. Estos fueron hallados teniendo en cuenta todas las variables tal como se mencionan en la Tabla 7.

Tabla A.2. Procedimiento para realizar el cálculo de los pesos.

	°API	VISCOSIDAD, cp	% SATURACIÓN DE ACEITE AL INICIO DEL PROYECTO
<b>Promedio</b>	17,886	653,676	65,328
<b>Desviación Estándar</b>	4,467	948,074	15,721
<b>Coefficiente de Variación</b>	0,250	1,450	0,241
<b>Wj*</b>	0,779	0,234	0,786
<b>Wnj*</b>	0,128	0,039	0,130
<b>Wj</b>	12,843	3,866	12,960

Las variables no numéricas como son la presencia de acuífero y el tipo de formación, se constituyeron en una preocupación al no poder ser evaluadas por la metodología. Sin embargo, como fue sustentado conceptualmente en el primer capítulo de este proyecto, no demuestran ser impedimento para la ejecución de un proyecto de Combustión In Situ. Por lo tanto, dichas variables no participarán en la selección de los yacimientos análogos, pero servirán para aceptar o rechazar los yacimientos análogos obtenidos por la metodología de acuerdo con un estudio detallado sobre estas variables.

## **ANEXO B**

### **¿QUÉ ES EORS?**

EORS es un software que permite realizar analogías entre un campo de estudio y los campos almacenados en la base de datos a partir de la selección de ciertos parámetros que serán comparados. Este software se fundamenta en la metodología descrita en el capítulo 2 de este libro. Si se desea información sobre su funcionamiento, el Apéndice A del libro de (Jiménez Molano, 2009) es más detallado.

### **REALIZANDO UNA EVALUACIÓN (MEJORAS)**

Una vez almacenada la información perteneciente al proceso de combustión in situ, es posible realizar analogías entre los campos almacenados y un campo nuevo.

La base de datos correspondiente al proceso con el que se desea hacer la analogía debe ser seleccionada. Allí podrán observarse los campos asociados a éste, desplegando la pestaña campos asociados como se muestra en la Ilustración 1. Luego, se puede digitar el nombre del campo nuevo a evaluar o cargar un campo ya almacenado en la base de datos.

Se pueden seleccionar los parámetros a comparar con sus respectivos valores, y después se procede a seleccionar el algoritmo deseado. El algoritmo puede ser el del valor medio del rango o el del valor más cercano, en caso de presentarse rangos. En la Tabla 5 y Tabla 6 se presenta la metodología seguida por cada uno de los algoritmos. La casilla de selección para esto se puede observar en la parte superior izquierda de la Ilustración 2.

Ilustración 1. Campos asociados a un determinado proceso en EORS 2.0.

