

**DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO Y EVALUACIÓN TÉCNICA
DE PROCESOS DE COMBUSTION IN SITU A PARTIR DE PRUEBAS DE TUBO
DE COMBUSTIÓN**

LUIS ROBERTO OLIVEROS GÓMEZ

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

2011

**DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO Y EVALUACIÓN TÉCNICA
DE PROCESOS DE COMBUSTION IN SITU A PARTIR DE PRUEBAS DE TUBO
DE COMBUSTIÓN**

LUIS ROBERTO OLIVEROS GÓMEZ

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

M. Sc. Ingeniería de Petróleos

M. Sc. Hernando Bottia Ramírez

Ing. Fabián Camilo Yatte Garzón

CO-DIRECTORES

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

2011

DEDICATORIA

A MI DIOS por todas las bendiciones que derrama sobre mí día a día, porque cada momento me llena de su inmenso amor para cumplir mis metas y mis sueños. Gracias por mi vida. TE AMO

A mi hermosa Madre por ser tan especial conmigo, eres la mejor mamá del mundo, porque confías en mí ciegamente como yo lo hago en ti, porque por medio de tu amor de madre has hecho realidad muchos sueños de mi vida, gracias por todo el esfuerzo que has hecho para sacarme adelante. Tu fuerza y tu amor me guiaron, y me dieron alas para hacer esto realidad, te amo con toda mi alma, Blanca Aurora Gómez López.

A mi papa Luis Roberto, sé que desde el cielo estas apoyándome y dándome las fuerzas para seguir adelante, cuanto diera para que estuvieras en estos momentos de felicidad conmigo. También te amo con toda mi alma.

A mis hermanos Liliana, Aura Nelly y Juan Carlos por tolerarme todos estos años, infinitas gracias por compartir tantos momentos hermosos, gracias por todo el apoyo brindado en todo momento, gracias por darme su opinión y sus consejos, y por acompañarme en cada momento de debilidad y de fortaleza, son los mejores, los amo mucho.

A la luz de mis ojos, Danna Valentina, por ser de los seres que me llenan de alegría y de vida, porque tu inocencia y niñez me hacen sentir más joven cuando juego contigo, TE AMO MI CATUSCA.

A mi hermosa Sandra, por ser mi amiga, compañera, confidente y novia, por compartir tantos momentos maravillosos conmigo, por apoyarme en las buenas y en las malas, por ser mi motivación y aliento, por confiar en mí, y por las demás cosas que son difíciles de describir y están plasmadas en mi corazón. Dios te bendiga. TE QUIERO MUCHISISIMO.

A Don Marcos por todo su apoyo incondicional y sus consejos, por tener toda esa confianza en mí. Dios lo bendiga.

A toda mi familia que me apoyó en esta etapa de mi vida, infinitas gracias de verdad y de corazón.

A Andrea y Palma mis mejores amigos, compañeros de grupo, por aguantarme en momentos intolerables, por confiar en mí y darme sus buenos y malos consejos ajajaja, jamás los olvidare, los quiero mucho.

A Jenny, Jessica, Fabián, Erika, Miguel, Jair, Silvia, Juan Gabriel, Chaustre, Yolet y Yessica Mateus, gracias de corazón por apoyarme y confiar en mí, porque sin ustedes esta etapa de mi vida no habría sido tan mágica y maravillosa.

A Chicky, Claudia, Miguel Angel, Fefer, Fabio Bernal, Danielito, Flechaz, García, Monsalve, Yeilo, chalo, mi cuñado Andrés y la familia Morales Gómez por su apoyo brindado y por su incondicional amistad.

A el GRM, gracias por darme esta oportunidad y por su apoyo y confianza durante la realización de este proyecto, en especial a Nelson y Palma gracias por todo su apoyo incondicional, a Fabián por su guía durante el desarrollo de la tesis y todas las enseñanzas que me dio desde los primero temas de investigación, al Ingeniero Samuel por toda su colaboración y apoyo en la realización de este trabajo.

A todos mil y mil gracias de corazón por hacer este sueño posible.

Luis Roberto Oliveros Gómez.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la Universidad Industrial de Santander y a cada uno de los docentes por formarnos como las grandes personas y profesionales que somos hoy.

Al Instituto Colombiano del Petróleo y a todos los ingenieros a cargo de la dirección de este proyecto, por su apoyo y colaboración.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos – UIS y todos sus profesores, por contribuir y compartir todo el conocimiento durante nuestra formación profesional.

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz, y el Ing. Yatte por sus exigencias y confianza, y por regalarme un espacio de su tiempo para compartir todos sus conocimientos durante desarrollo del proyecto y hacer de este un excelente trabajo.

Al Ing. Bottia y al doctor Belgrave, por su orientación y colaboración en la dirección de nuestro trabajo.

A todos nuestros compañeros del GRM por todos sus consejos y recomendaciones, por todos los momentos divertidos que hicieron ameno el desarrollo de este trabajo, por su apoyo, colaboración y ánimo cuando las cosas se tornaron difíciles.

Agradezco sinceramente y de corazón a todas aquellas personas que en algún momento nos dieron un gesto de sincero apoyo e hicieron posible la realización de este excelente proyecto.

Infinitas gracias a todos.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	19
1. FUNDAMENTOS DE COMBUSTIÓN IN SITU.....	21
1.1 PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU	22
1.2 REACCIONES QUÍMICAS ASOCIADAS CON COMBUSTIÓN IN SITU	25
1.2.1 Reacciones de oxidación a bajas temperaturas (LTO) – o reacciones de adición	27
1.2.2 Reacciones de oxidación a temperaturas intermedias – o reacciones de pirólisis	31
1.2.3 Reacciones de oxidación a altas temperaturas (HTO) – o reacciones de rompimiento.....	33
1.2.4 Reacciones en la combustión de combustible previamente oxidado .	35
1.2.5 Comparación de las reacciones químicas asociadas a procesos de combustión in situ.....	37
2. PRUEBAS DE TUBO DE COMBUSTIÓN	39
2.1 ESQUEMA DE LABORATORIO DE PREUBAS DE TUBO DE COMBUSTIÓN.....	41
2.1.1 Sistema de inyección de fluidos	43
2.1.1.1 Inyección de nitrógeno	43
2.1.1.2 Inyección de gas	44
2.1.2 Tubo de combustión.....	44
2.1.3 Sistema de producción de fluido	49
2.1.4 Sistema de análisis de gases.....	50
2.1.5 Sistema de control y registro de datos	50
2.2 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL	50
2.2.1 Ventajas y desventajas de las pruebas de tubo de combustión	52
2.2.2 Resultados y parámetros analizados en pruebas de tubo.....	53
3. DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO A PARTIR DEL ANALISIS DE GASES DE COMBUSTIÓN	58

3.1.	EQUIPOS PARA EL ANÁLISIS DE GASES	58
3.2	PARÁMETROS DE COMBUSTIÓN	63
3.2.1	Relación oxígeno/combustible.....	64
3.2.2	Relación aire/combustible (AFR).....	65
3.2.3	Aire requerido (AR)	65
3.2.4	Combustible requerido (FR)	67
3.2.5	Relación aire- aceite (AOR)	68
4.	MÉTODOS DE DISEÑO DE PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU A PARTIR DE PRUEBAS DE TUBO DE COMBUSTIÓN.....	71
4.1	MÉTODO DE NELSON & MCNEIL	73
4.1.1	Aire total inyectado	74
4.1.2	Tasa de inyección de aire.....	81
4.1.3	Presión de inyección de aire	88
4.1.4	Aceite total recuperado.....	89
4.1.5	Tasa de producción de aceite y agua.....	91
4.2	METODO DE VOLUMEN QUEMADO DE GATES & RAMEY	93
4.2.1	Metodología del método de volumen quemado/aceite recuperado	95
4.3	MÉTODO DE R.G. MOORE & ET AL. (MODIFICACION MÉTODO NELSON & MCNEIL-GATES & RAMEY).....	99
5.	EVALUACIÓN TÉCNICA DE PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU A PARTIR DEL ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS.....	104
5.1	PARÁMETROS DE LA FASE GAS	105
5.1.1	Gases hidrocarburos	106
5.1.2	Gases no hidrocarburos	107
5.1.2.1	Producción de CO ₂	107
5.1.2.2	Relación aparente hidrogeno-carbono (AAHCR).....	108
5.1.2.3	Oxígeno utilizado (OU)	110
5.1.2.4	Fracción de O ₂ que reacciona que genera óxidos de carbono (CO _x).....	111
5.1.2.5	Fracción de O ₂ utilizada (FOU)	113
5.1.2.6	Relación (CO ₂ +CO)/CO (COR _x)	114

5.1.2.7 Relación (CO ₂ +CO)/N ₂ (CORN)	114
5.2 PARAMETROS DE LA FASE LIQUIDA	115
5.2.1 Indicadores del aceite.....	116
5.2.1.1 Viscosidad	117
5.2.1.2 Densidad API	118
5.2.1.3 Numero de ácidos	118
5.2.1.4 Cantidad de sulfuros.....	119
5.2.1.5 Análisis especial del aceite.....	119
5.2.1.6 Contenido de asfáltenos.....	120
5.2.1.7 Índice LTO o de reacciones de adición	120
5.2.1.8 Contenido de destilados	122
5.2.2 Indicadores de producción de agua	123
5.2.2.1 PH y contenido de lones sulfatos	123
5.2.2.2 Sílica.....	124
5.3 RESUMEN DE EVALUACIÓN DE PROCESOS DE COMBUSTIÓN A PARTIR DE FLUIDOS PRODUCIDOS	125
6. ANALISIS Y DISCUSION DE RESULTADOS.....	127
6.1 ANALISIS DE PRUEBAS DE TUBO DE COMBUSTIÓN	127
6.1.1 Análisis de resultados-Prueba de tubo de combustión modo seco	128
6.1.2 Análisis de resultados- prueba tubo de combustión modo húmedo	135
6.1.3 Comparación pruebas de tubo	142
6.2 CALCULO DE PARÁMETROS DE DISEÑO A PARTIR DE PRUEBAS DE TUBO	146
6.2.1 Implementación método de Nelson & McNeil.....	146
6.2.2 Implementación método Gates & Ramey	149
6.2.3 Implementación método de Moore et al	150
6.3 DISCUSION Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	152
6.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POR MEDIO DEL MÉTODO DE NELSON & MCNEIL.....	155

6.5.1 Efecto del área del patrón y espesor de la zona quemada sobre la tasa de inyección (quemado radial, con un mínimo flujo de aire de MMscf/acre-pie)	156
6.5.2 Efecto de la porosidad sobre la relación aire inyectado/aceite producido (Aire requerido de MMcf/acre-ft).....	158
6.5.3 Efecto del espesor de la zona quemada sobre la tasa de producción de aceite.....	159
6.5.4 Efecto de la cantidad de aire requerido y el producto de la saturación de aceite y la porosidad sobre la relación de aire inyectado/aceite producido ...	160
6.5.5 Efecto de la presión de producción de los pozos productores sobre la presión de inyección de aire.....	161
CONCLUSIONES	163
RECOMENDACIONES.....	165
BIBLIOGRAFIA	167
ANEXO A. MANUAL DE USUARIO AIPES	172

LISTA DE FIGURAS

Figura No. 1. Esquema del proceso de combustión in situ en modo seco.....	25
Figura No. 2. Perfil de temperatura de una combustión seca mostrando el efecto de la temperatura sobre la tasa de consumo de oxígeno para crudos pesados	29
Figura No. 3. Descripción del proceso de bloqueo de líquido en el proceso	35
Figura No. 4 Clasificación de las pruebas en laboratorios de combustión in situ.....	40
Figura No. 5 Esquema del equipo de las pruebas de laboratorio	42
Figura No. 6 Diagrama esquemático de un tubo de combustión	45
Figura No. 7 Perfil de temperatura en una prueba de tubo de combustión en modo seco	54
Figura No. 8 Cromatógrafo de gases	58
Figura No. 9 Diagrama del Cromatógrafo de gases	60
Figura No. 10 Producción de gases de combustión en función del tiempo.....	61
Figura No. 11 Sensibilidad de la relación aire/ aceite con la porosidad, a diferentes saturaciones de aceite inicial	69
Figura No. 12 Sensibilidad de la relación aire/aceite con la saturación de aceite inicial, a diferentes porosidades	70
Figura No. 13 Representación de un patrón de 5 puntos normal	81
Figura No. 14 Itinerario de las tasas en un proyecto de combustión in-situ.....	87
Figura No. 15 Calendarios de inyección de aire para la quema simultánea de cuatro patrones de cinco puntos normal	88
Figura No. 16 Esquema de zonas productoras en un proceso de combustión in-situ	90
Figura No. 17 Recobro de aceite estimado vs volumen de combustible quemado.....	97
Figura No. 18 Exceso de aire vs recobro de aceite, experimento de campo South Belridge	98
Figura No. 19 Efecto de la temperatura sobre la relación aparente H/C	110
Figura No. 20 Influencia de la oxígeno utilizado en la temperaturas de operación	111
Figura No. 21 Sensibilidad de la oxígeno utilizado que reacciono que formo óxidos de carbono con la temperaturas de operación	113
Figura No. 22 Relación (CO ₂ +CO)/CO vs producción de CO ₂	114
Figura No. 23 Relación (CO ₂ +CO)/CO vs producción de CO ₂	115
Figura No. 24 Relación (CO ₂ +CO)/CO vs producción de CO ₂	121
Figura No. 25 Perfiles de temperatura, prueba de tubos de combustión en modo seco	130
Figura No. 26 Composición del gas producido durante la prueba de combustión- Modo seco.....	131
Figura No. 27 Esquema del proceso de combustión in situ en modo seco.....	133
Figura No. 28 Perfiles de temperatura para prueba de tubo de combustión- Modo húmedo	137
Figura No. 29 Composición del gas producido en prueba de tubo de combustión-Modo húmedo	138

Figura No. 30 Historia de producción de prueba de tubo de combustión, modo húmedo	140
Figura No. 31 Superposición de curvas de producción acumulada de prueba de tubo de combustión	145
Figura No. 32 Efecto del área y el espesor de la zona productora sobre la tasa de inyección de aire (quemado radial)	157
Figura No. 33 Efecto de la porosidad sobre la relación aire inyectado/aceite producido (AOR)	158
Figura No. 34 Efecto de la saturación inicial y el espesor productor sobre la tasa máxima de producción en los pozos productores.....	159
Figura No. 35 Efecto del aire requerido y el producto de la saturación de aceite y porosidad sobre la relación de aire inyectado/aceite producido (AOR).	160
Figura No. 36 Relación de la presión de fondo de los pozos productores con la presión de inyección en los pozos inyectoras.....	161

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Paralelo de los tipos de reacciones que ocurren durante el proceso de combustión	38
Tabla 2. Dimensiones de tubos de combustión usados en diferentes laboratorios de combustión in situ	46
Tabla 3. Parámetros calculados a partir del análisis de gases.....	63
Tabla 4. Aire requerido para quemar un acre-pie de yacimiento de tres campos en función de la gravedad API	66
Tabla 5. Factores que afectan el requerimiento de aire	67
Tabla 6. Producción de combustible en función de la gravedad API de tres campos donde se aplico CIS	68
Tabla 7. Eficiencias de barridos areal para términos de flujo específicos	83
Tabla 8. Rangos del cálculo de O ₂ a CO _x dependiendo de la región de operación.....	112
Tabla 9. Resumen de los parámetros de evolución de procesos de combustión in situ.	126
Tabla 10. Condiciones iniciales de las muestra en el tubo de combustión.....	128
Tabla 11. Historia de inyección de gases durante la prueba de tubo de combustión, modo seco.....	129
Tabla 12. Composición del gas producido, con un frente de combustión estable	132
Tabla 13. Parámetros de combustión en la zona estabilizada prueba de tubo de combustión-Modo seco.....	134
Tabla 14. Descripción del proceso de bloqueo de líquido en el proceso.....	135
Tabla 15. Historia de la inyección de agua en la prueba de tubo de combustión- Modo húmedo	136
Tabla 16. Composición de los gases producidos durante la etapa estabilizada de la prueba de tubo de combustión –Modo húmedo	139
Tabla 17. Parámetros de combustión durante la zona estabilizada para la prueba de tubo de combustión-Modo húmeda.....	141
Tabla 18. Tabla de comparación de parámetro de combustión, pruebas de tubo.....	144
Tabla 19. Resumen de la data de laboratorio necesaria para la implementación del método de Nelson & McNeil	146
Tabla 20. Datos de campo necesarios para la implementación del método de Nelson & McNeil	147
Tabla 21. Parámetros ingenieriles	148
Tabla 22. Calculo de la predicción de parámetros de diseño por medio del método de Nelson & McNeil	149
Tabla 23. Calculo de la predicción de parámetros de diseño por medio del método de Gates & Ramey	151
Tabla 24. Calculo de la predicción de parámetros de diseño- método de Moore et al ...	152
Tabla 25. Superposición de curvas de producción acumulada de prueba de tubo de combustión	153

Tabla 26. Comparación de parámetros de combustión y operacionales entre los resultados obtenidos y campo análogos 155

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. MANUAL DEL USUARIO-AIPES

172

RESUMEN

TITULO: DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO Y EVALUACIÓN TÉCNICA DE PROCESOS DE COMBUSTIÓN A PARTIR DE PRUEBAS DE TUBO DE COMBUSTIÓN*.

AUTOR: LUIS ROBERTO OLIVEROS GÓMEZ**

PALABRAS CLAVES: Combustión in situ, tubo de combustión, parámetros, Análisis de sensibilidad, parámetros operacionales.

La Combustión In-Situ es una de las técnicas de recobro mejorado con mayor potencial para aumentar el factor de recobro en crudos pesados. A pesar de lo anterior, este proceso no ha sido aplicado aun en Colombia. Lo anterior se debe principalmente a la complejidad de los fenómenos involucrados y por lo tanto, un proyecto en campo de esta índole debe ser diseñado después de extensivas investigaciones en laboratorio.

Las pruebas experimentales en tubos de combustión llevadas a cabo a las condiciones predominantes en el yacimiento han sido la herramienta de evaluación del proceso con mayor aceptación. Estas pruebas muestran la velocidad y estabilidad del frente de combustión y los resultados obtenidos a partir del análisis de los fluidos de producción principalmente el de los gases de combustión, permiten calcular los parámetros básicos de combustión: consumo de combustible, aire requerido, relación aire-combustible, relación atómica hidrogeno/carbono, y utilización de oxígeno. Los parámetros anteriores permiten mediante diferentes métodos analíticos de escalamiento evaluar la viabilidad técnica y económica del proceso en campo.

En este trabajo se desarrolló una herramienta computacional que permite calcular los parámetros de diseño mediante diferentes métodos analíticos de escalamiento (Nelson & McNeil, Gates & Ramey y Moore et al). La comparación de los resultados obtenidos mediante los diferentes métodos descritos al escalar dos pruebas desarrolladas en tubo de combustión, muestra valores muy similares. Teniendo en cuenta que el método de Nelson & McNeil es más aplicable de acuerdo a las características del yacimiento evaluado, se realizó con este método, una sensibilidad de parámetros operacionales e ingenieriles y se logró estudiar la relación entre las variables de yacimiento, operacionales y los parámetros de diseño.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Química. Ingeniería de Petróleos.
Director: M. Sc., M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro

ABSTRACT

TITLE: DETERMINING DESIGN PARAMETERS AND TECHNIQUE EVALUATION OF COMBUSTION PROCESSES FROM COMBUSTION TUBE TESTING*.

AUTHOR: LUIS ROBERTO OLIVEROS GÓMEZ*

KEYS WORDS: IN SITU COMBUSTION, COMBUSTION TUBE, PARAMETERS, SENSITIVITY ANALYSIS, OPERATIONAL PARAMETERS

In situ combustion is one of the improve recovery methods with a high potential to increase the recovery of heavy crude oil. Although we mentioned this major advantage, this process has not being used in Colombia yet. This fact due mainly to the complexity of the involved phenomenon, therefore a field project must be design after extended laboratory investigation.

Experimental tests in combustion tubes made through the main conditions in the oilfield have being the process' evaluation tool with the highest acceptance. These tests show the speed and stability of the combustion front and the obtained results from the production's analysis of fluids, mainly the ones of the exhaust gases. It is possible to calculate the basic combustion parameters by using: combustible consumption, required air, air- combustible relation, hydrogen- carbon atomic, and oxygen use. The parameters mentioned before let, trough different scaling analytic methods to evaluate the technical and economic viability of the process in the field.

In this work was developed a computational tool that allow calculating the design parameters through different scaling analytic methods Nelson & McNeil, Gates & Ramey y Moore et al). Comparing the results got from the different described methods, when scaling two tests in a combustion tube, they show similar numbers. Taking into account that Nelson and McNeil's method is the most useful one due to the oilfield characteristic, it was made a sensitivity of operational parameters and the result permitted to study the relation between the oilfield operational variables and design parameters.

* Graduate Project.

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering.
Tutor: M. Sc., M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro

INTRODUCCIÓN

En el entorno actual de la industria del petróleo donde las reservas de crudo convencional se están agotando, los yacimientos no convencionales, en especial los de crudo pesado se están convirtiendo en la fuente principal de hidrocarburos. En nuestro país se pueden identificar diversidad de campos con esta característica, incluido el campo evaluado durante el desarrollo de este estudio.

La Combustión In-Situ es una de las técnicas de recobro mejorado con mayor potencial para aumentar el factor de recobro en crudos pesados. A pesar de lo anterior, este proceso no ha sido aplicado aun en Colombia y los reportes presentados en la literatura muestran que el éxito de su aplicación a campo no supera el 45%. Lo anterior se debe principalmente a la complejidad de los fenómenos involucrados y por lo tanto, un proyecto en campo de esta índole debe ser diseñado después de extensivas investigaciones en laboratorio.

Un estudio de las reacciones que ocurren durante el proceso y un análisis detallado de los fluidos producidos en estas pruebas (gases, aceite y agua), especialmente el análisis de los gases de combustión, permite más adelante diseñar y evaluar dicho proceso. Por dicha razón, los experimentos de laboratorio se han convertido en parte integral para el diseño e implementación de proyectos de combustión in-situ, siendo su objetivo, reproducir o simular lo que puede ocurrir en el yacimiento al inyectar aire en la formación, y a su vez obtener datos relacionados con el recobro y desarrollo del proceso.

Por lo tanto, para la implementación los métodos de diseño primero se realiza un análisis de las pruebas de tubo de combustión (seca y húmeda), de esta manera lograr calcular los parámetros de diseño y desempeño de cada prueba, para posteriormente realizar la implementación de los métodos de diseño a escala de campo y hacer un análisis de sensibilidad por medio del método de Nelson &

McNeil, logrando así hacer un análisis de las variables más influyentes en el cálculo de las predicción de los condiciones operacionales del proceso .

Los resultados obtenidos por medio de los cálculos servirán de soporte para la evaluación de prospectos para la implementación de procesos de combustión in-situ a partir. 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 herramienta computacional permitirá enriquecer el trabajo realizado en el grupo de Recobro Mejorado en el Software AIPES, programa equipado con módulos de diseño y evaluación técnico económica para procesos de combustión in situ, que permite hacer cálculos de diseño de proceso de combustión in situ a partir de pruebas de tubo de combustión.

1. FUNDAMENTOS DE COMBUSTIÓN IN SITU

Debido a la disminución de nuevos hallazgos de campos de petróleo en Colombia así como en el mundo entero, se hace necesario aplicar nuevas tecnologías y técnicas que permitan incrementar el factor de recobro de campos maduros y además contribuyan a la explotación de yacimientos de crudos no convencionales.

El caso de los yacimientos de crudo pesado es bien conocido en la industria del petróleo por los bajos factores de recobro, bajas tasas de producción; y por lo tanto altas inversiones en extracción, transporte y refinación. Debido a las dificultades para producir este tipo de crudo correspondiente en gran parte a su baja movilidad, se recurre a técnicas de recobro térmico mediante las cuales se logra una disminución de la viscosidad. Entre los métodos térmicos, la combustión in situ es el más antiguo y ha demostrado proporcionar la mejor eficiencia de recobro¹.