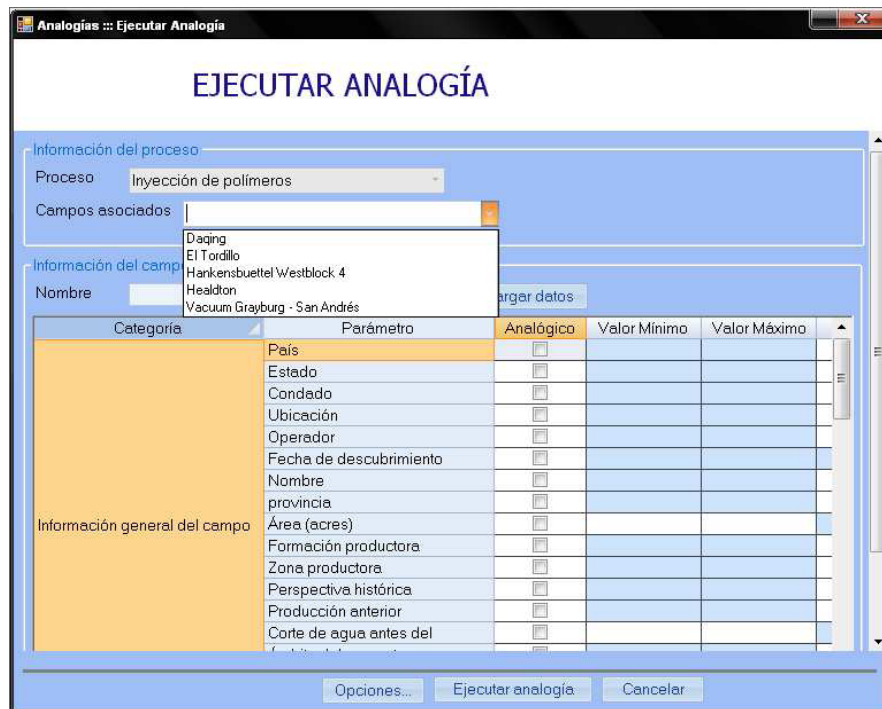
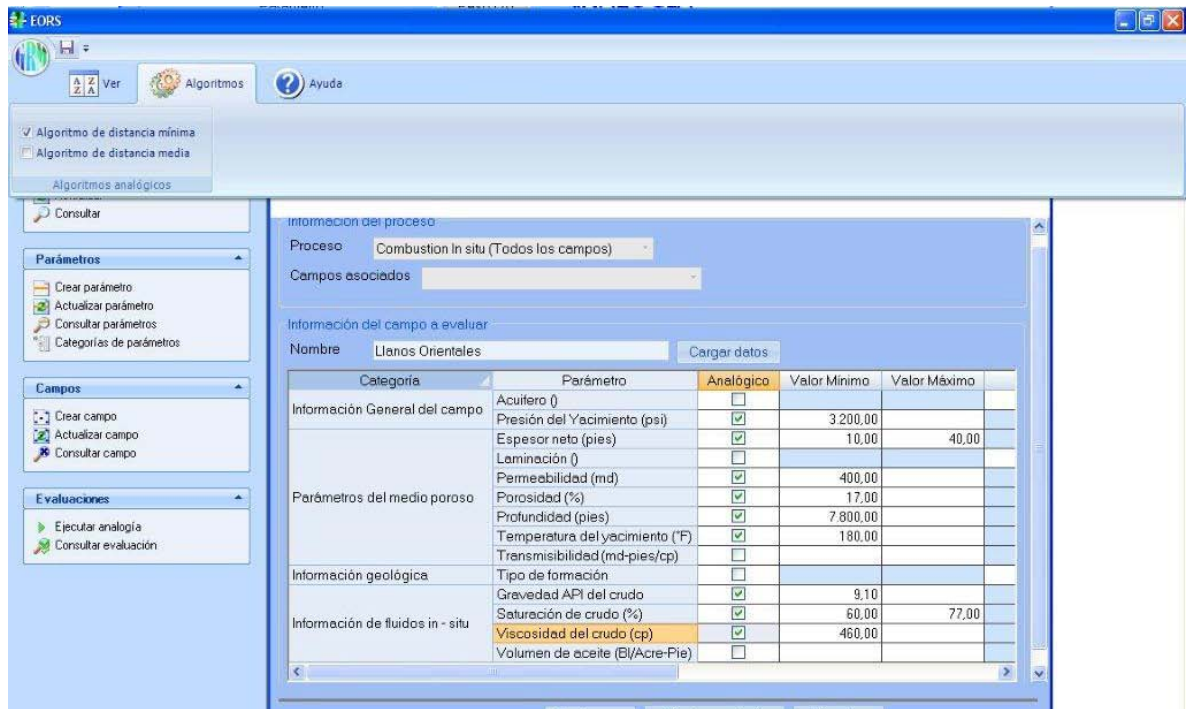
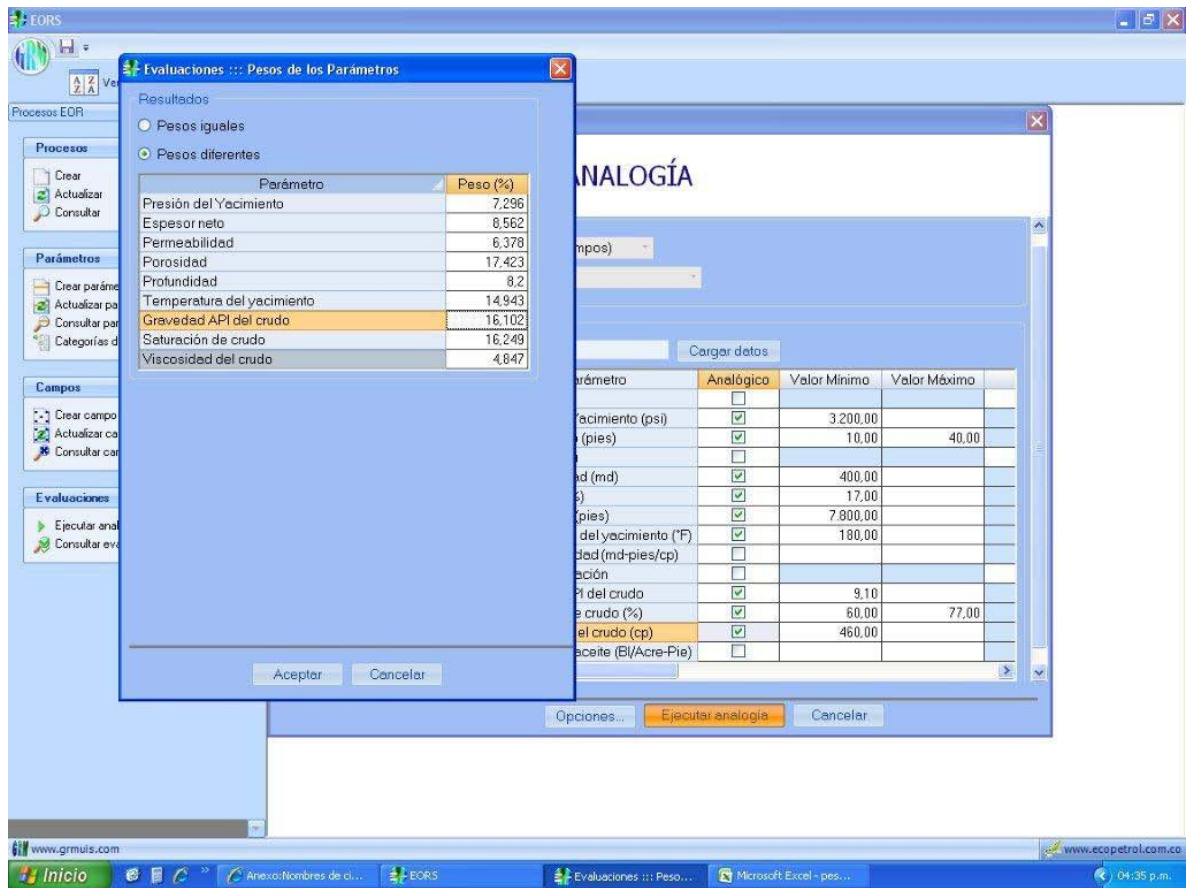


Ilustración 2. Información del campo nuevo a evaluar en EORS 2.0.



El usuario puede hacer clic en la casilla de ejecutar analogía y después escoger de qué forma desea hacer la analogía. Las opciones presentadas en el software son: hacer uso del programa asignando pesos iguales a todas las variables o, asignarle un peso diferente a cada una (Ver Ilustración 3). Con la palabra peso se denota la importancia de la variable en el momento de realizar la analogía. De esta manera, el programa seleccionará con una mayor prioridad los campos que se acerque a las variables con más peso, antes que las demás variables.

Ilustración 3. Cuadro de asignación de pesos a las variables.



Hacer uso de los pesos es una decisión del usuario y los pesos recomendados basados en la dispersión de los datos en los casos exitosos de aplicación de la combustión in situ se muestran en la Tabla 7.

Los resultados de realizar estas analogías se muestran en una nueva ventana, donde se expone el puntaje obtenido por cada campo de la base de datos respecto del campo en estudio, además de los parámetros comparados con sus respectivos valores. Esto se puede observar en la Ilustración 4.

Ilustración 4. Resultados del software EORS de manera de datos.

Evaluaciones :: Resultados de la Analogía

Resultados

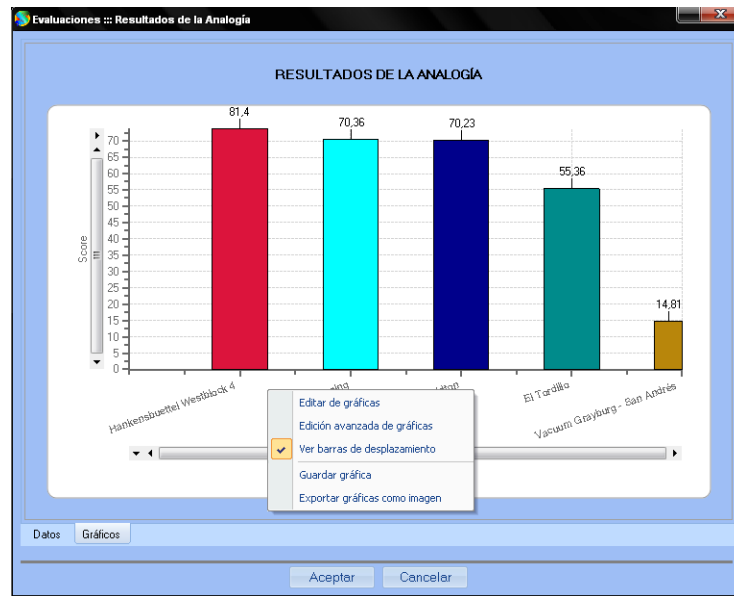
Índice	Campo	Porosidad (%)		Permeabilidad (md)		Temperatura
		Valor Mínimo	Valor Máximo	Valor Mínimo	Valor Máximo	
	Campo X	26,6		2107		9
81,40	Hankensbuettel Westblock 4	28		2000	4000	
70,36	Daqing	26		600		
70,23	Healdton	26,2		346		
55,36	El Tordillo	24		500		
14,81	Vacuum Grayburg - San Andrés	11,6		17,3		

Datos Gráficos

Aceptar Cancelar

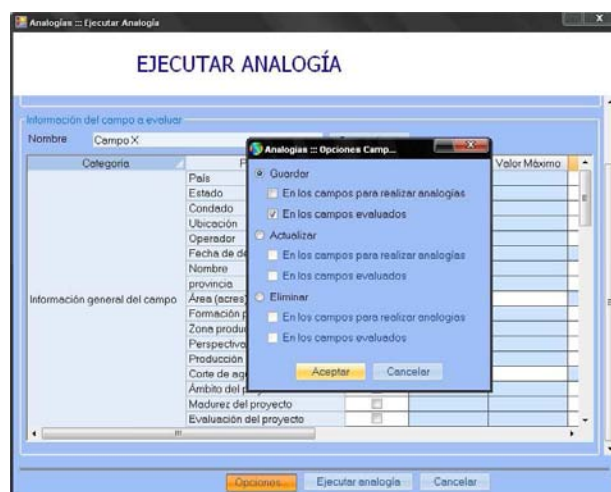
Con el fin de brindar una mejor visión de los resultados numéricos, es posible ver gráficamente la analogía seleccionando la pestaña gráficos. Al dar clic derecho sobre la gráfica se puede editar el gráfico, realizar una edición avanzada del gráfico, ver barras de desplazamiento, guardar el gráfico ó exportarlo como una imagen. Esto se puede apreciar en la Ilustración 5. Si se desea más información sobre los campos que aparecen como analógicos se puede hacer doble clic sobre su imagen y se abrirá la ventana consultar campo con toda la información almacenada en la base de datos, incluida información bibliográfica pertinente para mayor información.

Ilustración 5. Resultados gráficos de la analogía en EORS 2.0.



Al elegir del menú inferior el recuadro opciones, el usuario podrá guardar, actualizar o eliminar los resultados analógicos, seleccionando su opción de preferencia y dando clic en aceptar. Esto se muestra en la Ilustración 6.

Ilustración 6. Opciones de la analogía en EORS 2.0.



## ANEXO C

### COMPARACIÓN DE LOS MODELOS PARA LA REALIZACIÓN DE ANALOGÍAS

Con el fin de verificar la manera en que las analogías están siendo realizadas y su efectividad en arrojar una clasificación acertada de los campos más parecidos se plantea este anexo.

Hasta el momento se han desarrollado tres metodologías para realizar las analogías. La primera se encuentra ilustrada en las tesis de pregrado de la Universidad Industrial de Santander, Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a: Inyección cíclica de vapor mediante analogías (González Roa, 2005), Procesos de Inyección alternada de agua y gas mediante Analogías (Jiménez, 2005), Inyección continua de vapor (Beltrán, 2005). A este modelo lo llamaremos Modelo Alfa ( $\alpha$ ).

#### **Modelo Alfa ( $\alpha$ ).**

Lo que busca la comparación de un campo  $n$  en particular con los que se encuentran listados en la base de datos es que se muestren los primeros campos más análogos a  $n$ . Para ello se deben comparar los parámetros de  $n$  con los parámetros de los campos contenidos en la base de datos y mediante el uso de alguna relación, poder asignar un “score” o puntuación a cada campo relativa al campo al cual se le va a realizar la analogía (campo  $n$ ).

La ecuación planteada para asignar tal puntuación, y que constituye el modelo como tal, es la siguiente:

$$S_{i/n} = \left( \sum_{j=1}^{j=m} \left( W_j * I_{j i/n} \right) \right) * 100$$

Donde  $i$  es el campo de la base de datos al que se le va asignar un score relativo al campo  $n$ . La  $k$  es el número de campos actuales en la base de datos. Entonces  $S_{i/n}$  es el score del campo  $i$  relativo al campo  $n$ ;  $j$  es el parámetro actual con el que se está realizando la comparación para hacer la analogía, y  $m$  es el número total de parámetros con los que se dispone para efectuar la analogía.  $I_{j i/n}$  es el valor del índice del parámetro  $j$  para el campo  $i$  relativo al campo  $n$ . Tomará valores entre 0 y 1 (ó 0 y 100%). Finalmente,  $W_j$  representa el peso de cada parámetro  $j$  tenido en cuenta para la analogía. Este valor de peso puede ser asignado a criterio de expertos en el tema, aunque aquí se plantea una manera para calcularlo numéricamente, teniendo en cuenta los conceptos estadísticos estudiados en el capítulo 2 de este proyecto.

Primero se tratará el problema del Índice  $I_{j i/n}$ . Para determinar el valor de este índice, se compara cada nuevo valor del parámetro  $j$  con los valores de ese mismo parámetro de cada uno de los  $k$  campos existentes en la base de datos. Para hacer tal comparación se desarrolló la siguiente expresión:

$$\alpha = \left| \frac{j_n - j_i}{j_n + j_i} \right|$$

Donde  $j_n$  corresponde al valor del parámetro del campo estudio y se va a comparar con  $j_i$ , el valor del parámetro almacenado en la base de datos. La menor diferencia ( $\alpha$ ), será atribuida al campo más análogo al nuevo, respecto al parámetro  $j$ . En

términos generales, a mayor diferencia, menor grado de analogía. Para asignar un valor numérico al índice, se usa la siguiente relación:

$$I_{j/n} = 1 - \alpha$$

Cuando  $j_n$  sea igual a  $j_i$ , el índice  $I_{j/n}$  tomará su valor máximo uno (1), ya que el numerador será entonces cero (0). Por otro lado, en la medida en que el valor del numerador se aproxime más al valor de denominador, el índice tenderá hacia su valor mínimo, cero (0). Este hecho se presentará cuando los valores de  $j_n$  y  $j_i$  sean drásticamente diferentes. De esta manera, queda expresado el índice  $I_{j/n}$ .

El siguiente asunto es determinar el peso global,  $W_j$ , de los  $m$  parámetros que se disponen para realizar la analogía. Lo más conveniente, pero al tiempo más complicado en este caso es recurrir a las opiniones y criterios de expertos con suficiente experiencia en métodos de Recobro Mejorado, como la inyección cíclica de vapor en este caso. Una solución sencilla podría ser la de asignar un peso igual para cada parámetro, luego si se tienen nueve parámetros, cada uno tendría un peso global de  $(1/9) \approx 0,1111 \approx 11,11\%$  de importancia respecto a los otros. Esta solución podría servir como punto de partida, pero el inconveniente sería la poca representatividad que tendría al tratar de asignar un peso global más o menos real a cada parámetro de analogía.