La combustión in situ es una técnica de recobro mejorado que no solo se identifica como un proceso térmico, sino que encierra varios procesos como desplazamiento con vapor, flujo de CO₂, flujo por hidrocarburos miscibles, desplazamiento con gas inmiscible (N₂) y desplazamiento por agua (caliente y fría), que permite recuperar gran parte del crudo pesado presente en un yacimiento una vez culminada la producción primaria y/o secundaria. Es basada en la inyección de aire para la generación de calor en el yacimiento mediante un frente de combustión, evitando así las pérdidas de energía por la tubería y logrando la reducción de la viscosidad del crudo, permitiendo que este fluya fácilmente hacia el pozo productor².

¹ CHICUTA, A.M., Experimental Study on In-Situ Combustion of Brazilian Heavy Oil. SPE 122036, p 1. 2009.

² BURGER, J., SOURIEAU, P. Thermal Methods of Oil Recovery. 1985, p. 357

En este primer capítulo se tratarán las características más relevantes sobre procesos de combustión in situ y se explicarán las diferentes reacciones químicas que suceden durante el proceso de combustión.

1.1 PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU

El proceso de combustión in situ, consiste en inyectar un aire o cualquier gas con contenido de oxígeno en la formación, con el fin de crear un aumento de temperatura en el yacimiento. Al entrar en contacto el gas inyectado con el hidrocarburo, se desencadena una serie de reacciones de oxidación y pirólisis que liberan energía y propician las condiciones para generar un frente de combustión ya sea de forma natural o artificial. En las reacciones de oxidación, el aire inyectado reacciona con el aceite in situ para primero desencadenar las reacciones de baja temperatura (LTO, Light Temperature Oxidation) y reacciones de pirólisis, en el cual se va a producir el combustible o coque para la combustión, posteriormente a medida que aumenta la temperatura se producirán las reacciones de rompimiento o de altas temperaturas (HTO, High Temperature Oxidation) en el cual se va a consumir este combustible generando el frente de combustión.

Una vez la ignición se ha logrado, el frente de combustión empieza su lento desplazamiento a través de la porción del yacimiento no alterada, hacia los pozos productores. A medida que el frente va avanzando, se origina una disminución de la viscosidad del crudo y un parcial mejoramiento de sus propiedades, proceso conocido como upgrading; este proceso que sufre el aceite, es consecuencia de las reacciones de pirólisis y de oxidación a altas temperaturas anteriormente mencionadas³.

³ UNSERBACH, M.G., MOORE, R.G. Laboratory In Situ Combustion Behavior of Athabasca Oil Sands. PETSOC 5593-01, p 1. 1993.

Comenzando desde el pozo inyector, se han definido siete zonas en el yacimiento desarrolladas durante la combustión⁴ (figura 1).

A. *Zona quemada*. La zona adyacente al pozo inyector corresponde a la parte ya quemada del yacimiento y por la cual circula el aire para sostener el frente de combustión. Puede contener pequeñas cantidades de residuos orgánicos no quemados y debido a que ha estado sometida a altas temperaturas, es posible que se hayan presentado alteraciones minerales. La temperatura en la zona quemada incrementa en la dirección del frente de combustión y gran parte de la energía generada permanece en esta región o es perdida en los estratos adyacentes. Bajo condiciones eficientes, esta zona se encuentra prácticamente libre de aceite⁵.

B. *Zona de combustión*. Es la zona principal de generación de energía en la cual el oxígeno reacciona con el hidrocarburo residual para producir óxidos de carbono y agua (oxidación de alta temperatura). A causa de dichas reacciones, en esta zona delgada se alcanzan las mayores temperaturas del proceso, que se encuentran entre 600 y 1200 °F. Estos niveles de temperatura y la velocidad del frente de combustión para un flujo de aire dado, son determinados en gran parte por la cantidad de combustible consumido por unidad de volumen de roca de yacimiento⁶.

C/D. *Zona de craqueo y vaporización*. En esta zona, los compuestos más livianos del crudo se vaporizan y los compuestos más pesados sufren craqueo debido a las altas temperaturas alcanzadas por la combustión. La fracción vaporizada va siendo desplazada por los gases de combustión para posteriormente reintegrarse con el crudo a medida que ocurre el

⁴ BRIGHAM, William E. Chapter 16, In situ Combustion, p 2.

⁵ MOORE, R.G., et al. In situ combustion in Canadian heavy oil reservoirs. Butterworth Heinemann. Volume 74, Number 8, 1995, p 1169.

⁶ MAMORA, Daulat D. Kinetics Of In-Situ Combustion. Mayo 1993, p 5.

desplazamiento hacia el pozo productor. Los componentes pesados pasan por un proceso de pirólisis, produciendo CO₂, CO, gases hidrocarburos, y combustible sólido orgánico que se deposita en la roca. Este residuo depositado sobre los granos de la roca es conocido como coque, es la parte del crudo de menor valor comercial y es el principal combustible del proceso de Combustión In Situ, el cual presenta relaciones de Hidrógeno-Carbono de 0.6 a 1.6⁷

- E. *Zona de condensación.* En esta sección del yacimiento definida por temperaturas casi constantes en el rango de 350 a 600 °F, se presenta la condensación del gas de hidrocarburo liberado en las zonas precedentes para reincorporarse o disolverse en el crudo a causa de los bajos gradientes de presión establecidos⁸. La temperatura de esta zona depende de la presión parcial del agua en la fase gaseosa

- F. *Banco de agua.* Una vez la temperatura ha descendido por debajo del punto de condensación del vapor, se forma un banco de agua caliente con mayor saturación de agua que la saturación inicial. Este banco de agua disminuye en temperatura y en saturación corriente abajo, con un aumento gradual en la saturación de aceite.

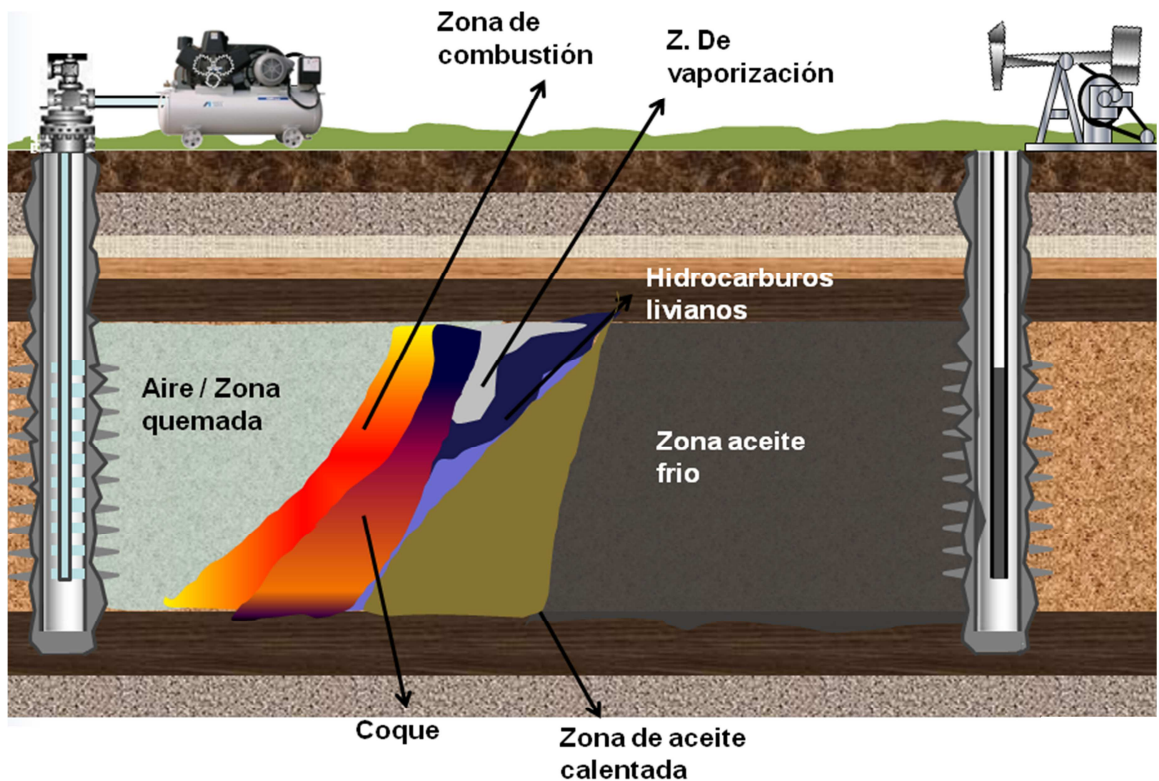
- G. *Banco de aceite.* En la zona de banco de aceite está contenida la mayor parte del aceite desplazado, incluyendo la mayor parte de los componentes livianos resultantes del craqueo térmico.

- H. *Zona inalterada.* Más allá del banco de crudo se encuentra la sección del yacimiento no alterado o con leve aumento en saturación de gases de combustión.

⁷ SARATHI, Partha. In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. Oklahoma, 1995, p 28.

⁸ BURGER, Op. cit., p. 353.

Figura No. 1. Esquema del proceso de combustión in situ en modo seco



1.2 REACCIONES QUÍMICAS ASOCIADAS CON COMBUSTIÓN IN SITU

Así como en los procesos de inyección de vapor, donde la composición del aceite y la geología de la roca tienen un impacto en el recobro del aceite, estos parámetros también juegan un papel muy importante en el proceso de combustión in situ. Esto se debe a que el proceso de combustión depende para su existencia, de la generación de reacciones químicas entre el aceite y el aire inyectado en el yacimiento.

La existencia y naturaleza de estas reacciones, así como también los efectos de calentamiento que ellas inducen, dependen de las características del sistema roca-fluidos. Debido a esto, es importante tener claridad sobre los aspectos

químicos del proceso, para el posterior diseño, interpretación y evaluación del desempeño del proceso a escala de campo⁹.

Las reacciones químicas asociadas a procesos de combustión in-situ son numerosas y se producen en diferentes rangos de temperatura. En general, con el fin de simplificar los estudios, los investigadores¹⁰ agruparon estas reacciones en tres clases: las reacciones de adición de oxígeno o de oxidación a bajas temperaturas (LTO por sus siglas en inglés), reacciones de pirólisis o de oxidación a temperaturas intermedias (ITO), y reacciones de rompimiento o de oxidación a altas temperaturas (HTO). Adicional a estas tres reacciones, en algunos casos se puede presentar el consumo de un combustible previamente oxidado, debido a una producción extra de combustible en el modo de reacciones de adición, y al posterior consumo de éste, debido a un aumento de la tasa de inyección; esto lleva a un incremento de temperatura, llegando a superar el rango de altas temperaturas.

- Las reacciones de adición (ó LTO) son reacciones heterogéneas (de gas o líquido) y, generalmente resultan en la producción de compuestos parcialmente oxigenados y poco o nada de óxidos de carbono. Para crudos pesados, el rango de temperaturas de reacciones de adición están alrededor de 150 a 300 °C (302 - 572 °F) ¹¹.
- En temperaturas intermedias, las reacciones de formación de combustible involucran craqueo/pirólisis de hidrocarburos, las cuales conducen a la formación de coque.

⁹SARATHI, Op. cit. p. 37.

¹⁰ MARTIN, WL, ALEXANDER J.D. Factor Affecting Fuel availability and composition during in situ combustion. SPE 296 PA. 1962.

¹¹ URSERNBACH MATTHEW G. An overview of laboratory in situ combustion behavior of Athabasca oil sands. The University of Calgary. 1992, p 105.

- Las reacciones de combustión a altas temperaturas, son reacciones heterogéneas y exotérmicas, en las cuales el oxígeno reacciona con el aceite no oxidado, el combustible y los compuestos oxigenados para producir óxidos de carbono y agua. Para crudos pesados, el rango de temperaturas de reacciones de rompimiento está entre los 380 - 800 °C (716 - 1472 °F). Estas reacciones de rompimiento son las más importantes en el proceso de combustión, ya que permiten que el proyecto sea exitoso y que el frente de combustión sea estable¹². A continuación se describirán más a fondo las diferentes reacciones que ocurren durante un proceso de combustión.

1.2.1 Reacciones de oxidación a bajas temperaturas (LTO) – o reacciones de adición

Las reacciones de adición de oxígeno, también definidas como reacciones de oxidación a bajas temperaturas (LTO), ocurren a temperaturas menores a los 300°C (600°F). Estas reacciones son reconocidas como uno de los mecanismos del proceso que ayudan a controlar la disponibilidad de combustible durante la combustión in situ, debido a que en este rango de temperaturas se produce parte del combustible que posteriormente va ser quemado¹³.

En las reacciones de adición se forman agua e hidrocarburos parcialmente oxigenados; tales como ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes e hidroperóxidos. Estas reacciones de adición ocurren en yacimientos de baja temperatura y son causadas por la disolución del oxígeno en el crudo. El grado de

¹² MOORE, R. G., SPE, LAURESHEN, J. C., SPE. Combustion/Oxidation Behavior of Athabasca Oil Sands Bitumen. U. of Calgary. 2001, p 3

¹³ BELGRAVE J.D.M, MOORE, R.G., A Comprehensive Approach to In Situ Combustion Modeling. SPE- 20250. 2000, p 1

disolución depende de la velocidad de difusión de las moléculas de oxígeno en el aceite a temperatura de yacimiento.

Las reacciones de adición son altamente complejas y en teoría, no han sido bien comprendidas. Sin embargo, se cree que estas reacciones consisten en la condensación de componentes de bajo peso molecular a productos de alto peso molecular. Composicionalmente se ha encontrado que en estas reacciones se incrementa el contenido de asfaltenos del aceite y decrecen el contenido de aromáticos y resinas¹⁴.

También se ha demostrado, que en estas reacciones se produce un incremento de la viscosidad original del aceite, el rango de ebullición y la densidad. Además, estas reacciones incrementan la cantidad de combustible disponible para la combustión y, por lo tanto, causan una sustancial declinación en el recobro de aceite de las zonas de destilación y craqueo térmico.

Estudios realizados¹⁵ en pruebas de laboratorio con tubos de combustión, demuestran que bajos flujos de aire en la zona de oxidación causados por heterogeneidades de yacimiento y por canalización del oxígeno, promueven las reacciones de adición (LTO).

Moore Et.al¹⁶ hicieron varias observaciones con respecto a las reacciones LTO y concluyeron que “Generalmente se cree que las reacciones de adición (LTO) ocurren a temperaturas menores a 300 °C (600 °F), pero este rango depende en gran medida de la viscosidad del aceite. Es muy difícil asignar un rango de temperatura a la región LTO debido a que las reacciones de óxido de carbono

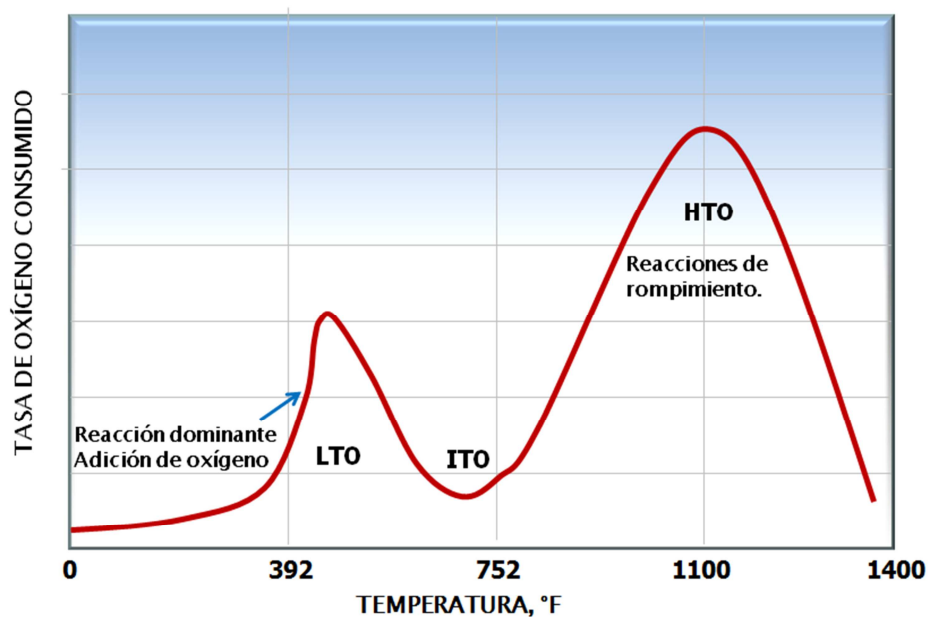
¹⁴ SARATHI, Op. cit., p. 38.

¹⁵ OLUROTMI G. Awoleke. SPE, Stanford University. An experimental investigation of In Situ Combustion in Heterogeneous Media. SPE 113022. 2007

¹⁶ MOORE, R.G., LAURESHEN, C.J., URSENBACH, M.G., MEHTA, S.A., BELGRAVE, J.D.M. U. of Calgary. Combustion/Oxidation Behavior of Athabasca Oil Sands Bitumen. SPE 59483 PA, 1999

pueden ocurrir en temperaturas entre 130 y 200 °C (270 °F - 320 °F). Las reacciones LTO se manifiestan por un rápido incremento en el oxígeno consumido debido a la generación de los óxidos de carbono, pero su rasgo característico es que existe una declinación en la tasa de reacción de oxígeno a temperaturas en el rango de 230 – 300 °C (450 - 540 °F) ¹⁷. (Figura 2).

Figura No. 2. Perfil de temperatura de una combustión seca mostrando el efecto de la temperatura sobre la tasa de consumo de oxígeno para crudos pesados



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

Gracias a que el producto final predominante de las reacciones de adición es el coque, la prolongación por un periodo extendido de tiempo, puede causar que el aceite quede atrapado en los poros¹⁸. Sin embargo, esto no siempre puede ser un problema, puesto que también este fenómeno ayuda a la uniformidad y corrección del frente de combustión.

¹⁷MOORE R.G., Observations and Design Considerations For In Situ Combustion Projects. The University of Calgary. 1997. P 5-7

¹⁸ Ibid., p. 3

Según estudios de laboratorio en la Universidad de Calgary, este tipo de reacciones no afectan la movilidad y recuperación de crudos livianos. Sin embargo estas reacciones afectan dramáticamente la movilidad de crudos pesados (con alto contenido de asfáltenos y resinas). La pre-oxidación del crudo pesado en bajas temperaturas, también incrementa sustancialmente la cantidad de combustible disponible y subsecuentemente los requerimientos de aire para combustión. Por lo tanto, las condiciones que promueven las reacciones de adición deben ser minimizadas durante la combustión in situ de crudos pesados¹⁹.

En resumen, las causas y consecuencias que caracterizan a las reacciones de adición o de baja temperatura son:

Causas

- Bajas temperaturas de combustión
- Mal diseño del proyecto
- Disolución de oxígeno en el crudo
- Baja tasa de aire que contacta el crudo
- Canalización de oxígeno
- Condensación de moléculas de compuestos de bajo peso molecular.
- Bajas temperaturas del yacimiento.

Consecuencias

- Combustión incompleta
- Bajas tasas de avance del frente
- Aumenta fracción de asfáltenos
- Aumento viscosidad del crudo

¹⁹ GUTIERREZ, Dubert. Fundamentals of Air Injection Curso Bucaramanga- Grupo de Investigación de Recobro Mejorado-UIS. 2009. P. 25

- Aumento cantidad de combustible
- Bajos FR y decline de producción

La reacción estequiometrica que describe el proceso de combustión dominado por reacciones de adición es²⁰:



Donde los principales productos son los compuestos oxigenados, tales como, aldehídos, cetonas, hidroxilos entre otros.

1.2.2 Reacciones de oxidación a temperaturas intermedias – o reacciones de pirólisis

A medida que la temperatura aumenta, el aceite presenta diversos cambios denominados pirólisis. Las reacciones de pirólisis (Reacciones de oxidación a temperaturas intermedias - ITO) son frecuentemente conocidas en la literatura como las reacciones de depositación de combustible, debido a que son las responsables de la depositación de coque (una fracción de hidrocarburo de baja volatilidad, rico en carbón pesado) para su posterior combustión. El tipo de aceite y la estructura química de sus constituyentes hidrocarburos, determinan la tasa y extensión de las diferentes reacciones de pirólisis. Las reacciones de pirólisis son principalmente homogéneas (gas-gas) y endotérmicas (absorción de calor), e involucran tres tipos de reacciones: des-hidrogenación, craqueo y condensación.

En las reacciones de des-hidrogenación los átomos de hidrógeno son arrancados de las moléculas de hidrocarburos, mientras dejan los átomos de carbono intactos. Las parafinas experimentan des-hidrogenación y/o reacciones de craqueo térmico

²⁰ GUTIERREZ, Op. Cit., p. 28

en rangos de 700 - 1250 °F, dependiendo de la longitud de la cadena de hidrocarburos. En general pequeñas cadenas de hidrocarburos (metano hasta butano) sufren des-hidrogenación y las grandes moléculas experimentan craqueo. A altas temperaturas (400 - 540 °F), el aceite es craqueado gradualmente, causando que los hidrocarburos pierdan pequeños grupos secundarios de hidrocarburos y átomos de hidrógeno, para formar componentes menos ramificados que son más estables y menos viscosos. Así mismo, durante la destilación, el aceite pierde la mayor cantidad de fracciones livianas e intermedias.

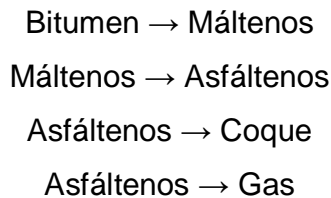
A temperaturas mayores (por encima de 600 °F), el aceite restante en el medio poroso es craqueado en una fracción volátil y un residuo pobre en hidrógeno y rico en carbono conocido como coque. El coque es definido como la fracción del aceite insoluble en tolueno, que generalmente contiene 80 – 90% de carbono y 3 - 9% de hidrógeno. Tanto las reacciones de reducción de viscosidad como de craqueo, producen gas hidrógeno y algunos hidrocarburos livianos en fase gaseosa.

Los componentes aromáticos (benceno y otros componentes), experimentan reacciones de condensación, más que de degradación (craqueo) a 1200 – 3000°F. En la reacción de condensación los enlaces débiles de carbono-hidrógeno (C-H) de las moléculas cíclicas son separados y reemplazados por un enlace más estables carbono-carbono (C-C) predominando así, la formación de una menor cantidad de moléculas poli aromáticas hidrogenadas.

En estudios hechos en laboratorios de combustión de la Universidad de Stanford²¹, se observó que la destilación del crudo a bajas temperaturas juega un papel muy importante en la forma, naturaleza y extensión de las reacciones de craqueo y formación de coque. Altas presiones de operación, generalmente lideran la formación de combustible pobre en hidrógeno.

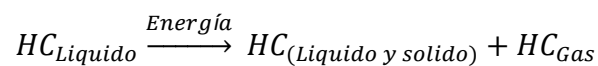
²¹ OLUROTMI G. Op. Cit., p. 29

Investigaciones realizadas en la universidad de Calgary²² que han estudiado por más de veinte años la combustión in situ, describen las reacciones de pirólisis del bitumen como:



Los máltenos son fracciones del crudo solubles en pentano y tolueno y que pueden además ser separados en saturados, aromáticos y resinas usando cromatografía líquida. Los asfáltenos son fracciones del bitumen solubles en tolueno pero insolubles en pentano. El coque está definido como la fracción insoluble en tolueno. El craqueo térmico de asfáltenos para la formación de coque requiere un periodo largo de tiempo. Este periodo de tiempo decrece cuando las temperaturas de craqueo incrementan²³.