Luego la solución que se plantea es la de evaluar el grado de dispersión que presenten los datos disponibles de cada parámetro; es decir, que con base a tal grado de dispersión se asigna el peso global de cada parámetro partiendo del hecho de que a mayor dispersión, menor peso.

Para esto se emplea el Coeficiente de Variación de Pearson, CVP, el cual fue estudiado en el segundo capítulo.

A manera de conclusión puede decirse que a mayor Coeficiente de Variación de Pearson para determinado parámetro, menor peso global tendrá el mismo, es decir, la relación es de proporcionalidad inversa. La meta es plantear una expresión que establezca tal relación, como ya se hizo para el índice  $I_j$ .

- Se aplica entonces la siguiente metodología para hallar  $W_j$ :
- Calcular el CVP para cada parámetro.
- Hacer la sumatoria de los CVP para los  $m$  parámetros.
- Normalizar el CVP de cada parámetro dividiéndolo entre la sumatoria obtenida en el paso anterior. Con esto, los valores del CVP normalizado quedan en un rango entre 0 y 1.

$$CVP_{nj} = \frac{CVP_j}{\sum CVP_j}$$

A continuación, se realiza la siguiente relación, con la intención de obtener la proporcionalidad inversa:

$$W_j^* = e^{(-CVP_{nj})}$$

De este modo, los valores de  $W_j^*$  también oscilarán entre 0 y 1, pero habrá que realizar una nueva normalización de estos ya que  $\sum W_j^*$  puede ser mayor o menor que 1.

$$W_{nj}^* = \frac{W_j^*}{\sum W_j^*}$$

Finalmente, se hace la equivalencia:

$$100 * W_{nj}^* = W_j [\%]$$

Donde  $W_j$  es el peso global del parámetro  $j$ , que se dispone para la realización de la analogía.

La justificación de las dos normalizaciones es simplemente para darle una mejor distribución a los pesos globales, puesto que si estos pesos se asignan sin hacer la primera normalización, se obtendrían valores carentes de sentido ya que se generarían pesos con órdenes de magnitud ínfimos (incluso de  $10^{-9}$ ). Claro que, en este caso, todo estará fuertemente influenciado por el comportamiento del CVP para cada uno de los parámetros de analogía involucrados.

Los pesos obtenidos al aplicar la metodología se muestran en la tabla C1. Se puede observar que esta metodología falla en otorgar valores significativos al peso, pues los pesos resultan ser parecidos. Principalmente debido a la normalización inicial que restringe los valores obtenidos al aplicar la ecuación de proporcionalidad inversa.

Tabla C1. Pesos calculados según la metodología propuesta.

	<b>Peso %</b>
<b>Gravedad °API</b>	8,841
<b>Viscosidad, cp</b>	4,497
<b>Saturación de aceite al inicio del proyecto, %</b>	8,847
<b>Espesor neto de arenas, Pies</b>	8,636
<b>Buzamiento, Grados</b>	8,432
<b>Profundidad, Pies</b>	8,622
<b>Permeabilidad, md</b>	8,540
<b>Porosidad, %</b>	8,873
<b>Presión al inicio del proyecto, psi</b>	8,571
<b>Temperatura Aceite, °F</b>	8,822
<b>Kh/U</b>	8,488
<b>OIP</b>	8,831
	100

Hacer la redistribución puede y debe hacerse para que los pesos de los parámetros sumen un cien por ciento. En la Tabla C2 se muestra la redistribución.

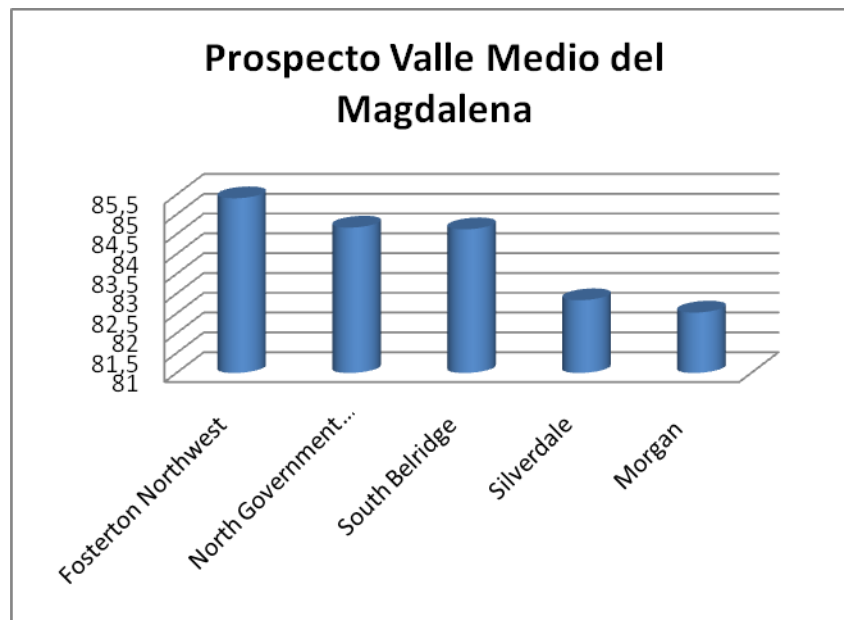
Tabla C2. Redistribución de los pesos proporcionalmente de acuerdo a los nueve parámetros que se encuentran disponibles para los campos prospectos analizados.

	<b>Peso %</b>
<b>Gravedad °API</b>	11,907
<b>Viscosidad, cp</b>	6,056
<b>% Saturación de Aceite al inicio del Proyecto</b>	11,915
<b>Espesor Neto De Arenas, Pies</b>	11,632
<b>Profundidad, Pies</b>	11,612
<b>Permeabilidad, md</b>	11,501
<b>Porosidad, %</b>	11,950
<b>Presión al Inicio del Proyecto, Psi</b>	11,544

Temperatura aceite, °F	11,882
	100,000

Los resultados de aplicar las analogías al campo del Valle Medio del Magdalena utilizando esta metodología se muestran en la figura C1. En la figura C2 se muestran los resultados obtenidos al aplicarla sobre las características del campo de los llanos orientales.

Figura C1. Clasificación cinco campos más análogos al campo del Valle Medio del Magdalena según el modelo  $\alpha$ .



En la Tabla C1 se muestran las propiedades del prospecto del Valle Medio del Magdalena y cada uno de los cinco campos clasificados por el modelo  $\alpha$  como los más análogos.

Tabla C1. Características de los cinco campos más parecidos según la metodología  $\alpha$  al campo del valle medio del magdalena.

	Campo VMDM		Campo Fosterton Northwest	Campo North Government Wells	South Belridge		Silverdale		Morgan	
<b>Gravedad °API</b>	11,5	12,5	24	22	12,9		15,6		12	
<b>Viscosidad, cp</b>	1900		15,6	10	2700		800		8100	
<b>% Saturación de aceite al inicio del proyecto</b>	40		45,2	32	60		86		80	
<b>Espesor Neto de Arenas, pies</b>	2	40	27,7	18	27,8	30,6	18	19	11,5	24,6
<b>Profundidad, pies</b>	2470		3100	2320	700		1850		1940	
<b>Permeabilidad, md</b>	780	1080	958	800	8000		3500		4400	
<b>Porosidad, %</b>	28	29	28,8	32	36	37	31		29	35
<b>Presión al inicio del Proyecto, psi</b>	200		240	330	180		101		507	
<b>Temperatura Aceite, °F</b>	106	109	125	120	87		70		75	

Podemos ver que las características de los dos yacimientos considerados más similares inicialmente difieren en la gravedad API y viscosidad del crudo. Mientras que en otras propiedades se presentan mayores similitudes. Es conveniente aclarar que en el caso de tener rangos se hizo uso de la media de los mismos para obtener un valor puntual que pudiera ser usado en la metodología explicada anteriormente.

En la Tabla C2 se muestran las propiedades del prospecto de los Llanos Orientales y cada uno de los cinco campos clasificados por el modelo  $\alpha$  como los más análogos.

Figura C2. Clasificación cinco campos más análogos al campo de los Llanos Orientales según la metodología  $\alpha$ .

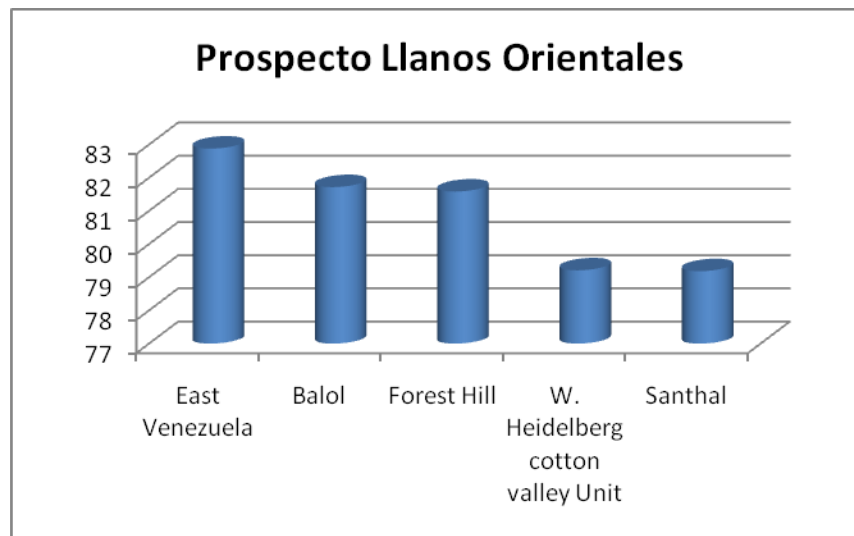


Tabla C2. Características de los cinco campos más parecidos según la metodología  $\alpha$  al campo de los Llanos Orientales.

	Campo Llanos Orientales		East Venezuela	Balol		Forest Hill		West Heidelberg		Santhal	
<b>Gravedad °API</b>	9,1		9,5	15,6		10		18	27	18	
<b>Viscosidad, cp</b>	460		400	100	450	1006		6		50	200
<b>% Saturación de aceite al inicio del proyecto</b>	60	77	94	70		63		80		70	
<b>Espesor Neto de Arenas, pies</b>	10	40	19	9	50	15		30		9	50
<b>Profundidad, pies</b>	7800		4500	3440		4800	5000	11300	11400	3450	
<b>Permeabilidad, md</b>	400		2000-5000	3000	8000	626	950	85		3000	5000
<b>Porosidad, %</b>	17		35	28		27,7	28	14	16,4	28	
<b>Presión al inicio del Proyecto,</b>	3200		1360	1450		750		1500		1450	

psi										
Temperatura, °F	180		145	158		185		221		158

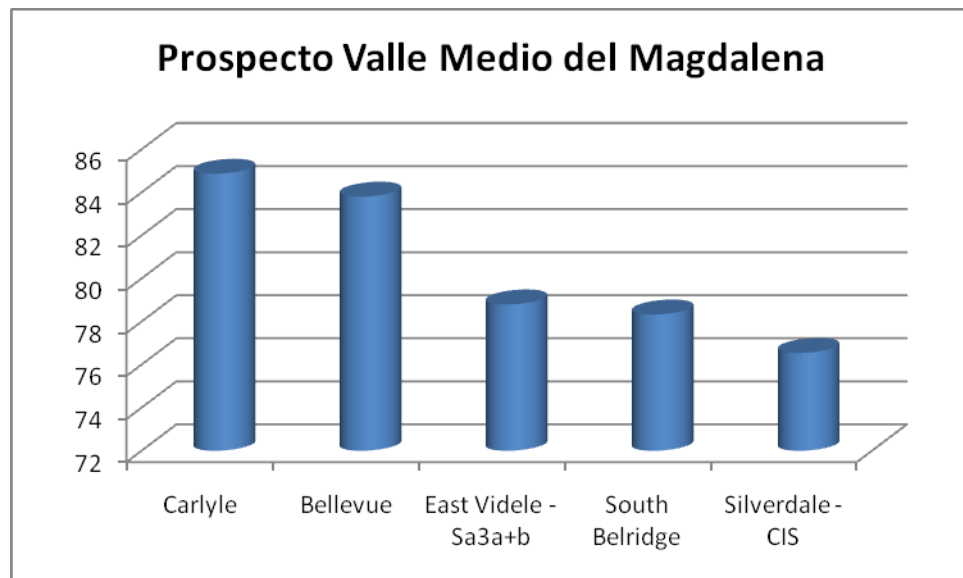
### Modelo de la distancia mínima o modelo Beta ( $\beta$ ).

Esta metodología hace uso de las ecuaciones 8 y 9, descritas en el capítulo dos y usa para la comparación de rangos, las ecuaciones propuestas en la Tabla 6. Los resultados obtenidos para ambos prospectos se muestran en las figuras C3 y C4.

$$S_x = \frac{\sum_{i=1}^n F_i}{n} * 100 \quad \text{Ecuación 8}$$

$$F_i = 1 - \frac{|p_i - p_{ie}|}{\max(|p_i - p_{ie}|)} \quad \text{Ecuación 9}$$

Figura C3. Características de los cinco campos más parecidos según la metodología  $\beta$  al campo del valle medio del magdalena.