La reacción que describe el proceso de pirólisis es²⁰:



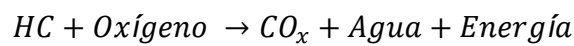
1.2.3 Reacciones de oxidación a altas temperaturas (HTO) – o reacciones de rompimiento

Las reacciones de rompimiento representan las reacciones de combustión tradicionales e involucra la oxidación destructiva para la formación de óxidos de

²² BELGRAVE. Op. Cit., p 10

²³ SARATHI. Op. Cit., p. 42

carbono (monóxido y dióxido de carbono) y agua²⁴. La reacción entre el oxígeno en el aire inyectado y el coque a temperaturas superiores a 650 °F, son identificadas como reacciones de oxidación de alta temperatura. El dióxido de carbono (CO₂), el monóxido de carbono (CO), y el agua (H₂O), son los principales productos de estas reacciones. Estas reacciones son heterogéneas (gas-sólido y gas-líquido) y exotérmicas, y se caracterizan por el consumo de todo el oxígeno en la fase gaseosa. La estequiometría de las reacciones de rompimiento (HTO) está dada por:



El calor generado de esta reacción proporciona la energía térmica para sostener y propagar el frente de combustión.

Estudios²⁵ indican que las reacciones de rompimiento son predominantemente reacciones de flujo heterogéneas y el proceso de combustión involucra diversos fenómenos de transporte. El proceso puede ser dividido en las siguientes etapas:

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

Si cualquiera de estos pasos es intrínsecamente más lento de los demás pasos restantes, el proceso de combustión será controlado por ese paso. Generalmente

²⁴ GUTIERREZ. Op. cit., p. 28

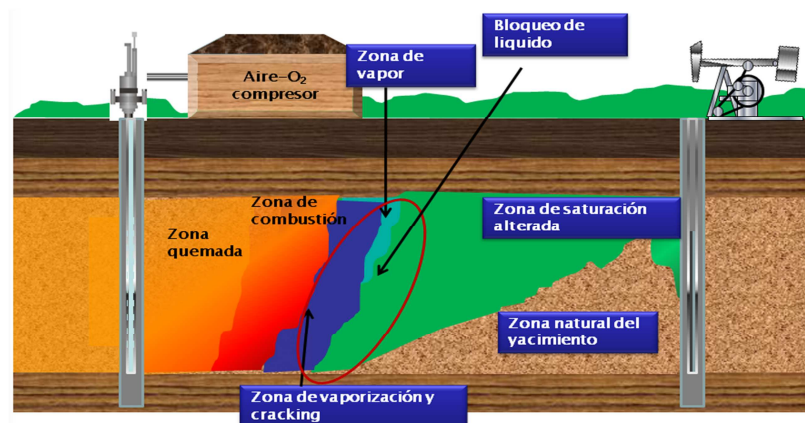
²⁵ SARATHI. Op. Cit. p 50

las reacciones químicas (paso 3), avanzan mucho más rápido que el proceso de difusión. Por lo tanto, la tasa total de combustión es probablemente controlada por el proceso de difusión. Algunos autores opinan lo contrario, haciendo de este un tema controversial.

1.2.4 Reacciones en la combustión de combustible previamente oxidado

Generalmente, en yacimientos con alta saturaciones de aceite con baja movilidad se presenta un fenómeno llamado “bloqueo de líquido” (región de restricción al flujo de gas)²⁶. Esto se puede convertir en un problema operacional o no, dependiendo si el fenómeno se induce por estrategia del proyecto para ayudar a la uniformidad del frente de combustión. Este fenómeno se puede observar en pruebas de laboratorio en una dimensión con tubos de combustión; sin embargo, es más difícil identificar el fenómeno en tres dimensiones, ya que puede ocurrir simultáneamente en todas las dimensiones.

Figura No. 3. Descripción del proceso de bloqueo de líquido en el proceso



²⁶ MOORE , Op. cit., p. 3

En proyectos de combustión a escala de campo, es probable que ocurra un avance cíclico de las zonas del proceso de combustión. Cuando existe una alta saturación de aceite en los yacimientos de petróleo pesado, se necesita mayor energía de empuje del frente de combustión para su desplazamiento, lo cual hace que la tasa de inyección de aire sea insuficiente para arrastrar un banco de aceite grande. Esto ocasionará un bloqueo del líquido al flujo del aire y como consecuencia de esto, existirá una disminución en la temperatura del frente de avance hasta llegar a temperaturas de oxidación de bajas temperaturas o reacciones de adición de oxígeno, lo cual a su vez conllevará a la producción de una mayor cantidad de coque y una mayor oxidación de éste. Para corregir este fenómeno, se debe aumentar la tasa de inyección de aire hasta el punto de vencer el bloqueo del líquido y consumirse el combustible extra que se produjo. De esta forma, se logra el aumento de la temperatura del frente y el consumo de este combustible pre-oxidado. Si las temperaturas de rompimiento no son sostenidas, se volverá a producir el bloqueo de líquido y el ciclo se repetirá.

Las causas y consecuencias que caracterizan a las reacciones de consumo de combustible previamente oxidado son:

Causas:

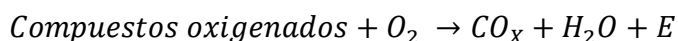
- Tiempos altos en reacciones de adición
- Disolución de oxígeno en el crudo
- Baja tasa de aire que contacta el crudo
- Canalización de oxígeno

Efectos

- Altas temperaturas
- Reducción de aceite desplazable.

- Producciones de CO₂ > 15%
- Menor factor de recobro
- Aumento de aire requerido

La reacción estequiométrica que describe el proceso de combustión del combustible previamente oxidado es la siguiente²⁷:



1.2.5 Comparación de las reacciones químicas asociadas a procesos de combustión in situ

En la tabla No. 1 se puede observar un paralelo entre los tipos de reacciones que ocurren durante el proceso de combustión in situ, donde se puede observar que las reacciones de rompimiento y de combustión de un combustible previamente oxidado tienen rango muy parecido en cuanto a temperatura, tipo de reacciones dependiendo la fase y la energía. También se logra observar, la gran diferencia que existen entre las reacciones de rompimiento y de adición de oxígeno, las cuales solo se asemejan en el tipo de reacción de son, sin embargo, cabe destacar que las reacciones de rompimiento son las más importantes durante el proceso ya que como ve son las reacciones donde se consume el oxígeno inyectado, en cuanto a las reacciones de adición, estas causan un bajo factor de recobro y aumento en el contenido de compuestos pesados que causan un aumento en la viscosidad del aceite.

²⁷ MOORE R.G., Et.al. Op. cit., p. 4-7

Tabla 1. Paralelo de los tipos de reacciones que ocurren durante el proceso de combustión

REACCIÓN DOMINANTE CARACTERÍSTICAS	REACCIÓN DE ADICIÓN	REACCIÓN DE PIRÓLISIS	REACCIÓN DE ROMPIMIENTO	COMBUSTIBLE PRE-OXIDADO
Rango de temperatura [°F]	212-512	512-900	932-1292	1300 <
Reactivos	CH + O ₂	(CH) _L + E	CH+O ₂	CHO _x + O ₂
Productos	CHO _x +ΔE	(CH) _{LVS} + HC _G	CO _x +H ₂ O+ΔE	CO _x +H ₂ O+ΔE
% CO₂	<10	N/A	12-14	15 <
Tipos de reacciones (Fases)	Heterogéneas	Homogéneas	Heterogéneas	Heterogéneas
Tipos de reacciones (Energía)	Exotérmicas	Endotérmicas	Exotérmicas	Exotérmicas
Otras características	↑Asfáltenos ↑Viscosidad ↑Combustible ↓FR	Deshidratación Destilación Craqueo	Consumo total del oxígeno	↑Aire requerido ↓FR Difícil identificarlo 3D

2. PRUEBAS DE TUBO DE COMBUSTIÓN

El trabajo experimental de un proceso de combustión consiste tanto en estudios de laboratorio como de campo. Aunque los experimentos a nivel de campo son las últimas pruebas que se llevan a cabo antes de optar por la aplicación del proceso, estas son costosas, consumen tiempo y presentan dificultad en el análisis cuantitativo²⁸.

Los experimentos de laboratorio son parte integral para el diseño e implementación de proyectos de combustión in situ, y no obstante pueden ser operados a menor costo y tiempo, por lo que comúnmente son aplicados antes de llevar a cabo las operaciones en campo.

Existen diferentes tipos de pruebas de laboratorio que permiten estudiar u obtener diferentes variables necesarias para el desarrollo del proyecto. La selección de la prueba a llevar a cabo depende directamente del tipo de resultados que se quieran observar o las variables en estudio que afectan las reacciones y el proceso de combustión in situ.

A continuación se presenta un esquema de los tipos de pruebas que se pueden realizar para evaluar las diferentes características y propiedades de un proceso de combustión.

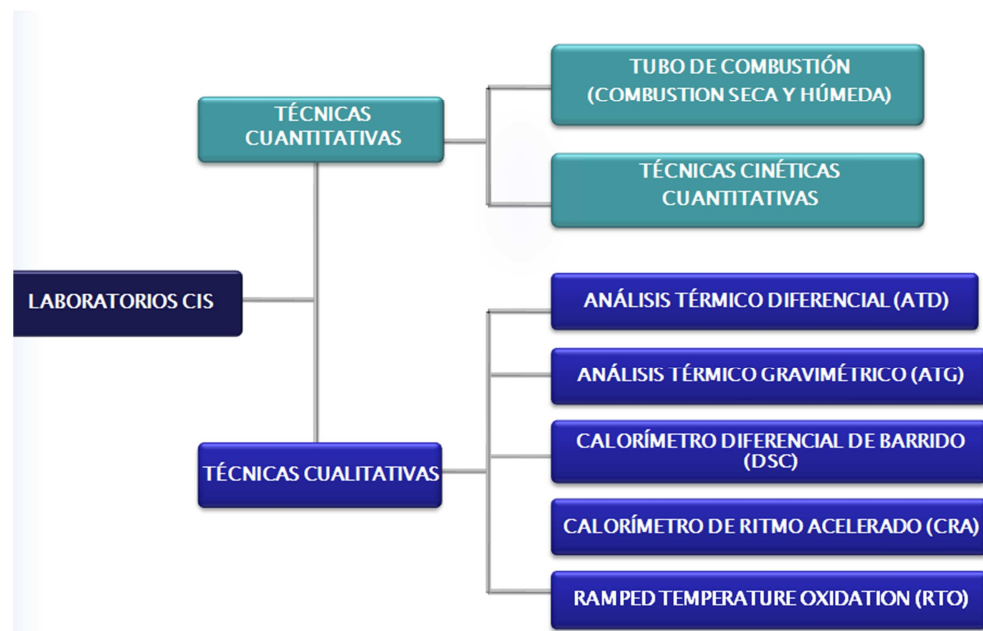
Aunque los estudios cinéticos pueden proporcionar entendimiento útil sobre las reacciones que ocurren en un proceso de combustión in situ, las pruebas de tubo de combustión son predominantes y obligatorias para determinar los parámetros necesarios para el diseño y evaluación de los proyectos de campo²⁹. Es por esta

²⁸ PENBERTHY, W.L. Design and Operation of Laboratory Combustion Tubes. SPE 01290. P. 4-5

²⁹ BRIGHAM, William E. Chapter 16, In situ Combustion, p 9.

razón, este estudio se enfoca en las técnicas cuantitativas, específicamente en las pruebas de tubo de combustión (combustión seca y húmeda).

Figura No. 4 Clasificación de las pruebas en laboratorios de combustión in situ



En los últimos años, las pruebas de tubo de combustión han sido el método convencional usado para determinar la factibilidad y los parámetros de diseño de un proyecto de combustión in situ. Estas pruebas, las cuales usan crudo y una muestra homogénea del yacimiento propuesto, proporcionan un método relativamente económico de predicción del tipo de problemas que se encontrarían en campo, y a su vez dan un indicio cualitativo del rendimiento del quemado³⁰. Además, aunque este tipo de pruebas no son experimentos escalables, los datos proporcionados por éstas, tales como temperaturas e historias de producción de fluidos, son útiles en la calibración de modelos numéricos térmicos para estudios de sensibilidad de campo³¹.

³⁰MOORE, R.G., URSENBACH, M., BENNION, D.W. In situ combustion tests on Eyehill Cummings reservoir. JCPT November-December 1990, Volume 29, No.6

³¹ BELGRAVE, J.D.M., MOORE, R.G., BENNION, D.W. The thermal behavior of vertically-operated near-adiabatic in-situ combustion tubes.

Las pruebas de tubo de combustión permiten la simulación de la naturaleza de la propagación del frente de combustión y de las reacciones químicas dinámicas resultantes a condiciones aproximadas a las de yacimiento. Debido a que la naturaleza de la propagación del frente de combustión está regida por las reacciones químicas y las curvas de permeabilidades relativa del yacimiento, los resultados de la prueba de tubo pueden ser usados para hacer una apropiada proyección ingenieril y económica del rendimiento de una prueba de campo, de esta manera permite obtener datos cualitativos a nivel macro. Así mismo, estas pruebas también sirven como medio para estimar el efecto neto de las interrelaciones entre los diferentes mecanismo que afectan la combustión. De esta forma, las pruebas de tubo de combustión han sido aceptadas como un método que produce datos confiables que describen el proceso de combustión in situ³².

2.1 ESQUEMA DE LABORATORIO DE PREUBAS DE TUBO DE COMBUSTIÓN

Los procedimientos para los laboratorios CIS, son muy dependientes del tipo de yacimiento, ya que basado en esto se diseñan las diferentes herramientas que lo componen. Un diagrama esquemático de los equipos experimentales utilizados en las pruebas de tubo de combustión se muestra en la Figura No 5, donde se observan las diferentes partes características del equipo, como lo son el tubo de combustión, el sistema de inyección de aire y los demás accesorios que permiten realizar la prueba.

En general el laboratorio consta de las siguientes partes³³:

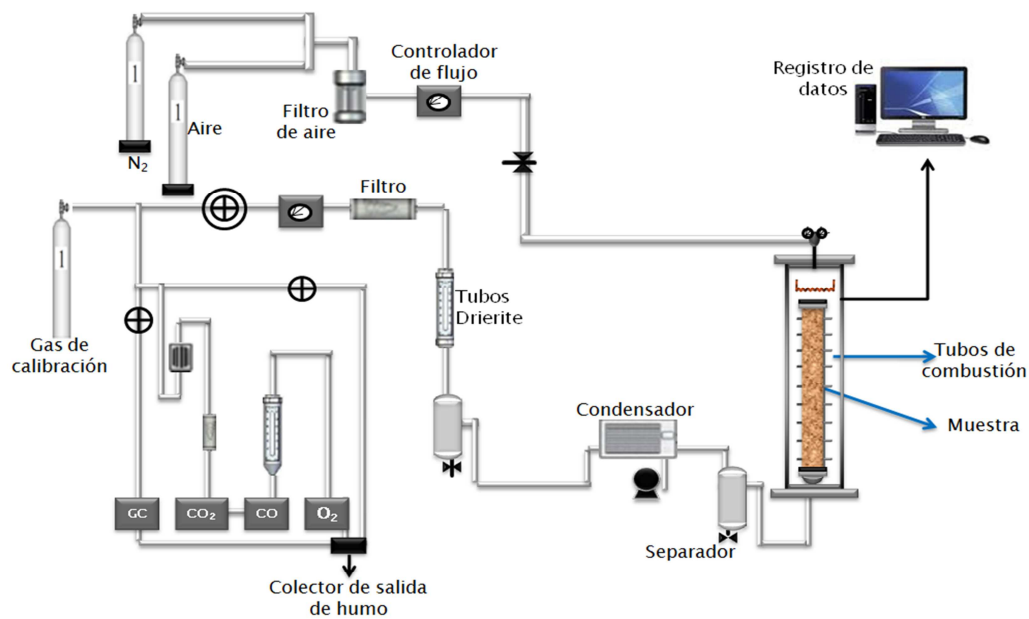
1. N_2
2. N_2+O_2

³² SARATHI. Op. cit., p. 48

³³ CHICUTA, Op. cit., p 2.

3. Controlador de flujo de masa.
4. Chaqueta de combustión, tubo de combustión
5. Transductor de presión.
6. Separador de gas - fluido
7. Separador agua - aceite
8. Balance
9. Condensador
10. Baño termostático
11. Trampa
12. Lavado de Acido
13. Filtro de partículas
14. Prueba húmeda

Figura No. 5 Esquema del equipo de las pruebas de laboratorio



Fuente: Partha S. Sarathi. In-situ combustion handbook - Principles and Practices

Para un mejor entendimiento, el equipo mostrado en la Figura No. 5 puede ser dividido en: sistema de inyección de gas, tubo de combustión, sistema de producción de fluidos, sistema de análisis de gases y sistema de control y registro de datos³⁴.

2.1.1 Sistema de inyección de fluidos

El sistema de inyección de fluidos consta de dos partes: inyección de nitrógeno e inyección de aire (normal o enriquecido con oxígeno)³⁵. Ambas partes son independientes (a través de un tubing de ¼ ") y son abiertas o cerradas al sistema con válvulas de seguridad reguladoras a 24 atm antes de la entrada del tubo de combustión, en el panel de control. El nitrógeno inyectado o la tasa de aire son controlados por un controlador de flujo de masa instalado antes del transductor de presión.

2.1.1.1 Inyección de nitrógeno

El nitrógeno es usado para enjuagar el sistema antes de que la combustión se lleve a cabo permitiéndolo fluir a través del controlador de flujo de masa en el tubo de combustión. El nitrógeno es también usado para presurizar el tubo de combustión mediante el cierre del regulador de presión. Terminada la combustión, el nitrógeno es inyectado en el sistema para enjuagar y enfriar el tubo.

³⁴ CHICUTA, Op. cit., p 2.

³⁵ RODRIGUEZ, José Ramón. Experimental and Analytical Study to Model Temperature Profiles and Stoichiometry in Oxygen-Enriched In-Situ Combustion. Mayo 2004. P. 45

2.1.1.2 Inyección de gas

El aire es inyectado a una tasa constante, aproximadamente de 3 Litros / min (0.1059 pies³/min). Un cilindro con la concentración de oxígeno deseado es conectado al sistema de inyección. Cuando la temperatura en la muestra alcanza aproximadamente 570 °F (300°C), el aire es inyectado para fluir a la tasa constante (3 Litros / min) en el tubo de combustión para comenzar la ignición y mantener la combustión. La inyección continuará hasta que el frente alcance el fondo del tubo (no haya más producción de líquidos). En este momento, la inyección cambia a nitrógeno.

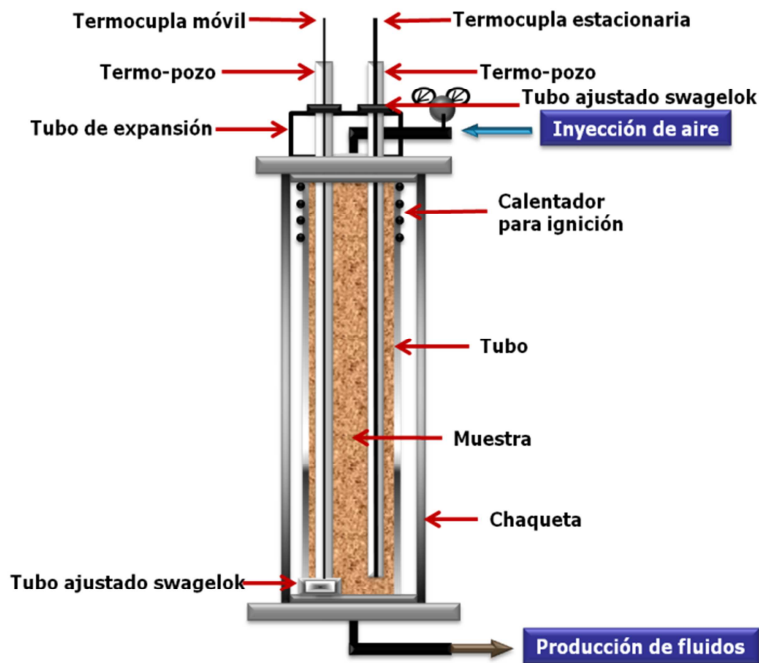
2.1.2 Tubo de combustión

El sistema de tubo de combustión es instalado verticalmente y asegurado al final de la producción y al brazo del motor de la termocupla móvil. Cada una de las termocuplas es conectada a su terminal para registrar su señal al registrador de datos y/o el panel de control y/o el monitor.

El corazón de la prueba de tubo, es el tubo de combustión. Los tubos de combustión son simuladores físicos no escalables que representan una parte del yacimiento simulado a escala de laboratorio con la limitante de flujo unidimensional³⁶. La figura 6 muestra un diagrama esquemático del equipo principal usado en pruebas de laboratorio de combustión.

³⁶ PRASAD, R.S., SLATER, J.A. High Pressure Combustion Tube Test. 1986, SPE 014919.

Figura No. 6 Diagrama esquemático de un tubo de combustión



Fuente: Partha S. Sarathi. In-situ combustion handbook - Principles and Practices

El equipo experimental del tubo de combustión consta de un tubo con paredes delgadas resistente a la corrosión, situado dentro de una chaqueta presurizada capaz de soportar altas presiones, hasta 100 atm (1459.6 Psia). El espesor de la pared del tubo es generalmente menor a 1.57 mm (0.062 pulgadas), para asegurar un calentamiento uniforme y reducir al mínimo las pérdidas de calor a lo largo de las paredes del tubo. La chaqueta presurizada suele ser fabricada en acero de carbono y está diseñada para soportar la presión de operación deseada. El espacio anular entre el tubo y la chaqueta se llena con aislamiento poroso y se presuriza con gas inerte para igualar la presión entre la pared interior y exterior del tubo de combustión.

Los tubos de combustión varían tanto de diámetro como de longitud. Los tubos tan largos como de 8 pulgadas en diámetro y 15 pies en longitud han sido usados en

el pasado para simular los procesos³⁷. La mayoría de diseños actuales, sin embargo, emplean tubos más pequeños para reducir el tiempo de la prueba. Generalmente, los tubos son de 3-6 pies de longitud y 2-4 pulgadas de diámetro. La tabla 2 muestra las dimensiones de algunos tubos utilizados para este tipo de pruebas.

En las pruebas de tubo, se prefieren tubos con diámetros más grandes porque permiten que el proceso sea más adiabático y toleran menores flujos. Belgrave y Moore (1990)³⁸ investigaron el efecto del diseño del tubo (diámetro) en el rendimiento de la combustión, y concluyeron que diferentes diseños operados bajo condiciones idénticas, pueden producir resultados diferentes debido a las discrepancias en la tasa de pérdida de calor a través de la pared del tubo.

Tabla 2. Dimensiones de tubos de combustión usados en diferentes laboratorios de combustión in situ

Instalador	Longitud (ft)	Diámetro (pulg.)	Espesor de pared del tubo (pulg.)	Referencia
U. De Calgary	6	4	0.042	Mehta (1997)
Stanford University	3	3	0.016	Mamora (1993)
Amoco	6	4	N.A	Yannimaras (1998)
Texaco	5	3	0.042	Bousaid (1987)
Esso Resources, Canada	4	3	0.025	Leaute and Collyer (1984)

Fuente: Partha S. Sarathi. In-situ combustion handbook - Principles and Practices

³⁷ SARATHI, Partha. In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. Oklahoma, 1995, p 74.

³⁸ BELGRAVE Jhon D. M., MOORE GORDON and BENNION DOUGLAS W. The thermal behavior of vertically operated near-adiabatic in situ combustion tubes. J. Pet. Sci. Eng. 5 (1990) 51-65.

Para la longitud media de cada segmento de calor, una termocupla revestida con acero inoxidable (OD=1/16 pulgadas) que mide la temperatura en el eje del tubo de combustión y la pared.

El potencial de calor es controlado manualmente, para controlar cualquier pérdida de calor existente. Un material aislante recubre todo el tubo de combustión para nuevamente controlar las pérdidas de calor en el anulo, cuando este es presurizado con nitrógeno. Un dispositivo regulador automático, lleva la presión en el anulo igual a la presión del aire inyectado en el tubo de combustión.

Los cables de los calentadores y las termocuplas están soldados a los plugs de las líneas de conexión en la entrada de la cara del tubo de combustión. Conectores automáticos de la parte interna de las líneas de conexión están vinculados a la chaqueta de presión presente cuando el tubo de combustión es equipado. Para evitar los efectos de la segregación gravitacional, la presión del depósito es compatible con los rodillos de acero que permiten a la celda girar alrededor de su eje. La velocidad de rotación es de 1 rpm y la dirección se invertida automáticamente después de cada revolución. La Presión hermética, rotativa de los conectores se utiliza para la entrada y salida de tuberías.