En la Tabla C3 se muestran las propiedades del prospecto del Valle Medio del Magdalena y cada uno de los cinco campos clasificados por el modelo  $\beta$  como los más análogos.

Tabla C3. Características de los cinco campos más parecidos según la metodología  $\beta$  al campo del valle medio del magdalena.

	Campo VMDM		Iola (Carlyle Pool)	Bellevue		East Videle - Sa3a+b		South Belridge		Silverdale	
<b>Gravedad °API</b>	11,5	12,5	19	19,5		16,8	21,5	12,9		15,6	
<b>Viscosidad, cp</b>	1900		700	675		30	120	2700		800	
<b>% Saturación de aceite al inicio del proyecto</b>	40		40-50	35	69	82		60		86	
<b>Espesor Neto de Arenas, pies</b>	2	40	35-45	74		9,8	114,8	27,8	30,6	18	19
<b>Profundidad, pies</b>	2470		860	300	420	2132	2789	700		1850	
<b>Permeabilidad, md</b>	780	1080	2000	540	1100	600	6000	8000		3500	
<b>Porosidad, %</b>	28	29	25	34	39	30		36	37	31	
<b>Presión al inicio del Proyecto, psi</b>	200		230	40		938,7		180		101	
<b>Temperatura Aceite, °F</b>	106	109	74	130		127	133	87		70	

En la Tabla C4 se muestran las propiedades del prospecto de los Llanos Orientales y cada uno de los cinco campos clasificados por el modelo  $\beta$  como los más análogos.

Figura C4. Clasificación cinco campos más análogos al campo de los Llanos Orientales según la metodología  $\beta$ .

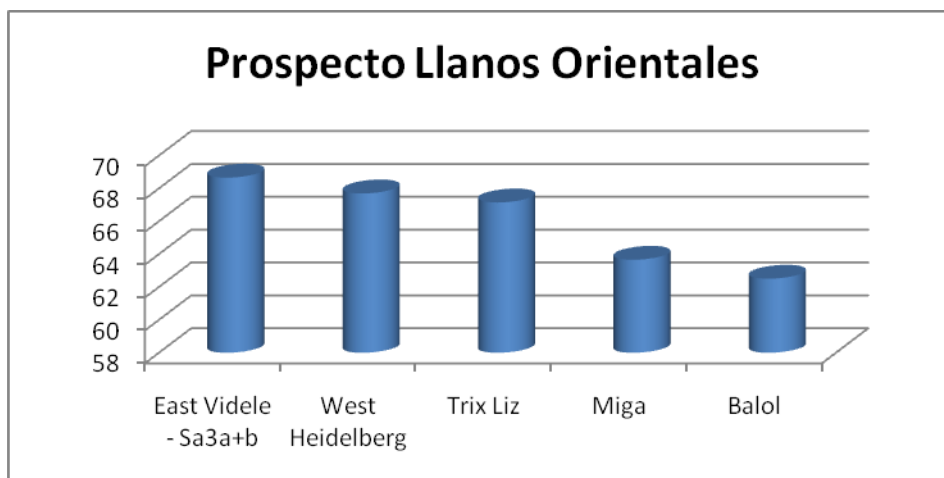


Tabla C4. Características de los cinco campos más parecidos según la metodología  $\beta$  al campo de los Llanos Orientales.

	Campo Llanos Orientales		East Videle - Sa3a+b		West Heidelberg		Trix-Liz	Miga		Balol	
<b>Gravedad °API</b>	9,1		16,8	21,5	18	27	24	13	14	16	
<b>Viscosidad, cp</b>	460		30	120	6		26	280	430	100	450
<b>% Saturación de aceite al inicio del proyecto</b>	60	77	82		80		55,9			70	
<b>Espesor Neto de Arenas, pies</b>	10	40	9,8	114,8	30		9,1	15	25	9	50
<b>Profundidad, pies</b>	7800		2132	2789	11300	11400	3650	4050	4350	3450	
<b>Permeabilidad, md</b>	400		600	6000	85		500-2000	1000	10000	3000	8000
<b>Porosidad, %</b>	17		30		14	16,4	28	22,6		28	
<b>Presión al inicio del Proyecto, psi</b>	3200		938,7		1500		600			1450	
<b>Temperatura Aceite, °F</b>	180		127	133	221		138	146		158	

### Modelo Propuesto o Modelo Omega ( $\Omega$ ).

Este modelo utiliza la metodología de asignación de pesos modificada, como se explica en el capítulo dos de este proyecto y obtiene los resultados que se muestran en las figuras C5 y C6.

Figura C5. Características de los cinco campos más parecidos según la metodología  $\Omega$  al campo del valle medio del magdalena.

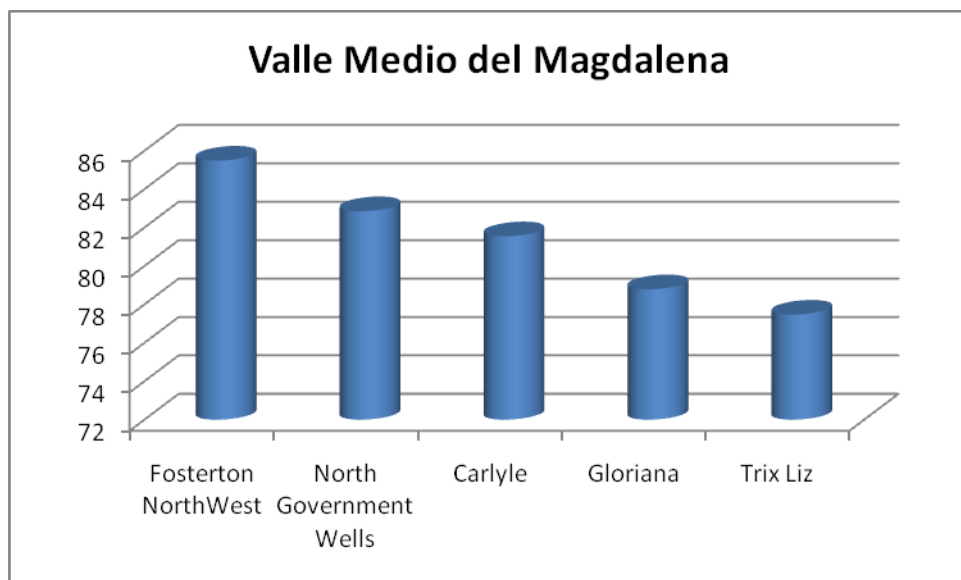


Tabla C5. Características de los cinco campos más parecidos según la metodología  $\Omega$  al campo del valle medio del Magdalena.