El caudal de aire se regula mediante un estrangulador de caudal crítico, y el aire alcanza la velocidad sónica en la punta, siempre que la presión alta de la boquilla es más del doble de la presión baja del mismo. En estas condiciones, el caudal de aire se determina directamente en el nivel de presión alta. La tasa de inyección se mantiene constante aunque la presión a la baja (presión de inyección en el tubo de combustión), fluctúa. Una presión constante se mantiene a la salida final del tubo por un regulador de contrapresión.

Los líquidos efluentes del tubo se recogen en una trampa de alta presión, que se agota cada 1 o 2 horas. Las fases de aceite y agua son separadas y

determinadas en la historia de producción. La gravedad específica (20 °C / 200 °C), viscosidad (T = 20°C), índice de acidez y, fin almente, el contenido de agua del aceite de la fase de consumo.

Los gases de escape se enfrían y luego se deshidratan, estos son continuamente analizados para determinar concentraciones de O₂, CO y CO₂. Además, periódicamente muestras de gases son analizadas por cromatografía de gases. El caudal del gas seco producido es medido periódicamente con un régimen de prueba de medidor, por lo tanto, es posible comprobar la tasa de inyección de aire.

Como lo muestra la figura 6, a ambos lados del tubo se colocan bridas soldadas de plata. Más abajo del interior de las bridas, están interconectados surcos concéntricos mecanizados para permitir el flujo uniforme en la parte inferior del tubo. El tubo tiene una longitud de 9 pulgadas por 1 pulgada de I.D. de bronce soldado con plata en la brida del tope. Con ¼ de pulgada, los tubos swagelok se ajustan a la parte del tubo soldada con plata. A través de esta se inyecta aire dentro del tubo. Un par de tubos swagelok de 1/8 y 1/16 de pulgadas son soldados en la parte del tope del tubo, mediante los cuales se aseguran los termo pozos.

Los termo pozos consisten en unos tubos de acero inoxidable de 1/8 y 1/16 de pulgada de O.D. con aproximadamente 37 pulgadas de longitud de plata soldada. Un conjunto de 9 termocuplas (con un O.D de 0.020 pulgadas) son soldados con plata conjuntamente con un espacio intercalado de 4 pulgadas por intervalo. El conjunto de termocuplas fue insertado dentro de los termopozos.

Una termocupla (0.030 pulgadas de O.D) es colocada dentro del termo-pozo más pequeño. Estas termocuplas pueden ser movidas con confianza para medir incrementos más pequeños de las zonas transversales.

El tubo de combustión es sellado por un sistema de juntas de cobre entre las bridas, casquillos de teflón y dos camas en los termopozos instaladas al tubo de conexión. Una bobina de encendido eléctrico es abierta alrededor del tubo, unas 4 pulgadas por debajo de la brida superior.

El crudo se enciende mediante la inyección de aire, y el frente de combustión avanza a través del tubo mediante inyección continua de aire. Los datos de temperatura, presión, tasa de inyección de aire, producción de aceite, de agua y de gas, y composición de los gases efluentes se recogen y analizan, mediante termocuplas, sensores, líneas de muestra y cromatografía.

2.1.3 Sistema de producción de fluido

Alrededor del tubo de combustión, una manta de lana de vidrio se coloca para evitar la pérdida excesiva de calor en el entorno. Un regulador de presión mantiene la presión de salida del tubo de combustión a un nivel predeterminado constante durante el experimento. Los fluidos producidos en el tubo de combustión pasan a través de un separador dos etapas donde son colectados a la salida. En la primera etapa, los gases se separan de la mezcla de aceite y agua, y en la segunda etapa, el agua y el aceite se separan. El líquido se recoge en muestras de botellas graduadas y se pesan, cada 15 minutos. Los gases producidos pasan a través de un condensador que se mantiene a baja temperatura (aproximadamente 20 °C) para recuperar cualquier volumen de líquido en esta corriente. En tal caso, se usa una salida al extremo de la unidad de condensación.

Los gases que fluyen hacia el cromatógrafo de gas están libres de ácido, usando una columna de permanganato, un deshidratador, usando una columna de sulfito de calcio, antes de entrar al siguiente sistema.

2.1.4 Sistema de análisis de gases

Una pequeña fracción del gas producido es inyectado en un cromatógrafo, donde el gas es analizado y se determina la composición de los siguientes gases: O₂, CO, CO₂, H₂, N₂ y CH₄, con un detector de conductividad térmica, cada 15 a 20 minutos. Antes del cromatógrafo se instala un dispositivo que ayuda la medición de los gases de combustión producidos, la cual es registrada en un computador.

2.1.5 Sistema de control y registro de datos

Dos registros de datos y dos computadores personales son usados para registrar los siguientes parámetros: tiempo, temperaturas en la chaqueta, temperaturas en la termocupla móvil, tasa de inyección de gas, tasa de gas producido promedio, tasa de gas acumulada. Los parámetros son registrados a intervalos de 30 segundos y la mayoría de ellos son presentados en los computadores para propósitos de monitoreo. Adicional a esto, el programa que adquiere los datos también debe controlar el equipo, para activar/desactivar el sistema de encendido, para cambiar los aparatos de calefacción y controlar el desplazamiento de las termocuplas viajeras³⁹.

2.2 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

Los procedimientos de pruebas de tubos de combustión, varían de laboratorio en laboratorio, dependiendo la finalidad de esta prueba. Sin embargo existe un procedimiento general para realizar este tipo de pruebas, descrito a continuación:

El tubo de combustión se coloca en posición invertida (vertical) para añadir la mezcla (aceite, agua y arena), de tal forma que su parte superior se cubra primero.

³⁹ CHICUTA, A.M., Experimental Study on In-Situ Combustion of Brazilian Heavy Oil. SPE 122036, p 5. 2009.

Seguidamente, la mezcla de aceite, agua y roca (previamente hecha), se introduce en el tubo, en porciones de 200 gramos y es comprimida. Este procedimiento se hace hasta el final del tubo, salvo por el último de 2 cm (78.74 pulgadas) que se llena de arena gruesa (20-35 de malla). Después de esto, el tubo se cierra. La mezcla producida para la prueba, no utilizada, es pesada, con base a este dato se calcula la mezcla utilizada.

Posteriormente, el tubo se coloca en el interior de la chaqueta de vacío, y los sistemas de inyección de aire y de ignición se conectan en la parte superior del bridaje. Seguidamente, se conecta el sistema de adquisición de datos a las termocuplas y al sistema de recolección de fluidos. Luego, los calentadores alrededor de la chaqueta son encendidos, colocados a 51°C (125.6 °F) durante unas 12 horas.

Después de la estabilización de la temperatura, todo el sistema es presionado con nitrógeno (N₂) o helio (He). Antes del inicio de cada corrida, todos los equipos son ajustados y calibrados; esto con el fin de garantizar que las corridas se realicen de una forma eficiente.

Después el sistema de ignición se enciende. Cuando la temperatura de la primera termo-cupla (indica la temperatura de ignición) alcanza los 500°C, se inicia la inyección de aire. Esto se considera el inicio del experimento. El Sistema de encendido se apaga una vez que el frente de combustión comienza a moverse; esto se indica por el movimiento del termo-pozo⁴⁰.

Después de terminar la corrida, los fluidos producidos se recogen en botellas graduadas para su posterior análisis. Los demás fluidos como gases son

⁴⁰ MARTIN, W.L, ALEXANDER, J.D &DEW, JN. Process variables of in situ combustion. Transaction AIME, 213.1958. p 218-235

analizados por medio de cromatografía, los cuales estos resultados son estudiados para observar la eficiencia del proceso.

2.2.1 Ventajas y desventajas de las pruebas de tubo de combustión

Ventajas

- Directa comparación entre del comportamiento de la combustión del aceite a diferentes condiciones operacionales o diferentes aceites y similares condiciones.
- Comparación entre los parámetros de combustión para diferentes pruebas de tubo en diferente modo de combustión (seca, húmeda y súper húmeda).
- Observaciones integrales del comportamiento de las tasa de los fluidos producidos durante la prueba, velocidad del frente de combustión y de condensación, caídas de presión, composición de los gases y propiedades del aceite y agua producidos.
- Con los resultados obtenidos a partir del análisis de los gases de combustión se pueden obtener parámetros de diseño y de desempeño de procesos de combustión.

Desventajas

- Labor intensiva.
- Requiere una cantidad significativa de aceite y muestra del yacimiento.
- No es totalmente adiabático. Para esto se utilizan calentadores para minimizar este efecto.

- No son pruebas escalables a campo.
- Son pruebas muy costosas
- La capacidad calorífica de de los aparatos, es necesario que existe la determinación de un flujo mínimo de aire y una ignición espontanea⁴¹.

2.2.2 Resultados y parámetros analizados en pruebas de tubo

Los datos recopilados durante la prueba de tubo de combustión incluyen:

- Temperatura en cada termocupla (perfiles de temperatura)
- Tasas de producción de líquidos.
- Curvas de producción acumulada de agua y aceite.
- Tasa y composición del gas producido.

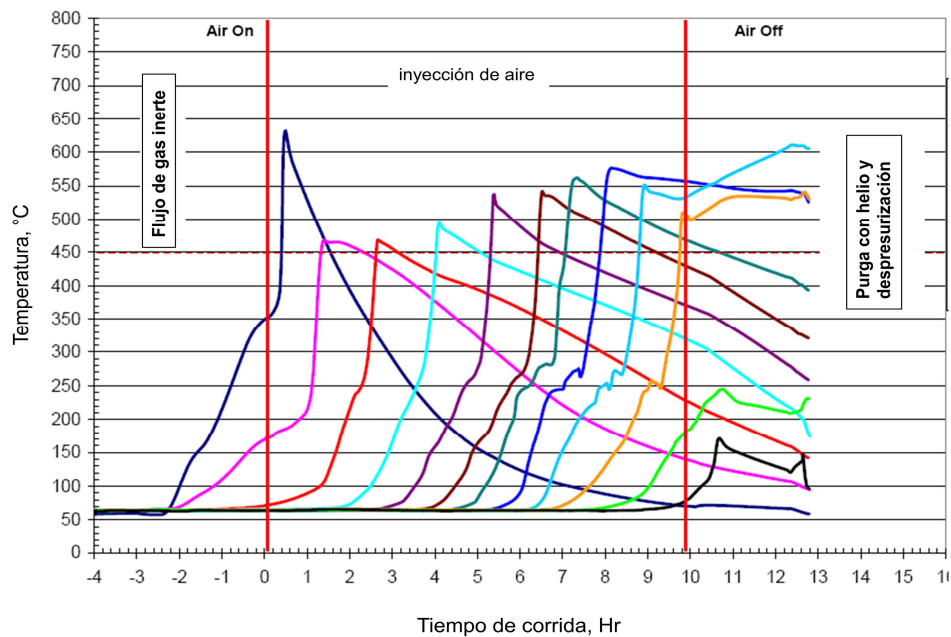
La información que se puede derivar de las pruebas de tubo de combustión incluye:

- Relación atómica H/C del combustible quemado
- Relación oxígeno-combustible (OFR)
- Relación aire-combustible (AFR)
- Relación oxígeno-arena (OSR)
- Exceso de aire
- Consumo aparente de combustible
- Recuperación de hidrocarburo líquido en la zona barrida
- Efecto de la relación agua inyectada-aire

⁴¹ GUTIERREZ, D. SPE. Et. al "Recovery Factor in High- Pressure Air Injection Projects Revisited". Universidad de Calgary. 2007

- Espesor de la zona de combustión
- Características de los fluidos producidos
- Picos de temperatura en la combustión
- Estabilidad de la zona quemada

Figura No. 7 Perfil de temperatura en una prueba de tubo de combustión en modo seco



Fuente. Tomado y modificado de R.G. Moore, In Situ Combustión: Fundamentos de aplicaciones a campo. Heavy oil Workshop 2010.

Las últimas tres variables mencionadas anteriormente, aunque, son altamente cualitativas, son muy valiosas en proporcionar la de si el yacimiento quema en un modo de estado estable o inestable

Las mediciones de la temperatura hechas durante un prueba tubo pueden ser usadas para monitorear el avance del frente de combustión. La figura 4 muestra el típico perfil de temperatura para una prueba de combustión en modo seco⁴².

⁴² SARATHI, Op. cit., p 73-74

Los gases efluentes son analizados para el oxígeno, dióxido de carbón, monóxido de carbón, hidrógeno, hidrocarburos, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno.

Después de la prueba, se realizan las siguientes mediciones:

- Análisis de la muestra tras la prueba para proporcionar el perfil axial del aceite extraíble, el coque y el agua.
- Propiedades del aceite (densidad, viscosidad, número ácido y análisis elemental)
- Composición de las muestras de aceite producido en términos de máltenos (saturados, aromáticos y resinas)
- pH del agua producida y análisis de iones.

Adicional a esto, las variables más influyentes en un proceso de combustión y que se pueden analizar mediante pruebas de tubo son:

- Contenido de combustible.

Es la cantidad de coque depositado en la roca que está disponible para combustión y que es resultado de procesos de destilación y cracking térmico. Se consume alrededor del 6 al 15% del petróleo in-situ; este determinará en gran parte si el proceso debería llevarse a cabo; pues si este valor es muy bajo, no se generará suficiente calor en el yacimiento para soportar la combustión-, y si es muy alto, el proceso puede ser económicamente no-viable, debido a los altos

requerimientos de aire, altos costos de compresión y baja producción de crudo. Se mide en libras de combustible por pie cubico de roca o yacimiento (lb/ft³)⁴³.

➤ Avance del frente de combustión.

Con un contenido fijo de combustible, la velocidad o tasa de avance del frente de combustión, depende principalmente del flujo de aire. En la combustión húmeda, esta también varía con la relación agua-aire. Martin et al⁴⁴, estudiaron el efecto del flujo del aire en la velocidad de la combustión mostrando que la velocidad de la combustión es casi directamente proporcional al flujo de aire. A muy bajos flujos de aire es cuestionable si el frente de combustión puede ser sostenido.

➤ Requerimiento De Aire.

El requerimiento de aire puede ser expresado en dos formas diferentes. En trabajos de laboratorio, es expresado en términos de SCF de aire por ft³ de arena quemada. En trabajos de campo es expresada en términos de MMSCF de aire por acre-ft de arena quemada. El requerimiento de aire "A", en MMSCF/acre-ft, puede ser calculado a partir de consideraciones estequiométricas .

➤ Eficiencia De Barrido.

El barrido vertical y areal del frente de combustión tiene una importancia vital en la economía de todo el proyecto.

⁴³ MARTIN, W.L, ALEXANDER, J.D &DEW, JN. Process variables of in situ combustion. Transaction AIME, 213.1958. p 30-33

⁴⁴ MARTIN, WL, ALEXANDER J.D. Factor Affecting Fuel availability and composition during in situ combustion. SPE 296 PA. 1962

➤ Recobro De Crudo.

En el laboratorio, el recobro de petróleo para un programa de combustión in-situ usualmente se ubicara entre el 60 y el 90% del OOIP. El alto recobro de crudo, usualmente resulta de la combustión de crudos móviles, en rocas de alta porosidad que contienen una alta saturación inicial de crudo. Factores de recobro entre el 70 y 80 % pueden ser esperados cuando se quema la roca de 20 a 25 %de porosidad y muy altas saturaciones de crudo. Bajos factores de recobro son obtenidos cuando se queman arenas que contienen crudos asfálticos muy pesados o cuando el crudo es móvil, pero las porosidades y saturaciones son demasiado bajas.

➤ Cambios en las propiedades del crudo.

Dado que se realiza un aumento de la temperatura, los cambios en las propiedades del crudo se ven afectados tales como la gravedad API. Este parámetro debe ser necesario a la hora de crear un screening para el uso de la técnica de combustión in-situ.

➤ Utilización del Oxígeno.

La eficiencia de utilización del oxígeno es uno de los factores más importantes en la evaluación de un proyecto de CIS, pues influencia la economía del proceso de combustión, indicando si el proyecto es rentable o no. Es evidente que una más baja eficiencia de utilización del oxígeno, incrementa los requerimientos de aire y por ende los costos de compresión⁴⁵.

⁴⁵ MARTIN, W.L, ALEXANDER, J.D &DEW, JN. Process variables of in situ combustion. Transaction AIME, 213.1958. p 30-33

3. DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO A PARTIR DEL ANÁLISIS DE GASES DE COMBUSTIÓN

El análisis de los gases de combustión es de los procedimientos más importantes para el análisis y diseño de los procesos de combustión in situ. Gracias a este análisis por medio de la cromatografía se obtienen resultados de las composiciones molares del gas producido; con esto es posible calcular los parámetros que contribuyen al diseño y evaluar el desempeño del proceso. Este capítulo abarca el cálculo de los parámetros de diseño a partir del análisis de los gases producidos en las pruebas de tubo de combustión.

3.1. EQUIPOS PARA EL ANÁLISIS DE GASES

La cromatografía es un método físico de separación para la caracterización de mezclas complejas, la cual tiene aplicación en todas las ramas de la ciencia y la física. Es un conjunto de técnicas basadas en el principio de retención selectiva, cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla de gases, permitiendo identificar y determinar las cantidades de dichos componentes.

Figura No. 8 Cromatógrafo de gases



Fuente: Kinetics of in situ combustion. Mamora, Daulat Debararaja

Las técnicas cromatográficas son muy variadas, pero en todas ellas hay una fase móvil que consiste en un fluido (gas, líquido o fluido súper-crítico) que arrastra a la muestra a través de una fase estacionaria que se trata de un sólido o un líquido fijado en un sólido. Los componentes de la mezcla interaccionan en distinta forma con la fase estacionaria. De este modo, atravesando la fase estacionaria a distintas velocidades y se van separando los componentes. Después de que los componentes hayan pasado por la fase estacionaria, separándose, pasan por un detector que genera una señal que puede depender de la concentración y del tipo de compuesto.

Diferencias sutiles en el coeficiente de partición de los compuestos da como resultado una retención diferencial sobre la fase estacionaria y por tanto una separación efectiva en función de los tiempos de retención de cada componente de la mezcla.

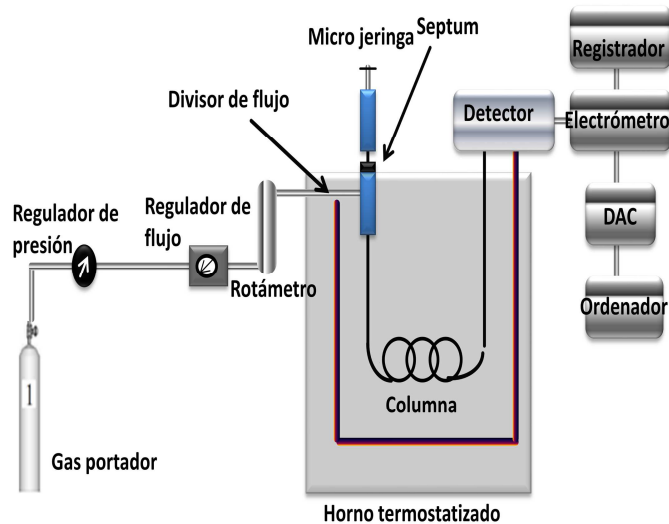
La cromatografía puede cumplir dos funciones básicas que no se excluyen mutuamente:

- Separar los componentes de la mezcla, para obtenerlos más puros y que puedan ser usados posteriormente (etapa final de muchas síntesis).
- Medir la proporción de los componentes de la mezcla (finalidad analítica). En este caso, las cantidades de material empleadas son pequeñas.

A partir de los resultados arrojados por la cromatografía se pueden graficar los resultados de los gases producidos durante y después de terminada la prueba de tubos de combustión en función del tiempo; donde se puede observar si se está produciendo la combustión y si la producción de oxígeno es baja o alta, así se

sabría si est a produciendo reacciones de a altas temperaturas, como lo muestra la figura 9⁴⁶.

Figura No. 9 Diagrama del Cromatógrafo de gases



Fuente: Kinetics of in situ combustion. Mamora, Daulat Debataraaja.

Un análisis realizado por Matthew Ursenbach⁴⁷, muestra como se le realiza la determinación de parámetros de combustión en régimen general y estabilizado con ayuda de los gases producidos en cada prueba; cuando se habla de régimen general quiere decir de toda la prueba o durante todo el proceso de combustión y cuando se habla de régimen estabilizado es durante el cual se tiene un frente de combustión estable y con velocidad constante. El primer paso en este procedimiento para hacer el balance de los gases en régimen general es garantizar que el nitrógeno inyectado sea igual a la de nitrógeno producido.

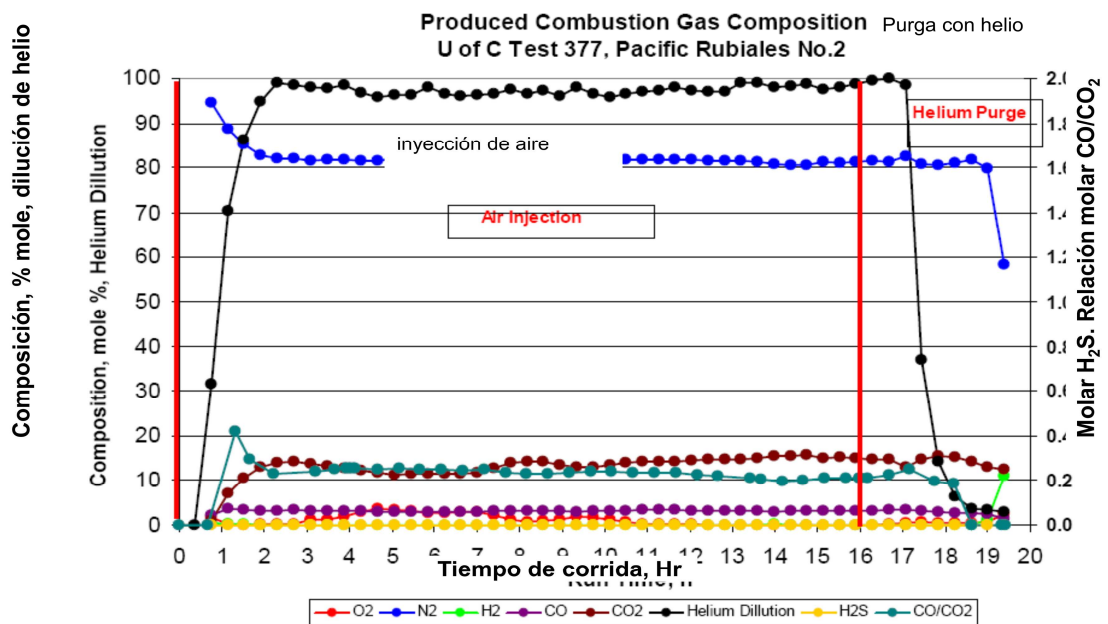
Después de hacer el balance, los parámetros en régimen general son calculados para cada prueba. Estos parámetros se pueden dividir en dos dependiendo como

⁴⁶ MAMORA, DAULAT DEBATARAJA, Ph.D. Kinetic of in situ combustion. Stanford University. 1993

⁴⁷ URSERNBACH. Op. cit., p. 45

influyan en el proyecto de combustión: parámetros de diseño o parámetros de desempeño. Como se puede apreciar en la tabla 3, algunos de estos parámetros son: el aire y el combustible requeridos por unidad de volumen del núcleo quemado, la relación aire / combustible, la relación atómica H/C; la utilización de oxígeno, óxidos de carbono a la proporción de monóxido de carbono, óxidos de carbono a nitrógeno, la fracción en la reacción de oxígeno que se convierte a los óxidos de carbono (único valor estabilizado), la tasa de avance del banco de vapor y las altas temperaturas de avance⁴⁸.

Figura No. 10 Producción de gases de combustión en función del tiempo



Fuente: CRISTOFARI, J, Et al. "Laboratory Investigation of Effect of solvent injection on In Situ Combustion. SPE 99752. 2006

Los parámetros de combustión en régimen general se calculan a partir de la producción acumulada de los componentes de O₂, N₂, CO₂ y CO. Los parámetros estabilizados se basan en la tasa de oxidación de inyección, la tasa equivalente a

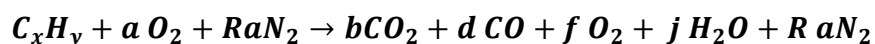
⁴⁸ SARATHI. Op. cit., p 105

la producción de oxígeno, la medida de la composición de los gases producto de la quema y la tasa de avance del frente de combustión durante el período estable es decir para una frente de combustión a velocidad constante.

A partir de estas graficas y con los promedios de porcentajes de los componentes se procede a hacer un análisis estequiométrico de las reacciones de oxidación del combustible a altas temperaturas.

Varias reacciones químicas ocurren durante las pruebas de tubos de combustión. Estas incluyen las reacciones de oxidación de aceite a baja temperatura, craqueo térmico o pirolisis, y reacciones de oxidación a altas temperaturas. Los tres tipos de reacciones ocurren en un proceso de combustión in situ paralelamente, pero generalmente se realiza el análisis de las reacciones de oxidación a altas temperaturas.

La expresión básica que describe la combustión del coque, donde se asume que las reacciones ocurren a altas temperaturas, y donde intervienen los parámetros de combustión antes mencionados, se resumen en la siguiente ecuación estequiometrica:



$$R = \left[\frac{Y_{N_2}}{y_{O_2}} \right]_{gas\ iny.} = \frac{fraccion\ molar\ N_2}{fraccion\ molar\ O_2} \quad (3.1)$$

Donde R es la relación en fracción molar de nitrógeno y oxígeno en el gas inyectado. (a, b, d, f, j coeficientes estequiométricos⁴⁹).

⁴⁹ URSERNBACH MATTHEW G. An overview of laboratory in situ combustion behavior of Athabasca oil sands. The University of Calgary. 1992

3.2 PARÁMETROS DE COMBUSTIÓN

Los elementos para el balance son:

$$a = \frac{[N_2]}{R} \quad f = [O_2] \quad b = [CO_2] \quad d = [CO]$$

$$[\text{Carbón}] \quad x = b + d$$

$$[\text{Oxígeno}] \quad a = b + \frac{d}{2} + f + \frac{j}{2}$$

$$[\text{Hidrogeno}] \quad y = 2j$$

Los parámetros de combustión se pueden dividir en dos grupos:

Tabla 3. Parámetros calculados a partir del análisis de gases

PARAMETROS	
DISEÑO	DESEMPEÑO Y EVALUACIÓN
RELACION OXIGENO/COMBUSTIBLE	REALCION H/C
RELACION AIRE/COMBUSTIBLE	RELACION (CO ₂ +CO)/CO
COMBUSTIBLE REQUERIDO	RELACION (CO ₂ +CO)/N ₂
AIRE REQUERIDO	OXIGENO UTILIZADO
RELACION AIRE/ACEITE	FRACCION DE O ₂ A COX

Los parámetros de diseño son los datos iniciales para la utilización de los métodos de predicción de condiciones operacionales de procesos de combustión a escala de campo, de igual manera, permiten realizar estimaciones económicas del proyecto, ya que es posible calcular la totalidad de aire a inyectar durante el proyecto, de esta manera lograr dimensionar la capacidad de los compresores.

3.2.1 Relación oxígeno/combustible

Es el mínimo volumen de oxígeno requerido para quemar una unidad de masa de combustible, lo que es equivalente a la relación atómica H/C.

$$\frac{\text{Oxígeno}}{\text{combustible}} = \frac{(a) * (\text{moles } O_2)}{\text{moles de combustible}} \quad (3.2)$$

$$\text{Masa molecular del combustible} = (12.011x + 1.008y) \quad (3.3)$$

Donde:

12.0011= masa atómica del carbono y 1.008= masa atómica del hidrogeno.

Asumiendo que el oxígeno consumido en volumen estándar y el combustible en lb por unidad de volumen de formación tenemos⁵⁰:

$$\frac{O_2}{F} = \frac{379 a}{(12.0011 + 1.008y)} \text{ PCS/lb} \quad (3.4)$$

Condiciones estándar (S) = 14.696 psi y 60 °F

$$= \frac{379 * \frac{N_2}{R}}{12.011([CO_2] + [CO]) + 4.032 * \left[\frac{N_2}{R} - [CO_2] - [O_2] \right]} \text{ pies } (ST)^3 / \text{lb} \quad (3.5)$$

⁵⁰ BYL, M. L., MOORE R. G. URSENBACH, M. G. "Field observation of in situ combustion in water flooded reservoir in Kinsella Field". University of Calgary. JCPT 93-01-03. 1993. P 6-7

3.2.2 Relación aire/combustible (AFR)

Este es el volumen de aire requerido para quemar una unidad de masa de combustible por cantidad de carbonos e hidrógenos en el combustible y la relación nitrógeno-oxígeno en el aire.

$$AFR = \frac{\text{Aire}}{\text{combustible}} = \frac{379 * (1 + R) * a}{(12.011x + 1.008 y)} \text{ PCS/lb} \quad (3.6)$$

Es decir está en función del aire producido y la producción acumulada de óxidos de carbono.

Cuando un proceso de combustión in situ está siendo exitoso o el proceso se está llevando de una manera adecuada (régimen de altas temperaturas, HTO) las relación aire-combustible son bajas.

3.2.3 Aire requerido (AR)

El aire requerido (AR) es el volumen de aire requerido para quemar una unidad de volumen de yacimiento y es calculado de la siguiente forma⁵¹:

$$AR = \frac{\text{Volumen de aire inyectado, (PCS)}}{\text{volumen de yto (tubo)quemado(pies}^3)} \quad (3.7)$$

$$= \frac{349 * (1 + R) * \frac{[N_2]}{R}}{12.011([CO_2] + [CO]) + 4.032 * \left(\frac{N_2}{R} - [CO_2] - [O_2]\right)} \quad (3.8)$$

También

⁵¹ NELSON, T. W & MCNEIL, J.S, "How to Engineer an In Situ Combustion Project", The Oil and Gas Journal, June 5, 1961. P 58

$$AR = \frac{u_{aire}}{V_b} \quad (3.9)$$

Donde:

u_{aire} = Es la tasa de flujo de aire inyectado (pies³/ft²)

V_b = es la velocidad de estabilización de la combustión (pies/min)

El valor de la velocidad de estabilización de la combustión es asumido dependiendo de la tasa de inyección y las tasas de producción. La velocidad del frente de combustión para combustión seca y húmeda normal, se calcula a partir de la tasa de avance a una temperatura estabilizada donde se mantiene la región de altas temperaturas. La velocidad de la zona de combustión en una combustión súper húmeda o combustión húmeda incompleta se basan temperaturas cerca a las elevadas temperaturas⁵².

Tabla 4. Aire requerido para quemar un acre-pie de yacimiento de tres campos en función de la gravedad API

Campo	Aire requerido	API
Suplac de Barcau.Rum	18.6 MMSCF/AF	15-18
S. Belridge, CA (Mobil)	16.8 MMSCF/AF	25-30
May-Libby, LA (sun)	10.5 MMSCF/AF	40

Fuente: Fuente: W. Timothy Downd. Improved Oil Recovery. Interstate Oil Compact commission. 1983

⁵² URSERNBACH MATTHEW G. An overview of laboratory in situ combustion behavior of Athabasca oil sands. The University of Calgary. 1992

El aire requerido es un parámetro de tipo económico pues es una de las variables que más inciden en el proceso; además, está ligado a otros factores que influyen en él, como lo es la gravedad API, la viscosidad del aceite in situ, saturación de aceite y la cantidad de arcilla como se puede apreciar en la tabla No. 5, a medida que aumentan estas propiedades en sus valores va a existir un aumento en el requerimiento de aire.

Tabla 5. Factores que afectan el requerimiento de aire

Compuesto (% mol)		Yacimiento-muestra		Fluido	
\$\$\$\$\$	↑	Litología (%arcilla)	↑	Viscosidad	↑
		So	↑	API	↑

Fuente: W. Timothy Downd. Improved Oil Recovery. Interstate Oil Compact commission. 1983

3.2.4 Combustible requerido (FR)

El combustible requerido (FR por sus siglas en inglés Fuel Requirement) para un proceso de combustión es:

$$FR = \frac{AR}{AFR} \quad (3.10)$$

El combustible requerido es teóricamente la masa de hidrocarburo que es consumido para el proceso de combustión. Este parámetro no se tiene en cuenta para el recobro final, ya que para el cálculo del factor de recobro se tiene en cuenta la resta del aceite utilizado como combustible.

Tabla 6. Producción de combustible en función de la gravedad API de tres campos donde se aplico CIS

Campo	Combustible requerido	API
Suplac de Barcau.Rum	2.2 lb/ft3	15-18
S. Belridge, CA (Mobil)	2.09 lbft3	25-30
May-Libby, LA (sun)	0.8 lb/ft3	40

Fuente: W. Timothy Downd. Improved Oil Recovery. Interstate Oil Compact commission. 1983

Hay que resaltar que este parámetro aumenta a medida que aumenta la cantidad de aire requerido, por consiguiente, los factores que influyen al aumento de la cantidad del aire requerido también aumentan de manera directa para el aumento en el valor del combustible requerido.

3.2.5 Relación aire- aceite (AOR)

Esta relación desarrollada por R.G. Moore & S. A. Metha⁵³, nos indica que cantidad de aire es necesaria para barrer o desplazar una unidad de volumen de aceite en el yacimiento o en el tubo de combustión.

Para esta relación es necesario saber:

P_o = densidad del aceite (Lb / pies³ (ST))

AFR = relación aire-combustible (pies³ (ST) / lb)

S_{of} = saturación equivalente al aceite como combustible.

⁵³ GUTIERREZ, D. SPE. Et. al "Recovery Factor in High- Pressure Air Injection Projects Revisited". Universidad de Calgary. 2007. P. 7

B_o = factor volumétrico de formación

S_{om} = saturación de aceite mobil

Partiendo de las siguientes relaciones se puede hallar la relación aire-aceite:

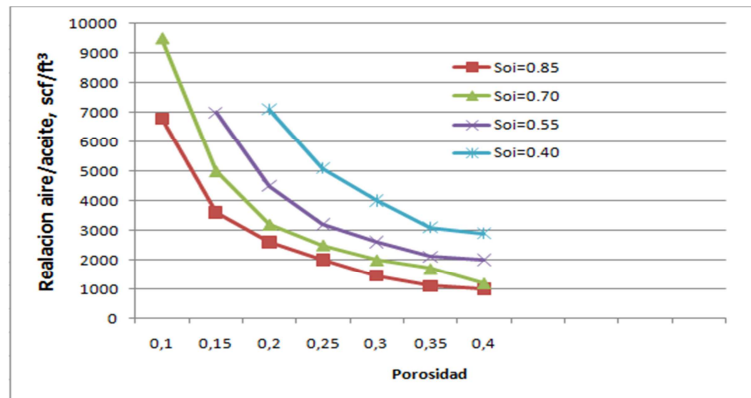
$$S_{of} = \frac{AR}{\phi * \rho_o * AFR} \quad (3.11)$$

$$S_{om} = S_{oi} - S_{of} \quad (3.12)$$

$$AOR = \frac{AR * B_o}{\phi * S_{om}} \quad (3.13)$$

La relación aire-aceite depende de manera significativa con la el volumen poroso del yacimiento, además de la distribución de este en la roca⁵⁴.

Figura No. 11 Sensibilidad de la relación aire/ aceite con la porosidad, a diferentes saturaciones de aceite inicial

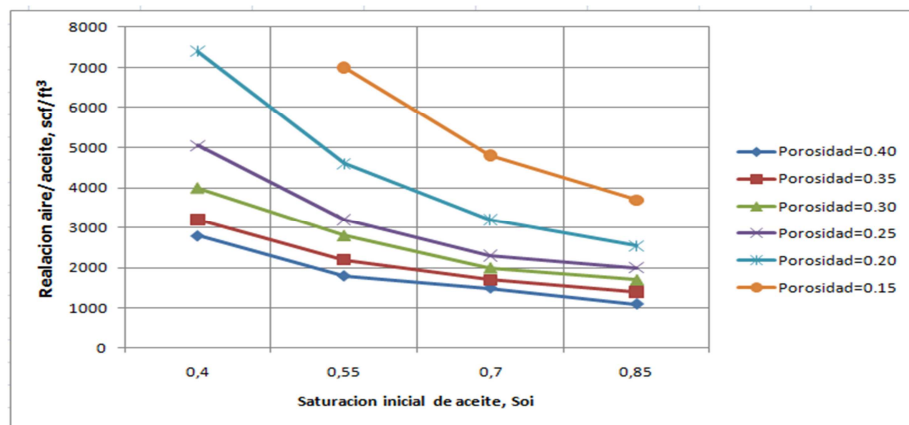


Fuente: MOORE R.G. Observations and Design Considerations For In Situ Combustion Projects.
University of Calgary.

⁵⁴ GUTIERREZ. Op. Cit. P. 8

Como se puede observar en la figura 11, en la sensibilidad que se hizo en una prueba de laboratorio de un crudo pesado de 21,9 %A PI, donde se observa que a medida que aumenta la porosidad a una misma saturación de aceite, disminuye la relación aire petróleo, y de la misma manera para una misma manera en la figura 12 se muestra como varia la relación aire/ aceite a una misma porosidad y a diferente saturación de aceite inicial.

Figura No. 12 Sensibilidad de la relación aire/aceite con la saturación de aceite inicial, a diferentes porosidades



Fuente: MOORE R.G. Observations and Design Considerations For In Situ Combustion Projects.
The University of Calgary.

El siguiente capítulo se describe cómo utilizar los parámetros de combustión ya establecidos, a partir del análisis de los gases de combustión; de esta forma poder calcular las variables de diseño dependiendo del método de predicción que se utilice.

4. MÉTODOS DE DISEÑO DE PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU A PARTIR DE PRUEBAS DE TUBO DE COMBUSTIÓN

Cuando se considera la posibilidad de efectuar un proceso de combustión in situ en un campo petrolero, lo primero que se tiene que analizar es: ¿Qué datos son necesarios? ¿Qué es lo primero que se tiene que hacer? ¿Qué es lo segundo? ¿Y qué es lo que sigue después?, estas y otras preguntas más son con frecuencia las que tiene que enfrentar un ingeniero de petróleos

De primera instancia se tiene que evaluar la posibilidad comercial y técnica del proyecto de combustión in situ, para esto, se han establecido cinco importantes parámetros de diseño que son necesarios determinar antes de iniciar el proyecto a escala de campo, los cuales son:

- Cantidad total de aire requerido.
- Tasa y presión de inyección de aire para mantener la combustión.
- Cantidad de aceite a ser producido.
- Tasa de aceite al cual se va producir.
- Costos de operaciones⁵⁵.

Estos parámetros claves son calculados a partir del análisis de los gases producidos en las pruebas de tubos de combustión. Con este análisis y demás información del campo donde se va implementar la combustión in situ, se procede a calcular los parámetros de diseño, según el método que el ingeniero dese utilizar, para lo cual se debe seguir una metodología. A continuación se describen los pasos necesarios para implementar los diferentes métodos encontrados en la literatura.

⁵⁵ NELSON, T. W & MCNEIL, J.S, "How to Engineer an In Situ Combustion Project", The Oil and Gas Journal, June 5, 1961. P 58

El diseño de un proyecto de combustión in situ, involucra la elección del tipo de combustión, en seco o húmeda, la configuración del patrón de pozos, tasas de inyección de agua y aire, intervalos completados de pozos inyectoros y productores, facilidades para la compresión de aire y para el tratamiento de crudo y gases de chimenea producidos.

Varias propuestas para el cálculo de parámetros de diseño han sido desarrolladas, sin embargo, las más utilizadas en el momento de hallar los parámetros de diseño son las propuestas que se establecen en pruebas de laboratorio, específicamente de pruebas de tubo de combustión, como lo son los métodos propuestos por Nelson & McNeil⁵⁶, Gates & Ramey⁵⁷ (llamado método del volumen quemado) y por R.G. Moore Et. Al⁵⁸. (Modificación del método de Nelson & McNeil).

En el método de Nelson & McNeil, el primer paso es seleccionar un patrón y determinar la eficiencia de barrido areal para establecer el programa de tasas de inyección y el tamaño de las facilidades de compresión. Los tubos de combustión son necesarios para determinar el contenido de combustible y los requerimientos de aire. Por otro lado, el método de Gates & Ramey utiliza la relación aceite recuperado/volumen quemado y la correlación de exceso de aire empleada por ellos el cual fue desarrollada por los autores a partir de la prueba piloto, en el campo South Belridge. Los datos necesarios para el uso de estos métodos, incluyen aceite original in-situ al inicio del proyecto, saturación inicial de gas, contenido de combustible, requerimientos de aire, y eficiencia de utilización de oxígeno.

⁵⁶ NELSON, T. W & MCNEIL, J.S, "How to Engineer an In Situ Combustion Project", The Oil and Gas Journal, June 5, 1961. P 58

⁵⁷ GATES, C. F., RAMEY, H. J. Jr. "Field Result Of South Belridge Thermal Recovery Experiment". Trans, AIME. P 213-236

⁵⁸ MOORE, R. G., LAURESHEN, C. J., URSENBACH, M.G., MEHTA, S. A., BELGRAVE. J. D. M. U. of Calgary. Combustion/Oxidation behavior of Athabasca oil sands bitumen. SPE 59483 PA, 1999

4.1 MÉTODO DE NELSON & MCNEIL

Nelson & McNeil (1961) presenta un procedimiento ingenieril para evaluar el desarrollo de un proyecto de combustión in situ en modo seco. A pesar que se hace un amplio número de suposiciones, el método está soportado en experiencias de campo y da unos estimativos razonables de los parámetros de diseño del proyecto de combustión. Este método está dividido en 4 partes importantes:

- Total de aire requerido en el proyecto.
- Tasa de inyección de aire.
- Total de aceite recuperado.
- Tasa de producción de aceite y agua.

El método es relativamente sencillo y requiere de datos de pruebas experimentales con tubos de combustión, datos de las propiedades petrofísicas y dimensionales del yacimiento.

Para la implementación de este método se hacen las siguientes suposiciones:

- En cualquier reacción de combustión, la cantidad de aire requerido está gobernado por la cantidad de combustible quemado y la eficiencia de utilización de oxígeno.
- Normalmente el combustible quemado es 200 a 300 barriles por acre-ft de formación quemada, pero es una suposición con poca exactitud, afectando los resultados de una evaluación considerablemente.
- Condiciones de la prueba cercanas a las de yacimiento, en porosidad y saturaciones de los fluidos.

- El consumo de combustible se determina con base a la cantidad de arena quemada, la cantidad y composición de los gases producidos.
- El nitrógeno es completamente inerte en la reacción, y no se acumula ninguna cantidad de este en la muestra durante la prueba. Esto significa que la cantidad de nitrógeno inyectado es igual al producido.
- El flujo de aire será diferente de punto a punto a lo largo del frente de combustión, dependiendo de la ubicación relativa de los inyectores y los productores y la posición del frente de combustión. Si el flujo de aire en un lugar no es suficiente para la combustión, el frente se apaga y trae una eficiencia de barrido areal limitada. Nelson y McNeil para fines de dicho cálculo introducen un término de flujo adimensional (i_D) con el fin de determinar la tasa de inyección de aire requerido para lograr una eficiencia de barrido.

4.1.1 Aire total inyectado

Para procesos de combustión in situ, la cantidad total de aire inyectado es directamente proporcional al combustible utilizado; basado en esto, en resultados obtenidos en campo y laboratorio, se ha determinado como una regla de la mano derecha que la cantidad de combustible comúnmente quemado está entre 200 bbl/acre-ft y 300 bbl/acre-ft; sin embargo, basados en este rango sería muy riesgoso elegir de una manera preliminar la cantidad de aire que será utilizada en el proyecto, ya que este intervalo es bastante extenso y simplemente es un valor de referencia, que podría ser inadecuado para dar un veredicto final sin alguna evaluación adicional⁵⁹.

⁵⁹ NELSON, T. W & MCNEIL, Op. cit., p. 58

Con el fin de estimar mejor la cantidad de aire total a inyectar en el proyecto, se analizan los resultados de las pruebas de laboratorio, más exactamente se observan la cantidad de gases de chimenea producidos y su respectiva fracción composicional de CO₂, CO, N₂ y O₂; cabe mencionar que para este método, el N₂ es considerado inerte, es decir que no se acumula en el yacimiento. Basados en estas observaciones y en el hecho de que el volumen y la composición de aire utilizado en la prueba, que se considera únicamente de N₂ y O₂ son parámetros conocidos en el experimento, por lo tanto se puede realizar el primer estimativo sobre el aire a inyectar partiendo por el cálculo del N₂ producido durante la combustión, de la siguiente forma:

$$V_{N_2}^{Prod} = \left[V_g * \frac{N_{2g}}{100} \right] \quad \langle PCS \rangle \quad (4.1)$$

Donde:

- V_g Volumen total de gases de chimenea producidos durante la prueba.
- N_{2g} composición del N₂ en porcentaje molar de los gases de chimenea de la prueba de laboratorio.
- $V_{N_2}^{Prod}$ volumen de Nitrógeno producido durante la prueba.

Ahora, como ya se había mencionado el nitrógeno producido es igual al inyectado, y así podemos calcular el N₂ inyectado:

$$V_{N_2}^{iny} = V_{N_2}^{Prod} = \left[V_g * \frac{N_{2g}}{100} \right] \quad \langle PCS \rangle \quad (4.2)$$

Donde:

- $V_{N_2}^{iny}$ volumen de Nitrógeno inyectado durante la prueba.

De la relación estequiometrica de una combustión se puede determinar que el oxigeno total inyectado se puede calcular de la siguiente manera:

$$V_{O_2}^{Iny} = \left[V_g * \frac{N_{2g}}{100} \right] * \frac{O_{2a}}{N_{2a}} \quad \langle PCS \rangle \quad (4.3)$$

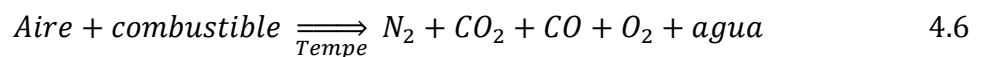
Donde:

- O_{2a} composición del O_2 en porcentaje molar del aire inyectado durante la prueba.
- N_{2a} composición del N_2 en porcentaje molar del aire inyectado durante la prueba
- El aire inyectado está compuesto únicamente de nitrógeno y oxigeno, por lo tanto el volumen total de aire inyectado esta dado por:

$$V_a = V_{N_2}^{iny} + V_{O_2}^{iny} \quad \langle PCS \rangle \quad (4.4)$$

$$V_a = \left[V_g * \frac{N_{2g}}{100} \right] + \left[V_g * \frac{N_{2g}}{100} \right] * \frac{O_{2a}}{N_{2a}} \quad \langle PCS \rangle \quad (4.5)$$

Como ya es sabido el aire inyectado es directamente proporcional al aceite quemado; por medio de los resultados del laboratorio podemos encontrar una relación entre estos dos parámetros, pero antes se debe calcular cantidad de combustible quemado, partiendo de la relación estequiometrica de la combustión:



El combustible quemado se asume que está compuesto únicamente de carbono e hidrogeno. El carbono quemado corresponde solamente al producido en forma de dióxido y monóxido de carbono, por lo tanto:

$$W_C = \left\{ V_g * \left[\frac{CO_g}{100} + \frac{CO_{2g}}{100} \right] \right\} * \frac{12}{379} \quad \langle lb \rangle \quad (4.7)$$

Donde:

- W_C libras de carbono quemadas en una combustión.
- CO_g composición del CO en porcentaje de volumen en los gases de chimenea de la prueba de laboratorio.
- CO_{2g} composición del CO₂ en porcentaje de volumen en los gases de chimenea de la prueba de laboratorio.
- Donde el factor $\frac{12}{379}$ es utilizado para pasar de scf a lb. Donde la constante 379 se refiere al volumen (en pies cúbicos estándar) ocupado por una mol de gas a condiciones de referencia.