	Campo VMDM		Campo Fosterton Northwest	Campo North Government Wells	Iola (Carlyle Pool)	Gloriana		Trix-Liz
<b>Gravedad °API</b>	11,5	12,5	24	22	19	20,8		24
<b>Viscosidad, cp</b>	1900		15,6	10	700	174		26
<b>% Saturación de aceite al inicio del proyecto</b>	40		45,2	32	40-50	53,3		55,9
<b>Espesor Neto de Arenas, pies</b>	2	40	27,7	18	35-45	4,4		9,1
<b>Profundidad, pies</b>	2470		3100	2320	860	1600	1756	3650
<b>Permeabilidad, md</b>	780	1080	958	800	2000	1000		500-2000
<b>Porosidad, %</b>	28	29	28,8	32	25	35		28
<b>Presión al inicio del Proyecto, psi</b>	200		240	330	230	300		600
<b>Temperatura Aceite, °F</b>	106	109	125	120	74	112		138

Figura C6. Clasificación cinco campos más análogos al campo de los Llanos Orientales según la metodología  $\Omega$ .

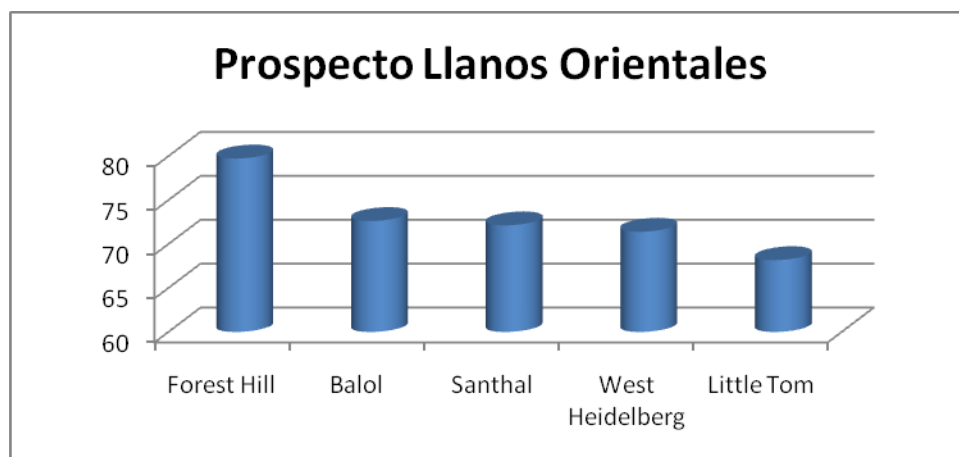


Tabla C6. Características de los cinco campos más parecidos según la metodología  $\Omega$  al campo de los Llanos Orientales.

	Campo Llanos Orientales		Forest Hill		Balol		Santhal		West Heidelberg		Little Tom
<b>Gravedad °API</b>	9,1		10		15,6		18		18	27	18
<b>Viscosidad, cp</b>	460		1006		100	450	50	200	6		90
<b>% Saturación de aceite al inicio del proyecto</b>	60	77	63		70		70		80		60
<b>Espesor Neto de Arenas, pies</b>	10	40	15		9	50	9	50	30		14
<b>Profundidad, pies</b>	7800		4800	5000	3440		3450		11300	11400	2800
<b>Permeabilidad, md</b>	400		626	950	3000	8000	3000	5000	85		64
<b>Porosidad, %</b>	17		27,7	28	28		28		14	16,4	22,3
<b>Presión al inicio del Proyecto, psi</b>	3200		750		1450		1450		1500		750
<b>Temperatura Aceite, °F</b>	180		158		185		221		158		125

Los yacimientos más similares según la metodología propuesta son el campo Forest Hill y el Campo Balol. Podemos observar que las propiedades de estos son muy similares, exceptuando la profundidad y la presión; pues el yacimiento de los llanos orientales es atípico, al ser de crudo pesado a profundidades muy altas.

Si comparamos los resultados obtenidos podemos notar que el modelo  $\alpha$  y  $\Omega$  tienen similitudes en la clasificación de los yacimientos. Lo cual podría estar relacionado con el uso de la media de los parámetros analizados para hacer la comparación, pues es esta la única diferencia con el modelo  $\beta$ . Por su lado, el modelo  $\beta$  hace una comparación mucho más libre de los parámetros cuando tiene en cuenta los valores extremos de los rangos, arrojando resultados diferentes.

La selección de uno u otro método para realizar la analogía dependerá de los requerimientos del usuario. Puede utilizar el modelo  $\alpha$  cuando solo disponga de valores puntuales y los métodos  $\beta$  y  $\Omega$ , cuando disponga de rangos de valores. Si desea hacer una analogía dándole mayor prioridad o importancia a un parámetro sobre otro puede usar el modelo  $\alpha$  y  $\Omega$ .

## ANEXO D

Para poder hacer las comparaciones correspondientes y lograr una simplificación en el trabajo se hizo una mezcla de métodos estadísticos y formulas matemáticas, sin embargo, existe una metodología estadística más adecuada, imposible de llevarse a cabo debido a la insuficiencia de datos. Dicha metodología se relata a continuación:

### CONCEPTOS BÁSICOS DE PRUEBA DE HIPÓTESIS

Una hipótesis estadística es una afirmación sobre los valores de los parámetros de una población o proceso, que es susceptible a probarse a partir de la información contenida en una muestra representativa obtenida de la población. Cualquier afirmación que se haga de una población puede hacerse estadísticamente utilizando dos tipos de hipótesis: La *hipótesis nula* y la *hipótesis alternativa*. El nombre de hipótesis nula se deriva del hecho de que generalmente se plantea como una igualdad, lo cual facilita tener una distribución de probabilidad de referencia específica, suponiendo que  $H_0$  es verdadera. En general la estrategia a seguir para probar una hipótesis es suponer que la hipótesis nula es verdadera, que en caso de ser rechazada por la evidencia que aportan los datos, se estará aceptando la hipótesis alternativa.

### ESTADÍSTICO DE PRUEBA

Una vez planteada la hipótesis, se toma una muestra aleatoria (o se obtienen datos mediante un experimento planeado de acuerdo a la hipótesis) de la población estudio. El *estadístico de prueba* es un número calculado a partir de los datos y la hipótesis nula, cuya magnitud permite discernir si se acepta o se rechaza la hipótesis nula  $H_0$ . Al conjunto de posibles valores del estadístico de

prueba que llevan a rechazar  $H_0$ , se les llama *región o intervalo de rechazo* para la prueba, y a los posibles valores donde *no* se rechaza  $H_0$  se les llama *intervalo o región de aceptación*.

El estadístico de prueba es un número que tiene las dos propiedades siguientes: a) contiene la información muestral respecto al parámetro de interés y b) bajo el supuesto de que la hipótesis nula ( $H_0$ ) es verdadera, sigue una distribución de probabilidad conocida. Estos dos aspectos hacen a este número útil para comprobar la validez estadística de  $H_0$ , sólo verificando si en realidad sigue la distribución que se supone debe de seguir; si hubiera contradicción se atribuye este hecho a la falsedad de  $H_0$  y se acepta como válida la hipótesis alternativa  $H_A$ .