Por otro lado, el hidrogeno se calcula de acuerdo a la relación estequiometrica de la combustión, la cual indica que para producir una molécula de agua se necesitan dos átomos de hidrogeno por cada átomo de oxigeno, por lo tanto debemos calcular el oxigeno que queda para formar agua y multiplicarlo por dos para calcular las libras hidrogeno, así:

$$W_H = 2 * \left[V_{O_2}^{Iny} - V_g * \left\{ \frac{CO_g}{100 * 2} + \frac{CO_{2g}}{100} + \frac{O_{2g}}{100} \right\} \right] * \frac{2}{379} \quad \langle lb \rangle \quad (4.8)$$

Donde:

- W_H libras de hidrogeno quemadas en una combustión.

- O_{2g} composición del O_2 en porcentaje de volumen en los gases de chimenea de la prueba de laboratorio.

Finalmente el combustible total quemado sería la suma de las ecuaciones 4.7 y 4.8:

$$W_F = W_c + W_H \langle lb \rangle \quad (4.9)$$

Donde:

- W_F libras de combustible quemadas en una combustión en el laboratorio.

Pero la cantidad de combustible que fue calculada anteriormente está en libras y por practicidad y entendimiento es mejor relacionarla con el volumen que se está quemando, por esta razón, ahora es determinada en relación al volumen del tubo utilizado en la prueba de laboratorio:

$$V_{arena}^{quemada} = \frac{\pi D^2 L}{4} \langle pies^3 \rangle \quad (4.10)$$

Donde:

- $V_{arena}^{quemada}$ volumen de arena quemada.
- D diámetro del tubo utilizado en la prueba.
- L longitud del tubo utilizado en la prueba

Y ahora se puede determinar la relación mencionada con respecto al volumen de arena que se quemó en el laboratorio:

$$WF_{arena} = \frac{4 * W_F}{\pi D^2 L} \langle \frac{lb}{pies^3} \rangle \quad (4.11)$$

Donde:

- WF son las libras de combustible quemado por pie cubico de arena (laboratorio). Pero el valor de este parámetro debe ser calculado en relación a la cantidad de arena que se quemaría en el yacimiento, lo cual se obtiene de multiplicar el valor de WF_{arena} por un factor de escalamiento F :

$$WF = \frac{4 * WF_{arena} * F}{\pi D^2 L} \left\langle \frac{lb}{pies^3} \right\rangle \quad (4.12)$$

Donde:

- WF son las libras de combustible quemado por pie cubico de yacimiento quemado o también llamado concentración de combustible.
- F es un factor de corrección para corregir la diferencia entre la porosidad de la arena utilizada en el laboratorio y la del yacimiento y esta expresado por :

$$F = \frac{1 - \phi_R}{1 - \phi_p} \quad (4.13)$$

Donde:

- ϕ_R porosidad el yacimiento.
- ϕ_p porosidad de la muestra en el tubo de combustión.

Por último con las ecuaciones 4.10, 4.12 y 4.13, se puede calcular el aire total inyectado por volumen de yacimiento quemado:

$$A = \frac{V_a(scf)}{W_F(lb)} WF \left(\frac{lb}{ft^3} \right) * F = \frac{4 * F * V_a}{\pi D^2 L} \left\langle \frac{PCS}{pies^3} \right\rangle \quad (4.14)$$

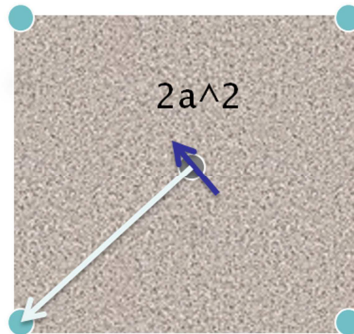
Donde:

- A aire total inyectado o requerido por volumen de yacimiento quemado.

Este parámetro es una de las grandes incógnitas que se presenta a la hora de implementar un proyecto de combustión in-situ, el cual muestra la cantidad de aire que se debe inyectar para quemar cierto volumen de yacimiento. Sin embargo, esta cantidad de aire está regida por la eficiencia volumétrica, E_V que tenga el barrido del frente de combustión a lo largo del yacimiento, la cual se define como el producto de la eficiencia areal por la eficiencia vertical.

La eficiencia de barrido en un proceso depende principalmente del patrón o arreglo de pozos seleccionado; este arreglo en procesos de combustión in-situ es generalmente un patrón de 5 puntos normal (Figura 13), para el cual, considerando una relación de movilidad infinita, es decir que la movilidad del aire inyectado es mucho mayor que la del aceite desplazado, se ha determinado a partir de modelos de laboratorio que la eficiencia de barrido areal es de un 62.6%. Se cree que una relación de movilidad infinita representa las condiciones de flujo en procesos de combustión. Por otro lado, para la eficiencia vertical existe un intervalo bastante grande entre 35% y 95% el cual fue determinado a partir de datos de corazones; pero considerando que se debe tener un factor de seguridad en estos cálculos, se recomienda una eficiencia de barrido vertical del 100%. Este valor tiene en cuenta el paso del aire hacia el frente, por que como ya se menciono los gases pueden viajar con mayor facilidad que el aceite (relación de movilidades infinitas) y una eficiencia de combustión más pobre que la obtenida en el laboratorio. Por lo tanto, la eficiencia de barrido volumétrica es, $E_V = 62.6\%$, para un patrón de 5 puntos normal con relación de movilidades infinita.

Figura No. 13 Representación de un patrón de 5 puntos normal



Fuente: Tomado de Nelson T. y McNeil J. How to Engineer an In Situ Combustion Project.

Finalmente para calcular la cantidad de aire total inyectado a un yacimiento en el proyecto de combustión in-situ debemos conocer el volumen del patrón de cinco puntos para el cual conocemos que el espaciamiento entre pozos designado por la letra a tendrá un área de $2a^2$ y un espesor h . ahora se calcula el aire total inyectado para un patrón de 5 puntos normal de un espesor h , basados en una prueba de laboratorio con la siguiente expresión:

$$V_T = \frac{Ev * A * [2 * a^2 * h]}{10^6} \quad \langle MMPCS \rangle \quad (4.15)$$

Donde:

- V_T Volumen total de aire a inyectar o requerido en un proyecto de combustión in-situ para un arreglo de pozos de 5 puntos normal.

4.1.2 Tasa de inyección de aire

La tasa de inyección de aire está regida e influenciada por tres factores principalmente. El primero de ellos es la velocidad de avance del frente de combustión, la cual es directamente proporcional a la tasa de inyección, ya que si el frente de combustión se mueve rápidamente, se debe inyectar a una mayor tasa.

La velocidad del frente de combustión debe ser lo más rápida posible ya que esto implicaría que el yacimiento se quemara más rápido y por lo tanto las tasas de producción del aceite serían mayores, sin embargo, este máximo está limitado por la posibilidad de manejo que tengan los pozos productores del aceite, por lo tanto, para obtener dicha velocidad o más específicamente mayores tasas de producción de aceite se debe inyectar aire a una tasa relativamente alta.

Por otra parte, la velocidad del frente de avance de combustión debe ser tan baja que requiera un mínimo de aire, el cual sea suficiente para mantener la combustión in-situ. Las experiencias de campo y laboratorio han mostrado que los valores de la velocidad de avance del frente de combustión están entre 0.5 pies por día (0,152 metros por día) y 0,125 pies por día (0,038 metros por día); sin embargo, cabe mencionar que estos valores se encuentran limitados a espesores de formación entre 20 y 30 pies. Matemáticamente hablando la velocidad del frente de avance se relaciona con la tasa de inyección de aire, mediante la siguiente ecuación:

$$u = A * v \text{ (PCS/d * pies}^2\text{)} \quad (4.16)$$

Donde:

- u es el flujo de aire. (PCS / día * pies²)
- v velocidad del frente de avance. (pies / día)

El segundo factor que gobierna la tasa de inyección de aire es la eficiencia volumétrica de barrido, E_v , representa la falta de combustión en ciertas regiones. La relación de este factor con la tasa de inyección de aire es dada por un parámetro adimensional denominado término de flujo, el cual fue desarrollado a partir de pruebas de laboratorio, y es definido como:

$$i_D = i_A / u_{min} * Area \quad (4.17)$$

Donde:

- i_A máxima tasa de inyección de aire. MM pies³ (ST)/ día
- u_{min} flujo de aire mínimo para mantener la combustión. PCS / día* pie²
- i_D termino de flujo.

El término de flujo establece la tasa de inyección de aire necesaria para lograr una eficiencia de barrido de la zona de combustión para un flujo mínimo de aire en un yacimiento con un patrón y un área específica. Basados en experiencias de laboratorio para un patrón de cinco puntos normal, se determino una relación entre la eficiencia de barrido areal y el término de flujo, la cual es mostrada en la Tabla No. 7.

Tabla 7. Eficiencias de barridos areal para términos de flujo específicos

Termino de flujo	Eficiencia areal (%)
3.39	50
4.77	55
6.06	57.5
∞	62.6

Fuente: Tomado de Nelson T. y McNeil J. How to Engineer an In Situ Combustion Project.

Previamente el aire total inyectado había sido calculado con una eficiencia de barrido del 62,6%, pero como se puede observar en la Tabla 8 para obtener dicha eficiencia se requiere un término de flujo infinito, lo que indica que se requieren tasas de inyección muy altas, las cuales no son económicamente viables, o simplemente en el ámbito físico serian imposibles. Por lo tanto, se debe escoger

una eficiencia de barrido tan alta como sea posible, para la cual corresponda un término de flujo que implique tasas que sean física y económicamente razonables. Por esta razón los autores recomiendan para un patrón de 5 puntos, que se use una eficiencia del 55% para la cual concierne un término de flujo de 4,77 y una tasa de inyección que es expresada por la siguiente ecuación:

$$i_A = i_D * u_{min} * Area \quad \langle PCS/dia \rangle \quad (4.18)$$

Donde:

- i_A tasa máxima de aire. Pies³ (ST)/ día
- $i_D = 4,77$ es el término de flujo correspondiente para una eficiencia de barrido de 55%.
- u_{min} flujo mínimo de aire que es calculada con la ecuación 4.19 a la velocidad mínima de avance (0,125ft/d), así:

$$u_{min} = A * 0,125 \quad PCS/dia * pie^2 \quad (4.19)$$

Reemplazando la ecuación 17 en la 16 se obtiene la tasa máxima de aire:

$$i_A = i_D * A * 0,125 * Area \quad \langle PCS/dia \rangle \quad (4.20)$$

Por último, el tercer factor que afecta la tasa de inyección de aire son las condiciones operacionales, que se deben tener en cuenta para la planeación del calendario de inyección de aire del proyecto, debido que la tasa varía a medida que transcurre el proyecto; esta variación se divide en tres etapas. La primera de ellas corresponde a un aumento en la tasa de inyección de aire desde cero hasta su máximo, i_A considerando una velocidad de avance del frente, v_1 de 0.5 ft/día. En esta etapa el aumento de tasa de inyección de aire es expresada como:

$$i_1 = 2\pi * r_1 * h * A * v_1 \quad \langle PCS/dia \rangle \quad (4.21)$$

Donde:

- i_1 aumento de la tasa de inyección de aire en la primera etapa.
- r_1 radio de avance del frente de combustión, pies
- h espesor del yacimiento, pies
- v_1 velocidad del frente de combustión, pies / día.

Como se puede observar en la ecuación la tasa cambia de forma lineal a medida que aumenta el radio, esto se debe a que según estudios de laboratorio la velocidad del frente de avance en la primera etapa de proceso es puramente radial hasta que el 10% del yacimiento es barrido. Por otro lado, el tiempo en días que debe durar el incremento de la tasa en la primera etapa, es decir el parámetro que rige el calendario e inyección, está representado con la siguiente ecuación:

$$t_1 = \frac{r_1}{v_1} = \frac{i_a}{2\pi h A v_1^2} \quad \langle dias \rangle \quad (4.22)$$

Donde:

- t_1 tiempo que dura el incremento en la tasa.

Y ahora para calcular el volumen total inyectado en la primera etapa simplemente se multiplica la tasa i_a por el tiempo t_1 de inyección, así:

$$V_1 = \frac{i_a * t_1}{2 * 10^6} \quad \langle MMPCS \rangle \quad (4.23)$$

Donde:

- V_1 volumen total de aire inyectado en la primera etapa.

Cuando el proyecto ya está en su tercer o última etapa empieza una disminución lineal de la tasa de inyección de aire desde su valor máximo hasta cero, por lo cual se asume que esta disminución tiene la misma proporción que el aumento presentado en la primera etapa, en un mismo intervalo de tiempo y en consecuencia un mismo volumen de aire inyectado, es decir:

$$t_3 = t_1 \quad (4.24)$$

$$V_3 = V_1 \quad (4.25)$$

La única etapa donde falta definir los parámetros es entonces la segunda etapa o intermedia, en esta etapa se inyecta a una tasa igual a la máxima tasa i_a , y el volumen total inyectado en esta etapa es calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 \quad \langle MMPCS \rangle \quad (4.26)$$

$$V_2 = V_T - V_1 - V_3 \quad \langle MMPCS \rangle \quad (4.27)$$

Donde:

- V_T Volumen total de aire a inyectar en un proyecto de combustión in-situ para un arreglo de pozos de 5 puntos normal, calculado con la ecuación 4.14.

Y el tiempo que dura la disminución de la tasa es calculado así:

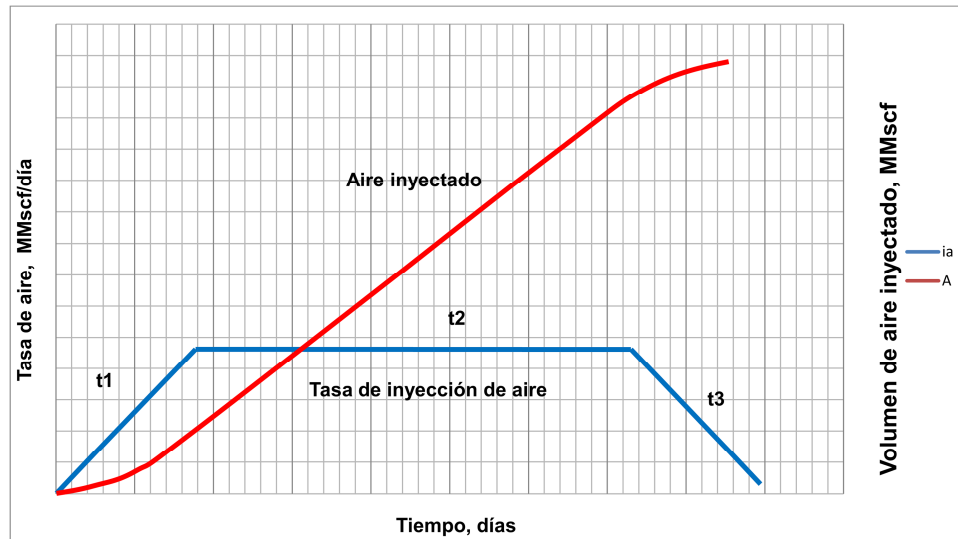
$$t_2 = 10^6 V_2 / i_a \quad \langle dias \rangle \quad (4.28)$$

Por último, el tiempo total requerido para un proceso completo de combustión in-situ es:

$$t_T = t_1 + t_2 + t_3 \quad \langle \text{dias} \rangle \quad (4.29)$$

A partir de los cálculos realizados para cada etapa se realiza un grafica, como la mostrada en el Figura 14, que representa las tasas de inyección y el volumen de aire inyectado a lo largo del proyecto para un patrón de pozo.

Figura No. 14 Calendario de las tasas de inyección de aire en un proyecto de combustión in-situ



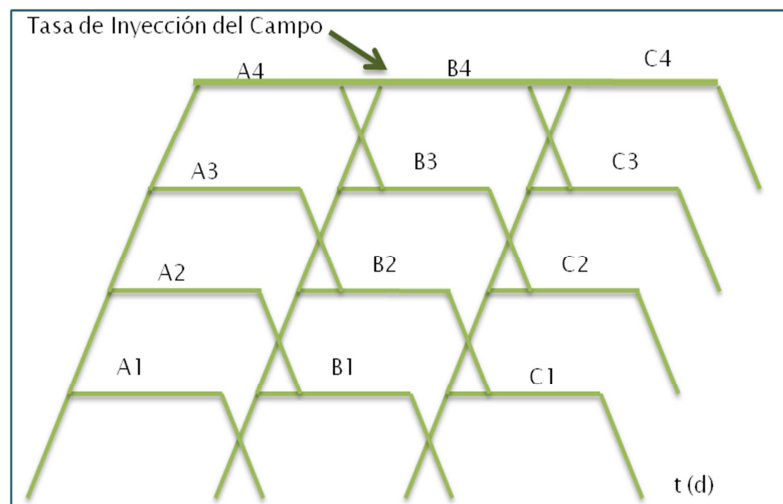
Fuente: Tomado de Nelson T. y McNeil J. How to Engineer an In Situ Combustion Project.

En el grafico anterior se puede apreciar que no es económicamente viable operar un patrón a la vez, debido a la una gran cantidad de las facilidades de compresión estarían sin usar en la primera y última etapa del proyecto, sin embargo, la solución a este problema está en operar varios patrones simultáneamente pero escalonados, de modo que cuando unos patrones tengan la demanda de aire más baja los otros estén en el pico más alto de demanda de aire, para que así la demanda en compresores sea constante y no se dejen de usar algunos.

Se ha encontrado que para un arreglo de cuatro patrones operando simultáneamente pero escalonados bajo una operación secuencial la carga sobre los compresores es constante, como es mostrado en la figura 13, y el proyecto

sería económicamente viable. Para mantener dicha carga, el proceso es llevado a cabo continuamente en el campo, es decir, una nueva secuencia empieza cuando la anterior está en la etapa final; la selección del orden de patrones a quemar se realiza de manera tal que el yacimiento sea barrido en dirección Noreste-Suroeste o Noroeste-Sureste o viceversa.

Figura No. 15 Calendarios de inyección de aire para la quema simultánea de cuatro patrones de cinco puntos normal



Fuente: Tomado de Nelson T. y McNeil J. How to Engineer an In Situ Combustion Project.

4.1.3 Presión de inyección de aire

La mejor manera de determinar la presión de inyección del aire es a partir de una prueba piloto, a partir de la cual se elige la presión a la que se obtienen los mejores resultados de recobro y tasa de producción de aceite; no obstante, esto no es posible o económicamente viable en la mayoría de los casos, y particularmente para a campos donde se va aplicar por primera vez combustión in-situ o en campos relativamente pequeños. Nelson y McNeil desarrollaron una ecuación que permite estimar la presión de inyección, a partir de la ecuación de flujo estable para un patrón de cinco pozos normal, con la suposición de que el frente es fundamentalmente radial cuando se requiere la máxima presión de

inyección es decir, cuando se alcanza la máxima tasa de inyección, así, la expresión que permite calcular la presión de inyección es:

$$P_{iw}^2 = P_w^2 + \frac{i_a \mu_a T}{0,703 k_g h} \left[\ln \frac{a^2}{r_w v_1 t_1} - 1,238 \right] \quad \langle psia \rangle \quad (4.30)$$

Donde:

- P_{iw} : es la presión de inyección en fondo.
- P_w : presión de fondo fluyendo.
- T : Temperatura en Fahrenheit
- μ_a : viscosidad del aire a temperatura T
- k_g : permeabilidad relativa al aire

Los valores de i_a , t_1 , son valores que se calculan como se mostro anteriormente, la P_w se considera igual a la presión atmosférica del campo, ya que se considera que los pozos productores se mantendrán totalmente drenados cuando se alcance la máxima presión de inyección, la k_g si es posible debe ser estimada con pruebas de laboratorio en corazones que provengan del campo, pero en dado caso que no se pueda esta debe ser asumida como un 5% de la permeabilidad absoluta del campo.

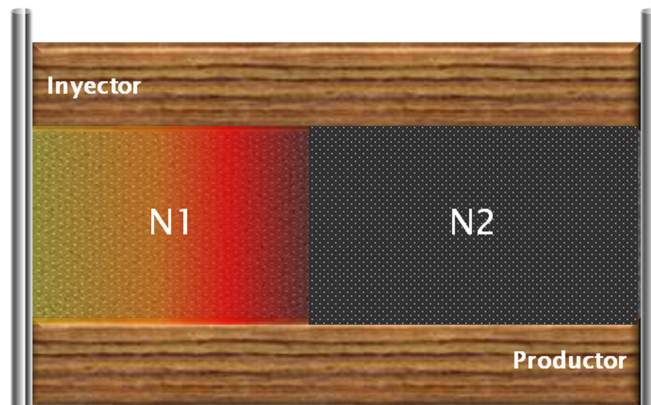
4.1.4 Aceite total recuperado

Si bien, los mecanismos que permiten la producción de aceite en un proceso de combustión in-situ no han sido establecidos con claridad⁶⁰, si se sabe que la

⁶⁰ NELSON, T. W.; MCNEIL, Op. cit., p. 58-65.

cantidad total de aceite desplazado proviene de dos fuentes, la región quemada y la región no quemada como es mostrado en la figura 16.

Figura No. 16 Esquema de zonas productoras en un proceso de combustión in-situ



Fuente: Grimaldos, Franklin. "Métodos para diseñar proyectos de combustión in situ". GRM.UIS. 2009.

El factor que rige la producción de aceite de la región quemada, es la eficiencia volumétrica de barrido del frente que como ya se menciono tiene un valor del 55%, y el aceite proveniente de esta zona se calcula como una resta entre el aceite original menos el aceite que se quema como combustible, así:

$$N_1 = 43560 \left[\left(\frac{S_o * \phi_R}{5,61 * 10^4} \right) - \left(\frac{WF}{\rho_o} \right) \right] \left\langle \frac{bbl}{acre * pie} \right\rangle \quad (4.31)$$

Donde:

- N_1 : barriles de aceite producidos de la zona quemada
- S_o : es la saturación de aceite previa a la aplicación de proyecto.
- WF : son las libras de combustible requerido por acre-ft de yacimiento quemado.
- ρ_o : es la densidad de un crudo en lb por barril.

Por otro lado, la producción de aceite de la zona no quemada depende de un gran número de factores, tales como, viscosidad del aceite, permeabilidad del yacimiento, drenaje gravitacional y la cantidad de fluidos de desplazamiento que avanzan más allá del frente de combustión (los gases de chimenea producto de la combustión que afectan la movilidad del aceite), estos factores son dependientes a su vez de los efectos y del mismo frente de combustión. A partir de pruebas hechas en corazones se ha determinado que en yacimientos de aceite pesado, más de la mitad del aceite en esta zona es producido por una combinación de drenaje gravitacional y empuje por gases calientes (aire o gases de chimenea). Por lo cual para propósitos de diseño se asume un factor de recobro del 40% y el aceite proveniente de esta zona es calculado de la siguiente manera:

$$N_2 = 0,4 * 43560 * \left[\frac{S_o * \phi_R}{5,61 * 10^4} \right] \left\langle \frac{bbl}{acre * pie} \right\rangle \quad (4.32)$$

Donde:

- N_2 barriles de aceite producidos de la zona no quemada

Finalmente se calcula el aceite total producido como relación entre N_1 y N_2 expresada como:

$$N_3 = E_v * N_1 + (1 - E_v) * N_2 \left\langle \frac{bbl}{acre * pie} \right\rangle \quad (4.33)$$

4.1.5 Tasa de producción de aceite y agua

Según experiencias exitosas de proyectos de combustión in-situ, la tasa de aceite incrementa suavemente al inicio del proyecto, luego aumenta muy rápidamente hasta la primera mitad del proyecto a medida que el calor penetra y alcanza los pozos productores, y luego declina suave y gradualmente hasta cero.

Por otro lado, definir un calendario de producción específico como el definido para la inyección de aire es prácticamente imposible ya que los factores que influyen en la producción de aceite varían considerablemente de un yacimiento a otro, por lo cual, se requeriría información más precisa. Por lo tanto, se considera que la tasa de producción de aceite es proporcional a la tasa de inyección de aire y la relación aceite producido por aire inyectado permanece constante, lo que es razonable operacionalmente. No obstante, esto puede conllevar a errores en la estimación de las facilidades de superficie, pero al igual que el problema presentado con los compresores, este también se puede solucionar con la quema de varios patrones de manera progresiva y sucesiva lo que permite que la tasa de producción del campo sea constante y no sean subestimadas las facilidades de producción⁶¹.

Ahora se puede calcular una tasa como una relación del aceite que se produce por cada millón de pies cúbicos estándar inyectado, así:

$$T_{oil}^{produc} = \frac{E_v * N_1 + [(1 - E_v) * N_2] * 10^6}{E_v * A} \langle bbl/MMPCS \rangle \quad (4.34)$$

Donde:

- T_{oil}^{produc} : es la tasa de producción de aceite.

Agua producido por MMscf de aire W_p

$$W_p = 43560 * \frac{E_v}{100} * \left(\frac{4 * W_w * F}{\pi * D^2 * L * 350} + \frac{S_w * \phi_R}{5.61 * 10^4} \right) * \frac{10^6}{A} \langle \frac{bbl}{MMPCS} \rangle \quad (4.35)$$

- W_p es la tasa de producción de agua.

⁶¹ NELSON, T. W & MCNEIL, Op. cit., p. 59

4.2 METODO DE VOLUMEN QUEMADO DE GATES & RAMEY

Gates y Ramey⁶² (1980) presenta un método ingenieril para calcular la relación aire- aceite y el recobro de aceite en función del volumen quemado de yacimiento. El método del volumen quemado se hizo con base a datos de laboratorio, prueba piloto y datos de campo del proyecto Mobil's South Belridge. El método proporciona los medios para hacer ingeniería y evaluación económica para el diseño y monitoreo de proyectos de combustión in situ. La fiabilidad del método es actualmente limitada a los yacimientos con características similares al South Belridge, es decir, petróleo pesado (13 °API), alta permeabilidad (3.000 md), alta porosidad (34%) y alto contenido de aceite (mayor a 1.700 bbl / acres-pie).

La base para el diseño de este método es observar la relación del aceite desplazado y el volumen de yacimiento que ha sido barrido por el frente de combustión. Si el aceite y el combustible inicial por unidad de volumen quemado se mantienen constantes, la relación entre el aceite desplazado y volumen quemado será lineal.

En casos reales, el aceite recuperado es mayor de lo previsto debido a otros mecanismos de recuperación (empuje agua caliente, empuje por vapor, desplazamiento de fases miscibles, expansión y drenaje gravitacional) que actúan sobre el aceite que se encuentra delante del frente de combustión. Con base a las pruebas de laboratorio aplicadas a este campo y los casos reales, Gates y Ramey mostraron que varios factores influyen en la recuperación de hidrocarburos: la relación del volumen quemado, distribución de fluidos en el yacimiento (saturaciones de gas, petróleo y agua), y la concentración del combustible.

⁶² GATES, C.F., and RAMEY, H, J. Jr. "Field Results of South Belridge Thermal Recovery Experiment". Trans, AIME (1958). Vol. 213, 236

La concentración de combustible es el aceite que queda y se quema en la parte frontal del frente de combustión. Ésta depende de las características del aceite y de la formación y además de las características de combustión. La concentración de combustible es el factor más importante, para determinar el requerimiento de aire. Gates y Ramey, presentan cinco enfoques distintos para determinar la concentración de combustible. La concentración de combustible normalmente aumenta a medida que el aceite disminuye la gravedad API. Por tanto, para yacimientos con aceite de gravedades API bajas, la recuperación de aceite se reduce y el aire necesario aumenta. Sin embargo, esto es más que compensado por el alto contenido de aceite de los yacimientos de petróleo pesado.

El uso del método desarrollado por Gates y Ramey requiere los siguientes datos:

- Aceite inicial.
- Saturación inicial de gases.
- Concentración de combustible, a partir de datos de laboratorio.
- Aire necesario para quemar el combustible, de experimento de laboratorio.
- Utilización de oxígeno, de prueba de laboratorio.

Estos datos, junto con las diferentes correlaciones gráficas (desarrolladas sobre la base de datos del campo South Belridge) presentados por Gates y Ramey se pueden utilizar para estimar la relación aire-aceite, tasa de aceite instantánea y la producción de petróleo acumulada⁶³.

⁶³ SARATHI, Op. cit., p.176

4.2.1 Metodología del método de volumen quemado/aceite recuperado

La determinación de la cantidad de aceite desplazable, saturación de aceite y gas inicial se realiza por medio de registro de pozos, corazonamiento u otras técnicas. El aceite desplazado es el aceite inicial menos el aceite quemado. La concentración de combustible (Cf) es otro parámetro importante en la evaluación de proyectos de combustión in situ. Propiedades de los fluidos, litología de la formación y las condiciones operacionales afectan el valor de Cf.

Variedad de métodos existen para el cálculo de la concentración del combustible: a) por medio de corazones del yacimiento para observar el progreso de la combustión, b) medidas del corte de agua y correlacionarla con la concentración de combustible por medio de balance de materia, c) promedio de los valores de la concentración de combustible obtenidas de corridas de tubo de combustión con muestras del yacimiento, d) ajuste histórico del comportamiento de la combustión en campo usando simulación numérica, e) usando la relación de velocidad de quemado/velocidad de flujo de aire. En la ausencia de datos, se pueden utilizar para el cálculo de la concentración de combustible, correlaciones ya establecidas, de concentración de combustible vs gravedad del aceite (Alexander et al., 1962; Showalter, 1963)⁶⁴.

Para computar el costo de compresión de aire, se determina el valor del aire requerido para la combustión. Este puede ser calculado si la utilización de oxígeno y el volumen de aire necesario para la combustión por unidad de peso de combustible se saben. La relación aire-combustible (AFR) puede ser hallado químicamente. Después de que el frente irrumpe, más aire es inyectado para compensar el aire producido por canalización. Sabiendo la relación aire-aceite

⁶⁴ ALEXANDER, J.D, Martin W.L and Dew J.N. " Factors affecting fuel availability and composition during in-situ combustion " J. Pet. Tech. October 1962 Trans AIME 225

(AOR), se puede determinar la tasa de producción de aceite, si la capacidad del compresor también se sabe.

El aire requerido, la concentración de combustible, saturación de aceite y gas inicial, y el oxígeno utilizado puede ser complementado con correlación de recobro de aceite/volumen quemado para producir estimativos sobre el potencial de un proyecto de combustión in situ.

✓ Combustible requerido, (FR)

Para el cálculo de combustible requerido se utilizan las mismas ecuaciones de la 4.1 a la 4.12 del método de Nelson & McNeil.

✓ Libras de combustible quemado por acre-ft de yacimiento quemado

$$W_{yto} = 43560 * W * F \left\langle \frac{lb}{acre * pie} \right\rangle \quad (4.36)$$

✓ Relación aire-combustible (AFR)

$$AFR = \frac{379 * (1 + R) * \frac{N_{2p}}{R}}{12.011([CO_2] + [CO]) + 4.032 * \left(\frac{N_2}{R} - [CO_2] - [CO] - [O_2]\right)} PCS/lb \quad (4.37)$$

✓ Aire requerido (ARY)

$$ARY = FR * \rho_o * AFR \left\langle \frac{MMPCS}{acre * pie} \right\rangle \quad (4.38)$$

✓ Aceite móvil (AM)

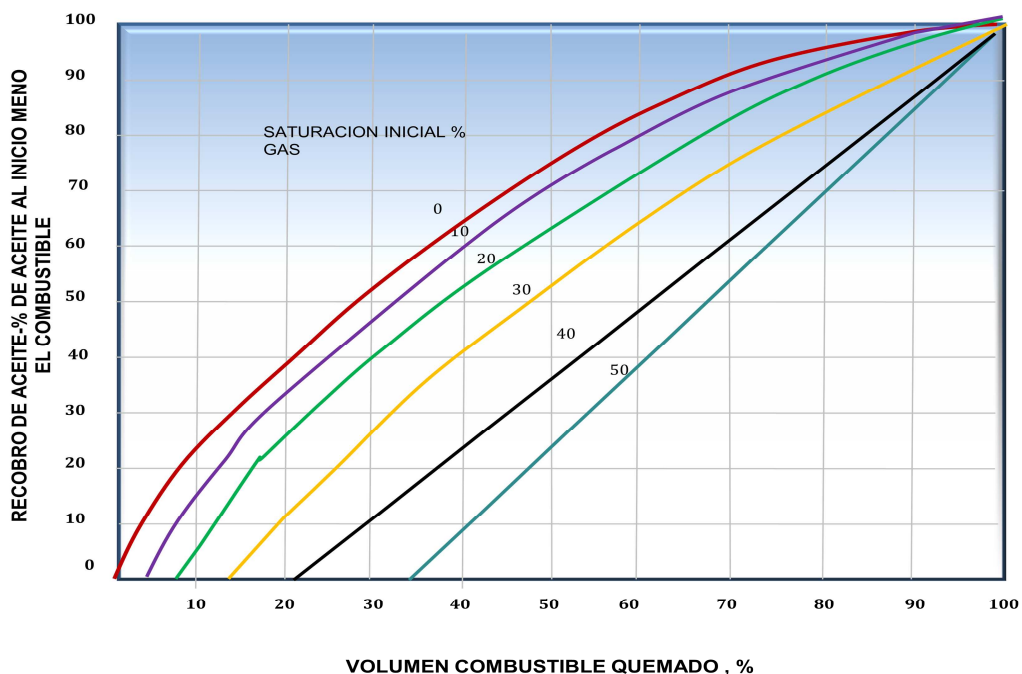
$$AM = OOIP - FR \quad (4.39)$$

- AM= Aceite móvil, bbl/ acre-pie
- OOIP= aceite original en el yacimiento o área del patrón. Bbl/ac-pie
- FR=combustible consumido, bbl/acre-pie

Después de realizar los cálculos anteriores, se procede a tabular y graficar los resultados en función del volumen quemado de combustible para su posterior análisis. Siguiendo la siguiente metodología:

La determinación del porcentaje de recobro se hace por medio de la grafica de estimación de recobro (aceite móvil menos el combustible, PAR) vs Volumen de arena quemado (VAQ) %. Figura 17. Dependiendo de la saturación de gas que se esté manejando para el proyecto de combustión, se escoge la función que está en la grafica.

Figura No. 17 Recobro de aceite estimado vs volumen de combustible quemado



Fuente: GATES, C.F., and RAMEY, H, J. Jr. "Field Results of South Belridge Thermal Recovery Experiment". Trans, AIME (1958). Vol. 213, 236

- ✓ Hallar el estimado de recobro de aceite en bbl/acre-pie (VRA)

$$VRA = PAR * \frac{AM}{100} \quad (4.40)$$

- PAR, porcentaje de recobro estimado de la figura 17.

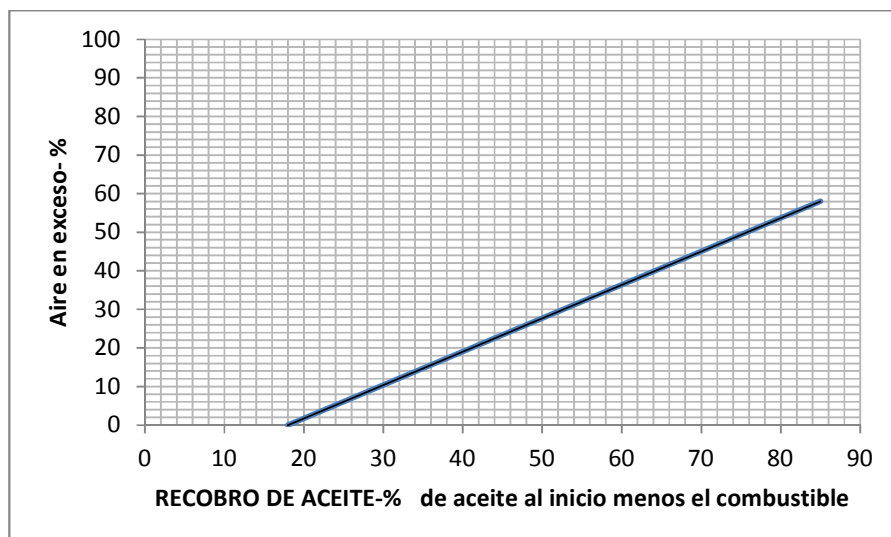
- ✓ Hallar el Inverso de la pendiente de la curva, dependiendo de la saturación de gas que tenga el yacimiento en el momento de iniciar el proyecto de combustión.

- ✓ Hallar la Relación aire/aceite instantánea, AOR (MPCS/bbl)

$$AOR = m * \frac{ARY}{AM} \frac{MPCS}{bbl} \quad (4.41)$$

- ✓ Hallar el exceso de aire, (EX)

Figura No. 18 . Exceso de aire vs recobro de aceite, experimento de campo South Belridge



Fuente: GATES, C.F., and RAMEY, H, J. Jr. "Field Results of South Belridge Thermal Recovery Experiment". Trans, AIME (1958). Vol. 213, 236

La anterior grafica es válida para valores de factor de recobro entre el rango de 18-85 %.

- ✓ Hallar la relación de aire inyectado/ producción de aceite (AIPA) (MPCS/bbl)

$$AIPA = AORC * (1 + EX) \quad (4.42)$$

- AORC, relación aire inyectado/aceite producido, acumulada, Mscf/bbl

- ✓ Hallar la tasa de aceite

$$q_o = \frac{OOIP * FDR * VQ * area * h * Ve}{di} \quad \langle bbl/dia \rangle \quad (4.43)$$

- OOIP, aceite in-situ
- FDR, factor de recobro, %
- VQ, volumen quemado, %
- Área, área del patrón, acres
- Ve, velocidad del frente de combustión, pies/día.
- Di, distancia entre pozos productores e inyectores del patrón.

4.3 MÉTODO DE R.G. MOORE & ET AL. (MODIFICACION MÉTODO NELSON & MCNEIL-GATES & RAMEY)

Una de las preguntas planteadas cuando se está hablando de requerimiento de aire es, ¿Cómo ajustar el requerimiento de aire en el área de operación? En opinión de Moore R.G. & et.al⁶⁵, el mejor procedimiento es una modificación del

⁶⁵ Moore, et al. Op. cit. p 352

método clásico propuesto por Nelson & McNeil. Ellos asumieron que la mínima velocidad del frente de combustión para mantener las reacciones de alta temperatura era de 0,125 pies /d. Además, por medio de pruebas de laboratorio realizadas, es posible encontrar flujos mínimos de aire mayores de 3,28 pcs / pies² * h, pero esto depende de la naturaleza del yacimiento. Este parámetro no se puede escalar, ya que un factor que pueda escalarlo depende de pruebas de laboratorio, y éstas a su vez dependen de la capacidad de los equipos utilizados. Además de esto, por el método de Nelson & McNeil se puede estimar el requerimiento de aire de inyección. Para proyectos a escala de campo, los parámetros claves son el espesor de la zona quemada, porosidad, saturación de agua y presión.

Si un proceso de inyección de aire es adecuadamente diseñado y se tiene una buena caracterización del yacimiento es posible que el proyecto de combustión se opere en las reacciones deseadas de alta temperatura. Si es este caso, se puede predecir el desarrollo por medio de los métodos simplificados de Nelson & McNeil o Gates & Ramey⁶⁶.

El método está basado en el recobro de aceite y el aceite quemado, concepto de Gates & Ramey y el balance de materia calculado por Nelson & McNeil.

Asumiendo una buena disponibilidad de producción de los pozos, el volumen de aceite movilizado puede ser calculado. Para este cálculo se requiere de otros conceptos para hallarlo, el proceso es el siguiente:

1. Determinar el aire requerido (AR), y la relación aparente aire/combustible (AFR) por medio de resultados de pruebas de tubos de combustión utilizando correlaciones de la literatura o con los resultados de pruebas de laboratorio.

⁶⁶ MOORE R.G, Op. cit., p 4.

2. Calcular el combustible requerido (FR), dado por:

$$FR = \frac{AR}{AFR} \quad (4.45)$$

3. Calcular la saturación del combustible:

$$S_{of} = \frac{FR}{\Phi * \rho_o} \quad (4.46)$$

- Φ , porosidad del yacimiento, fracción
- ρ_o densidad del aceite en el yacimiento, lb/bbl

4. Calcular la saturación de aceite movilizado, S_{om} :

$$S_{om} = S_{oi} - S_{of} - S_{re} \quad (4.47)$$

- S_{oi} , saturación de aceite al iniciar el proyecto.
- S_{of} , saturación de aceite equivalente al combustible.

Donde S_{re} es la saturación de aceite residual de hidrocarburo, para una combustión seca en modo de altas temperaturas es iguala a cero, para combustión súper húmeda la saturación residual es calculada con datos de laboratorio utilizando la aproximación:

$$S_{re} = \frac{Res}{\Phi * \rho_o} \quad (4.48)$$

5. Si lo desea, estimar la saturación equivalente para el agua de combustión:

$$S_{wf} = \frac{9 * AAHCR * FR}{(12 + AAHCR) * \phi * \rho_w} \quad (4.49)$$

- AAHCR, relación aparente hidrogeno / carbono.
- ρ_w , densidad del agua, lb/bbl

6. Calcular la equivalente de la saturación de agua movilizada:

$$S_{wm} = S_{wi} + S_{wf} - S_{wt} \quad (4.50)$$

- S_{wi} , saturación de agua al iniciar el proyecto.
- S_{wf} , saturación de agua producida por el frente de combustión.
- S_{wt} es la saturación residual de agua, esta puede ser cero para una combustión húmeda, pero para una combustión súper húmeda puede ser significativa.

7. Asumir una tasa de inyección constante, así se puede calcular el volumen quemado como:

$$V_b = \frac{i_a * t}{AR} \quad (4.51)$$

Donde i_a es la tasa de inyección constante, y t es el tiempo de inyección en sus respectivas unidades.

8. Calcular el volumen de aceite (V_o) y agua (V_w) desplazados:

$$V_o = V_b * S_{om} * \phi \quad (4.52)$$

$$V_w = V_b * S_{wm} * \emptyset \quad (4.53)$$

9. Relación agua / aceite promedio:

$$WOR = \frac{V_w}{V_o} \quad (4.54)$$

10. Tasa promedio de aceite y agua desplazados:

$$tasa\ de\ aceite = \frac{i_a * S_{om}}{Ar} \quad (4.55)$$

$$tasa\ de\ agua = \frac{i_a * S_{wm}}{Ar} \quad (4.56)$$

11. Calculo de la relación aire/aceite promedio dada por:

$$U_{ao} = AOR = \frac{i_a * t}{V_o} \quad (4.57)$$

Los resultados obtenidos a partir de la utilización de estos métodos de predicción, sirven para comparar por medio reportes de resultados en campo que método es más confiable para la implementación en campo y hacer un estudio de cual método es mas optimo para su implementación.

Cabe destacar que para hacer una aplicación en campo no solo se tiene que tener en cuenta los cálculos obtenidos a partir de los método, también se tiene que realizar un estudio detallado de las reacciones que pueden ocurrir, efectos de la composición del aceite sobre la ignición y los efectos termodinámicos de la geología del yacimiento.

5. EVALUACIÓN TÉCNICA DE PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU A PARTIR DEL ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

Un difícil pero importante aspecto para operaciones en campo y en pruebas de laboratorio es el monitoreo y evaluación del proceso de combustión in situ. Esto concierne observar que tipo de reacciones de oxidación están ocurriendo en el proceso, localización del frente de combustión, temperatura del frente, y el tipo de combustible que se está consumiendo, entre otros. Para este tipo de evaluación se utiliza la caracterización y análisis de los fluidos producidos (Gases, aceite y agua); para el cual a cada uno de estos fluidos se le hace su respectivo análisis individual.⁶⁷

Para el análisis del proceso de combustión se utilizan parámetros de desempeño del proceso, teniendo en cuenta el análisis de los gases, aceite y agua que fueron producidos. Con este análisis se logra tener un control y monitoreo del proceso en campo como en laboratorio.

Gracias a este análisis se puede evaluar y monitorear los siguientes aspectos del proceso de combustión:

- Tipo de reacciones que están ocurriendo durante el proceso. (gases y aceite)
- Régimen de temperatura que esta dominando el proceso. (gases y aceite)
- Tipo de crudo que se consume. (gases y aceite)
- Confirmación de ignición en el yacimiento. (gases)
- Monitoreo del frente de combustión. (gases, aceite y agua)
- Eficiencia de quemado del frente de combustión. (aceite)
- Progreso del frente de combustión. (gases aceite y agua)

⁶⁷ MOORE, R.G, Bennion, D. W. and Millour, J.P., "Comparison of Enriched Air and Normal Air In Situ Combustion", Energy Developments: New Forms, Renewable, Conservation, Energex Forum 84, Saskarchewan, May 14-19. P65 1984

- Propagación en el yacimiento del frente de avance. (aceite y agua)
- Proximidad del frente de combustión. (aceite y agua)
- Consideraciones de seguridad. (gases)
- Consideraciones de diseño de facilidades de superficie. (aceite y agua)

A continuación se describe que parámetros y valores de estos se tienen que tener en cuenta para la evaluación de procesos de combustión in situ a escala de campo y en pruebas de laboratorio.

5.1 PARÁMETROS DE LA FASE GAS

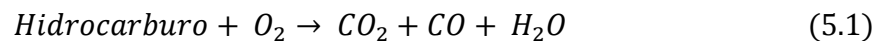
Gases como el dióxido de carbono, monóxido de carbono y el oxígeno producidos en pruebas de laboratorio y aplicaciones de campo, son analizados para el monitoreo y evaluación del proceso de combustión. Los parámetros tales como la eficiencia de captura de nitrógeno (balance de nitrógeno inerte dentro y fuera del sistema) es importante para detectar la migración de aire por otros caminos que no sean los del proceso. Los parámetros que envuelven la producción de óxidos de carbono (CO_2 y CO) como la relación aparente de hidrógeno-carbono (AAHCR), la relación de los óxidos de carbono y el nitrógeno producidos, además de la fracción de oxígeno que produce óxidos de carbono, son importantes para estimar el régimen de temperatura que está predominando en el proceso de combustión (alta o baja temperatura). Estos parámetros se crearon originalmente fuera de la literatura de la combustión in situ, donde se utilizaron para evaluar la eficiencia y control a altas temperaturas de máquinas de productos industriales.⁶⁸ El estudio de los gases está dividido en dos grandes grupos; en los gases hidrocarburos y los no hidrocarburos, de esta forma poder hacer un estudio por separado y más detallado de los compuestos que se producen en fase gas durante el proceso de combustión. Esto aplica para pruebas de tubo de

⁶⁸ URSERNBACH MATTHEW G. An overview of laboratory in situ combustion behaviour of Athabasca oil sands. The University of Calgary. 1992. P 78

combustión como en pruebas piloto o aplicaciones comerciales de combustión in situ.

5.1.1 Gases hidrocarburos

El aceite utilizado como combustible al ser quemado produce monóxido y dióxido de carbono, como lo describe la siguiente reacción:



El monóxido de carbono producido puede reaccionar fuertemente con el hidrogeno en fase gaseosa para producir metano y dióxido de carbono, como es mostrado en las siguientes ecuaciones estequiométricas:



La cantidad de metano producido depende de la temperatura y la relación de los reactantes presentes a un determinado tiempo, por esta razón, el incremento en la producción de metano no es evidencia del cracking del aceite, ni reacciones de rompimiento o de altas temperaturas.

En pruebas de tubo de combustión la producción de gases hidrocarburos es pobre, debido a que la prueba se hace con una muestra de aceite muerto del yacimiento, en cambio, en pilotos de campo o proyectos comerciales, la cantidad de estos gases es mayor; sin embargo, en procesos de combustión es una cantidad muy baja y se considera no comercial. Además de esto, el poder calorífico del gas tiende a aumentar al inicio del proceso pero durante el transcurso del proyecto decrece hasta llegar a valores menores a 100 BTU / SCF.