### **CRITERIO DE RECHAZO**

El estadístico de prueba, construido bajo el supuesto de que  $H_0$  es verdadera, es una variable aleatoria con distribución conocida. Si efectivamente  $H_0$  es verdad, el valor del estadístico de prueba debería caer en el rango de valores más probable de su distribución asociada, rango que se conoce como *región de aceptación*. Si cae en una de las colas de su distribución asociada, fuera del rango de valores más probables (en la *región de rechazo*), es evidencia en contra de que este valor pertenece a dicha distribución. De aquí se deduce que debe estar mal el supuesto bajo el cual se construyó, es decir  $H_0$  debe ser falsa.

Pruebas de una y dos colas (unilaterales y bilaterales) La ubicación de la región o intervalo de rechazo depende de si la hipótesis es bilateral o unilateral. Una hipótesis es bilateral cuando la hipótesis alternativa ( $H_A$ ) es del tipo “no es igual” ( $\neq$ ), y son unilaterales cuando la alternativa es del tipo “mayor que” ( $>$ ) o “menor que” ( $<$ ). Cuando es bilateral, como será en nuestros casos de comparación de valores, la región de rechazo está repartida equitativamente entre ambas colas de la distribución del estadístico de prueba, como se muestra en la figura D1. EN la figura las áreas sombreadas ilustran las zonas de rechazo y el área central el área de aceptación.

Figura D1. Esquema de la zona de aceptación para el caso de comparaciones entre yacimientos similares.



Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos30/prueba-de-hipotesis/prueba-de-hipotesis.shtml>

### HIPÓTESIS PARA DOS MEDIAS

Cuando debemos hacer la comparación entre dos medias para saber si provienen de yacimientos similares, existe una manera de resolver el problema:

Supongamos que interesa comparar la porosidad de dos yacimientos petrolíferos en los cuáles se aplicó y/o se estudia la aplicación Combustión In-situ, A y B. Para ellos se tendrá una muestra aleatoria de valores de porosidad medidos para cada yacimiento. Supongamos que los datos a observar en el yacimiento A son  $P_{A1}, P_{A2}, \dots, P_{An}$  y los datos del yacimiento B son  $P_{B1}, P_{B2}, \dots, P_{Bn}$ .

### SUPOSICIÓN DE VARIANZAS DESCONOCIDAS

Llamaremos a las medias de las porosidades de cada campo,  $\mu_A$  y  $\mu_B$ , y las varianzas de cada uno,  $\sigma_A^2$  y  $\sigma_B^2$ , respectivamente. Queremos identificar si las medias de dichos procesos de pueden considerar estadísticamente iguales. Para ello es necesario plantear dos hipótesis:

La hipótesis nula:  $H_0 : \mu_A = \mu_B$

La hipótesis alternativa:  $H_A : \mu_A \neq \mu_B$

Que también se pueden escribir como

$$H_0 : \mu_A - \mu_B = 0$$

$$H_A : \mu_A - \mu_B \neq 0$$

Para probar la hipótesis nula se toman dos muestras, de tamaño  $n_A$  la del yacimiento A y de tamaño  $n_B$  la del yacimiento B. Si cada yacimiento tiene una distribución normal, el estadístico de prueba adecuado (cualquier función de los datos muestrales que no contiene parámetros desconocidos, ejemplo: media poblacional) para probar al hipótesis de igualdad de medias está dado por

$$t_0 = \frac{\bar{A} - \bar{B}}{S_p \sqrt{\frac{1}{n_A} + \frac{1}{n_B}}}$$

El cuál sigue una distribución T de Student con  $n_A + n_B - 2$  grados de libertad, donde  $S_p^2$  es un estimador de la varianza muestral común, suponiendo que dichas varianzas desconocidas sean iguales, y se calcula como

$$S_p^2 = \frac{(n_x - 1)S_x^2 + (n_y - 1)S_y^2}{n_x + n_y - 2}$$

Se rechaza la hipótesis nula si  $|t_0| > t_{\alpha/2}$ , donde  $t_{\alpha/2}$  es el punto  $\alpha/2$  de la cola derecha de la distribución T de Student con  $n_A + n_B - 2$  grados de libertad.

### PRUEBA PARA IGUALDAD DE VARIANZAS

En lugar de suponer, en la prueba de medias, que las varianzas son iguales o diferentes, se puede proceder a verificarlo de manera estadística mediante la hipótesis

$$H_0 : \sigma_x^2 = \sigma_y^2$$

$$H_A : \sigma_x^2 \neq \sigma_y^2$$

La comparación de varianzas tiene interés en sí misma, con independencia de las medias, puestos que éstas son determinantes de la distribución de las variación de las porosidades en el yacimiento. El planteamiento de la hipótesis se puede reescribir como

$$H_0 : \frac{\sigma_x^2}{\sigma_y^2} = 1$$

$$H_A : \frac{\sigma_x^2}{\sigma_y^2} \neq 1$$

Para enfatizar que la prueba se basa en la distribución del estadístico

$$F_0 : \frac{S_x^2}{S_y^2},$$

El cual, bajo el supuesto de que  $H_0$  es verdad, sigue una distribución  $F$  con  $n_x-1$  grados de libertad en el numerador y  $n_y-1$  grados de libertad en el denominador.

### EJEMPLO DE APLICACIÓN

Se desean comparar las porosidades de dos yacimientos, un yacimiento prospecto para la implementación de la Combustión In-Situ y otro con el que fue aplicado para saber si son similares en esta característica. El campo estudio tiene una porosidad de 17%, con una varianza de 1,5%. Se pueden plantear dos hipótesis:

$$H_0 : \mu = 17$$

$$H_A : \mu \neq 17$$

Con un nivel de de significancia del 5% ( $\alpha=0,05$ ). Para ello se utilizan todas las medidas de porosidad disponibles, se toman las medias y la varianza. Supongamos que en este caso tenemos 5 valores de porosidad con una media  $\bar{X} = 17,5$  y  $s^2=1,5$ . Así, el estadístico de prueba calculado estaría dado por

$$t_0 = \frac{\sqrt{n}(\bar{X} - \mu_0)}{S} = \frac{\sqrt{5}(17,5 - 17)}{\sqrt{1,5}} = 0,9128$$

De las listas de distribución T de Student con  $n-1=4$  grados de libertad, para  $\alpha=0,05$ , se lee el valor crítico  $t_{0,05,4} = 2,1318$ . Como  $t_0 = 0,9128 < 2,1318 = t_{0,05,4}$ , se

acepta la hipótesis nula, por lo que se dice que ambos campos tienen porosidades similares.

Gutiérrez P. Humberto; De la vara Salazar, Román; Análisis y diseño de experimentos; Editorial McGraw-Hill.