5.1.2 Gases no hidrocarburos

Los gases de combustión son analizados para el monitoreo y evaluación del progreso y eficiencia del frente de combustión. El porcentaje molar de oxígeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono, nitrógeno e hidrogeno en el gas producido son medidos en cromatografía, con los cuales se utilizan para calcular los parámetros de desempeño del proceso de combustión.

5.1.2.1 Producción de CO₂

Uno de los parámetros más importantes para el monitoreo y evaluación de procesos de combustión es el porcentaje molar de dióxido de carbono (CO₂) en los gases producidos, ya que por medio de este se puede determinar de manera directa, el régimen de temperatura y el tipo de oxidación que está ocurriendo con el aceite.

Una hipótesis que se origina cuando los niveles de dióxidos de carbono son más bajos que los que son indicados por la estequiometria de la combustión a altas temperaturas, es que el CO₂ podría estar siendo disuelto en el aceite in situ. Generalmente, durante la combustión in situ algo del CO₂ producido es absorbido por el aceite y por el agua del yacimiento. Sin embargo, este es un factor que particularmente ocurre en yacimientos de crudo pesado, en el cual la fase gas tiene una mejor movilidad que la fase líquida, el cual esto puede significar la digitación del gas en los pozos productores⁶⁹.

Observaciones del porcentaje molar del CO₂ que compone el gas de chimenea producido en pruebas de tubo de combustión, se encuentran valores entre un 13 y 15 en porcentaje molar para altas temperaturas. En campo pueden encontrarse

⁶⁹ URSERNBACH MATTHEW G. An overview of laboratory in situ combustion behaviour of Athabasca oil sands. The University of Calgary. 1992. P. 78

valores menores a este rango (alrededor de 9 a 10 por ciento), esto es debido a que ocurre una mayor absorción del CO₂ en el aceite nativo del yacimiento.

En operaciones de campo los niveles de CO₂ bajos para combustión seca son una señal del pobre quemado dentro del yacimiento, por esta razón, el tiempo de residencia del aire en pruebas de tubo de combustión es generalmente de distancia corta, para minimizar la difusión o absorción del CO₂ dentro del aceite⁷⁰. En resumen, en el momento de hacer la evaluación y monitoreo del proyecto de combustión se tiene que tener en cuenta el porcentaje molar del CO₂, con el cual, se puede inferir el régimen de temperatura en que esta predominando el proceso, esto se realiza teniendo en cuenta los siguientes rangos:

- Combustión de compuestos pre-oxidados, 15-18%
- Régimen de altas temperaturas, 12-15 %
- Régimen de bajas temperaturas. 9-11 %

Además, a partir de la composición molar de CO₂ y de los demás gases de chimenea producidos se pueden calcular los demás parámetros de desempeño o evaluación de proceso.

Estos parámetros indican que régimen de reacciones de oxidación están predominando en el proceso de combustión (reacciones de rompimiento o de adición), que tipo de combustible se está quemando y con qué eficiencia está reaccionando el oxígeno utilizado.

5.1.2.2 Relación aparente hidrogeno-carbono (AAHCR)

La AAHCR (llamada así por sus siglas en ingles Aparent Atomic Hydrogen to Carbón Ratio) es teóricamente la relación de átomos de hidrogeno por átomos de

⁷⁰ FULFORD, Richard S., "Produced Fluid Changes During a Fireflood". SPE 9005. May. 1980. P 280

carbono en el hidrocarburo que son quemados. La AAHCR es prácticamente el oxígeno que reacciona y el que no produce los óxidos de carbono, dividido por la cantidad de óxidos de carbono, de ahí la designación como aparente.

Los altos valores para operaciones en campo indican que una cantidad significativa de oxígeno es consumido por las reacciones a bajas temperaturas de oxidación (adición de oxígeno).

$$AAHCR = \frac{4 \left(a - b - \frac{d}{2} - f \right)}{(b + d)} \quad (5.4)$$

Reemplazando:

$$\frac{H}{C} = \frac{\left(\frac{[N_2]}{R} - [CO_2] - \frac{[CO]}{2} - [O_2] \right)}{([CO_2] + [CO])} \quad (5.5)$$

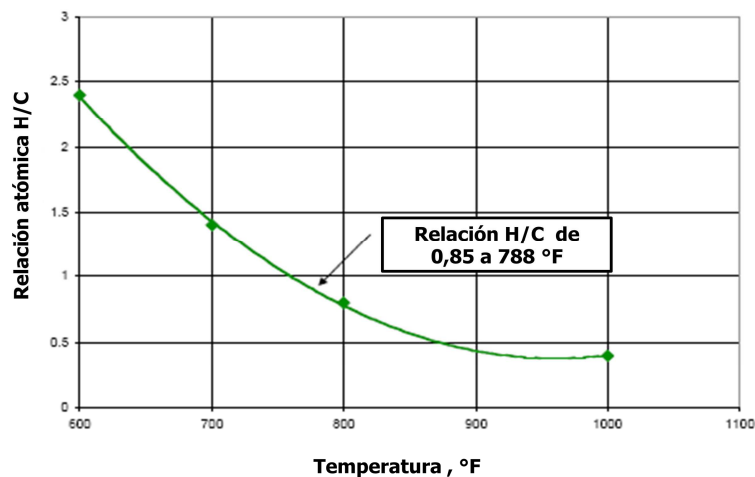
Los rangos de la relación aparente hidrogeno- carbono, para reacciones de altas temperaturas está entre 0.5 y 2. Cálculos mayores a este rango de valores para esta relación indicarían que las reacciones de baja temperatura están predominando y hay que darles importancia. En etapas tempranas de proyectos de campo se calculan valores altos de esta relación hidrogeno-carbono, debido a la solubilidad de los gases de combustión en el aceite, particularmente del CO₂.

Una de los factores que afecta más la AAHCR es la temperatura de combustión en el frente de avance, ya que tiene una relación directa con la cantidad de carbonos en el combustible quemado o también se tiene altas temperaturas cuando se está quemando un bitumen pre-oxidado (figura No. 19)⁷¹.

⁷¹ URSERNBACH MATTHEW G. An overview of laboratory in situ combustion behavior of Athabasca oil sands. The University of Calgary. 1992

Si se tiene una mayor temperatura de combustión esto nos indica quiere decir que hay una relación AAHCR baja, lo cual implica que hay una mayor cantidad de átomos de carbono en el combustible.

Figura No. 19 Efecto de la temperatura sobre la relación aparente H/C



Fuente: E.S. JUAN, A. SANCHEZ, A. DEL MONTE R Laboratory Screening for Air Injection-Based IOR two Water flooded Light Oil Reservoirs.

Como también se puede observar se tiene mayores temperaturas cuando se quema un combustible con mas átomos de carbono que de hidrogeno, lo cual dice que se está quemando un bitumen pre-oxidado.

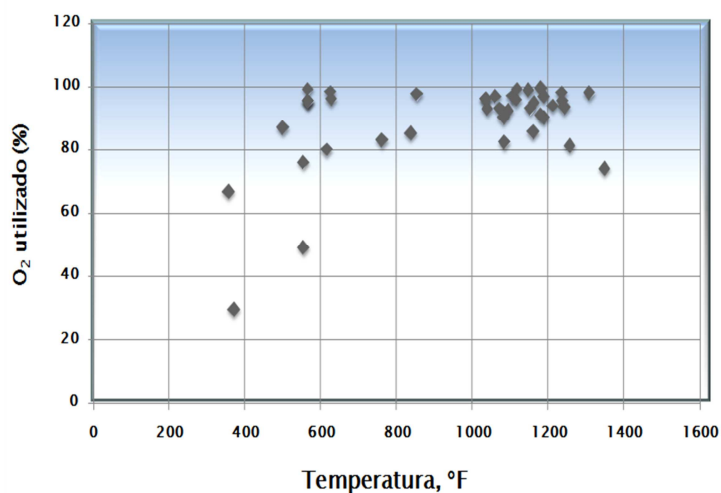
5.1.2.3 Oxígeno utilizado (OU)

El oxígeno utilizado (OU por sus siglas en ingles) es un cálculo del porcentaje de oxígeno inyectado que reacciona o actúa en el proceso. Esta se define como:

$$OU = \frac{\left[\frac{N_2}{R} - O_2 \right] * 100}{\frac{N_2}{R}} \quad (5.6)$$

A pesar de que esta variable se calcula y muestra que el oxígeno es consumido, este no es un buen parámetro para identificar si se están produciendo las reacciones de oxidación de alta o baja temperatura, ya que también se encuentran altos valores de oxígeno utilizado, como lo muestra un estudio de varias corridas de tubo de combustión realizado por Matthew Ursenbach, figura No 20 (entre un 95 y 100%) para temperaturas bajas, lo cual quiere decir que el oxígeno que no se está produciendo está formando compuestos oxigenados en el yacimiento o se está quedando dentro de la formación sin reaccionar con el crudo⁷².

Figura No. 20 Influencia del oxígeno utilizado en la temperaturas de operación



Fuente: URSERNBACH MATTHEW G. 1992

5.1.2.4 Fracción de O₂ que reacciona que genera óxidos de carbono (COx)

Este parámetro es un indicativo del grado de ocurrencia de reacciones LTO en el tubo de combustión. Durante las pruebas no todo el oxígeno inyectado y que es utilizado es consumido y convertido en óxidos de carbono o agua. Algunas

⁷²GATES, C.F., and RAMEY, H, J. Jr. "Field Results of South Belridge Thermal Recovery Experiment". Trans, AIME (1958). Vol. 213, 236

fracciones son consumidas con el oxígeno para hacer componentes oxigenados. Fracción de O₂ convertido en óxidos de carbono⁷³⁷⁴.

$$f_{O_{2R}} = \frac{\left(b - \frac{d}{2}\right)}{(a - f)} \quad (5.7)$$

Asumiendo la composición normal de aire es de 21% O₂ y 79% N₂ tenemos:

$$R = 79/21 = 3.76$$

Fracción de conversión de O₂ que reacciona a óxidos de carbono = f_{O₂, R},

$$f_{O_2} = \frac{\left([CO_2] + \frac{[CO]}{2}\right)}{\left(\frac{[N_2]}{R} - [O_2]\right)} \quad (5.8)$$

Tabla 8. Rangos del cálculo de O₂ a CO_x dependiendo de la región de operación

Región de operación	Temperatura (°F)	De O ₂ a CO _x
Reacciones de adición (LTO)	212-512	30-55
Reacciones de rompimiento (HTO)	932-1292	65-75
Combustión de bitumen pre-oxidado	1112-1472	>80

Fuente: URSERNBACH MATTHEW G. 1992

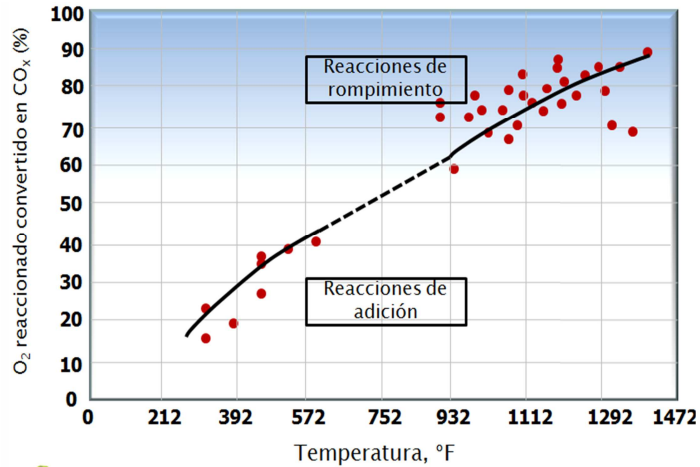
En la tabla No 9 y la figura No 21 se observa cómo la región de temperatura en la que se esté operando influye en el rango donde el oxígeno genera óxidos de carbono, entre mayor temperatura se tengan mayores van a ser las emisiones de óxidos de carbono, cabe destacar que cuando se tiene un bitumen pre-oxidado se

⁷³ URSERNBACH MATTHEW G. An overview of laboratory in situ combustion behavior of Athabasca oil sands. The University of Calgary. 1992

⁷⁴ SARATHI, Op. cit., p 130-135

obtiene mayores temperaturas por causa de la generación de coque extra en el yacimiento lo cual hace perder más cantidad de crudo, ya que este es quemado⁷⁵.

Figura No. 21 Sensibilidad del oxígeno utilizado que reacciona que genera óxidos de carbono a temperaturas de operación



Fuente: UNSERNBACH MATTHEW G. 1992

5.1.2.5 Fracción de O₂ utilizada (FOU)

Este parámetro a pesar de que da una idea de que oxígeno se está produciendo del que se inyecta, tiene una alta incertidumbre en el valor calculado en proyectos pilotos o escala de campo, debido a que el oxígeno que no se produzca pueda estar quedándose dentro del yacimiento o disolviéndose con el aceite in situ; por esta razón no es empleado habitualmente y que tampoco se profundizara.

$$Y = \frac{[N_2] - [O_2]}{[N_2]} = 1 - R * \frac{[O_2]}{[N_2]} \quad (5.9)$$

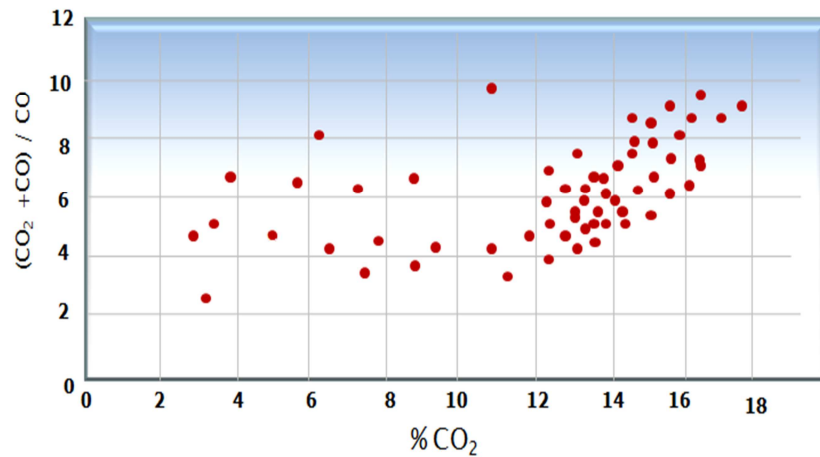
⁷⁵ UNSERNBACH, M.G., MOORE, R.G. Laboratory In Situ Combustion Behavior of Athabasca Oil Sands. PETSOC 5593-01, 1993.

5.1.2.6 Relación (CO₂ +CO)/CO (CORx)

Esta relación de óxidos de carbono por monóxidos de carbono (CO_xR), es calculado como:

$$CORx = \frac{CO_2 + CO}{CO} \quad (5.10)$$

Figura No. 22 Relación (CO₂ +CO)/CO vs producción de CO₂



Fuente: URSERNBACH MATTHEW G. 1992

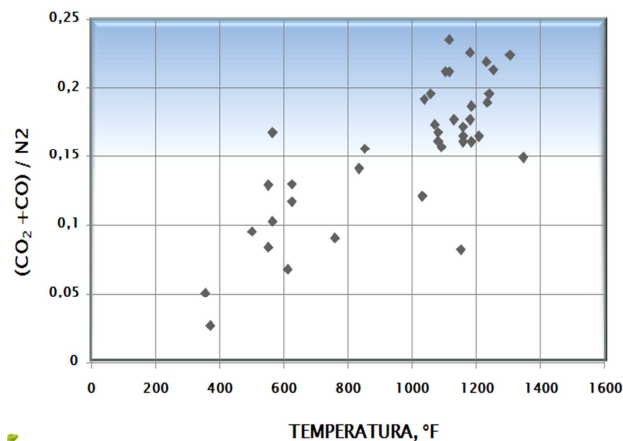
Este parámetro de desempeño no es un buen dictador de cómo como se está operando el proyecto, pues los resultados obtenidos en laboratorio por Ursenbach y Sarathi (Figura No. 22), muestran como esta relación no tiene una tendencia lógica para predecir un rango de temperatura de operación

5.1.2.7 Relación (CO₂ +CO)/N₂ (CORN)

$$CNR = \frac{CO_2 + CO}{N_2} \quad (5.11)$$

Para cualquiera de los volúmenes de gas general o productos de estabilización. Este es un indicador útil de que el modo de combustión, sobre los valores puede ser en el rango de 0,2 para la combustión de aire normal. Tenga en cuenta que la relación es inversamente proporcional a la relación aire/ combustible.

Figura No. 23 Relación $(CO_2 + CO)/CO$ vs producción de CO_2



Fuente: URSENBACH MATTHEW G. 1992

5.2 PARAMETROS DE LA FASE LIQUIDA

Estudios en campo y en pruebas de tubo de combustión también exponen la parte del análisis de los líquidos producidos (aceite y agua), y la variación de las composiciones de estos fluidos, el cual pueden indicar el modo de combustión, el tipo de combustible que se está consumiendo y la cercanía del frente de combustión a los pozos productores. Ursenbach et al., muestra los cambios de viscosidad, densidad y contenido de asfaltenos del aceite después y durante las pruebas de tubo de combustión. El incremento de la viscosidad y del contenido de asfaltenos en el proceso de combustión, significa que están predominando las reacciones de oxidación de adición o de baja temperatura. Además de esto se hace un análisis especial del aceite, el cual, no es muy frecuente, ya que se realiza entre 3 a 4 veces por años durante el proyecto.

Para el análisis del agua producida se hace un estudio elemental o estándar para estimar la alcalinidad, pH, contenido de iones sulfatos y contenido de sílica. Cabe destacar, que ocasionalmente se hace un análisis de los sólidos disueltos (TDS), total carbono orgánico y ácidos orgánicos⁷⁶.

5.2.1 Indicadores del aceite

Evaluar un aceite significa encontrar la funcionalidad que rige el comportamiento termodinámico y cinético de los distintos parámetros que determinan el espectro de alternativas de utilización de cada aceite y de las posibles mezclas a refinar. El análisis del aceite se hace especialmente para la determinación de los cambios en las propiedades durante la combustión y observar de esta manera la cercanía del frente de combustión, reacciones de craqueo o de adición que ocurran. El procedimiento para el análisis del aceite producido está dividido en 2 partes: el análisis frecuente, es decir, el análisis rutinario, y el no frecuente, o análisis especial. El análisis rutinario incluye: estudio de los cambios de viscosidad absoluta a dos temperaturas (generalmente a 60 °C y 88 °C), densidad (gravedad API), y total número de ácidos.

En operaciones de campo, los cambios en la composición del aceite indican cual de los pozos de un patrón están más influenciados por la combustión o que parte del yacimiento esta mas influenciado por las temperaturas de oxidación a baja temperatura, destilación o craqueo térmico del aceite. Una estimación de estos datos, en conjunto con parámetros operacionales, demuestra que con el estudio de los fluidos producidos se logran monitorear las operaciones de un piloto y el

⁷⁶ URSERNBACH MATTHEW G. An overview of laboratory in situ combustion behaviour of Athabasca oil sands. The University of Calgary. 1992. P 250

avance del frente de combustión, además, estimar la localización del frente de combustión respecto a los pozos productores⁷⁷.

En general, el aceite y el agua producidos son separados por calentamiento y por centrifugación. La muestra es calentada a 176 °F (80°C) y después centrifugada a una velocidad de 19.500 rpm; al calentar la muestra se incrementa la diferencia de densidades entre el aceite y el agua. Una vez el agua y el aceite son separados se procede a hacer los análisis por separado del aceite y el agua.

5.2.1.1 Viscosidad

La viscosidad es un parámetro que se utiliza en este estudio para evaluar el upgrading o mejoramiento del crudo durante el proceso⁷⁸. Si existe un súbito delta de viscosidad, se atribuye al craqueo térmico del aceite debido a las altas temperaturas que proceden del frente de combustión. Para el estudio de la viscosidad se utiliza la relación de viscosidades, que es definida como la viscosidad de la muestra de crudo producida dividida en la viscosidad de la muestra inicial. Si la relación de viscosidades es menor que uno (1), indica que existe un mejoramiento ó upgrading en el crudo, además de esto, se puede decir que están ocurriendo reacciones de rompimiento durante el proceso de combustión. Si el valor de la relación de viscosidades es mayor que uno (1), indica que el crudo está sufriendo reacciones de adición de oxígeno, por ende se están produciendo compuestos oxigenados, como grupos aldehídos, carbonilos o carboxilos, los cuales son causante que las viscosidad del crudo aumente.

Generalmente, la viscosidad del aceite de la muestra inicial y de todo el aceite producido es medida a una temperatura de 158 (70 °C). La viscosidad se mide por

⁷⁷ BOJES, Josef M., Wright. "Application of Fluid Analyses To the Operation of an In Situ Combustion Pilot. JCPT 89-01-11. P 114

⁷⁸ GRAVES M. and XIA, T.X., "Underground Upgrading of Heavy Oil Using THAI". U. of Bath. SPE/PS-CHAO 97728. P. 4

medio de un micro viscosímetro Wells-Broolfield. Así como también la viscosidad por el método de Saybolt con la Norma ASTM D88 la cual es de importancia para poder comparar con las viscosidades cinemáticas.

5.2.1.2 Densidad API

Observaciones y estudios en campo y en pruebas de tubos de combustión en la Universidad de Calgary, demuestran que cuando el proceso de combustión es operado a altas temperatura de oxidación (HTO), el aceite in situ sufre un leve aumento en la gravedad API. Si al contrario si en el proceso de combustión están predominando las reacciones de adición de oxígeno o de bajas temperaturas (LTO), (donde se producen compuestos oxigenados) el aceite tiende a disminuir su gravedad API, debido a que estos compuestos son aun más pesados.

5.2.1.3 Numero de ácidos

La cantidad de dispersión en la viscosidad y el numero de acido, puede ser usado como un indicador de que pozos del patrón está siendo más influenciado por las altas o bajas temperaturas. En pruebas de tubo de combustión, el numero de acido da información sobre qué cantidad de crudo que soportó cambios por causa de las altas o bajas temperaturas.

El numero de acido decrece con el tiempo durante el proceso de combustión in situ, esto debido al proceso térmico del crudo o craqueo hidro-térmico de oxidación. La oxidación del aceite a bajas temperaturas produce, hidroxilos, carbonilos o grupos aldehídos en el hidrocarburo, el cual hace que se incremente los ácidos en el aceite. Investigaciones en la Universidad de Calgary, señalan que aparentemente la transferencia de calor en la cara del frente de combustión y la

hidrotermólisis hace que las propiedades del aceite cambien sin ser oxidado, en pruebas de tubos de combustión como en operaciones de campo⁷⁹.

5.2.1.4 Cantidad de sulfuros

La concentración de sulfuro de hidrogeno es monitoreada para detectar hidrotermólisis del aceite y otros cambios químicos causados por la combustión. El porcentaje en peso de sulfuro es determinado usando un analizador de sulfuros Horiba Model SLFA 200 con la absorción de rayos x para medir la cantidad de concentración de sulfuro.

El contenido de sulfuros del crudo se reduce en comparación con el contenido del aceite nativo, demostrando que los sulfuros en el aceite se convierten en sulfatos de hidrogeno, de esta forma la reducción en el contenido de sulfuros indica un mejoramiento en la calidad del crudo. Por consiguiente, cuando el porcentaje de sulfuro decrece significativamente, quiere decir que se está produciendo un craqueo térmico del aceite.

La hidrotermólisis del crudo por causa del frente de combustión se observa cuando existe una reducción en el contenido de iones sulfuros, un cambio en la curva de destilación, un incremento en la cantidad de componentes livianos y un pequeño aumento en la gravedad API, esto acompañado de un decrecimiento significativo en la viscosidad del crudo.

5.2.1.5 Análisis especial del aceite

El análisis especial realizado al aceite producido nos da información más detallada sobre las características y cambios que tuvo. Este análisis concierne el contenido

⁷⁹ BYL. M. L., MOORE, R.G., URSENBACH, M. G., Field observations of in situ combustion in a watherflooded reservoir in the Kinsella field. Universidad de Calgary. JCPT 93-01-03. 1993. P. 39

de asfáltenos, índice LTO y el contenido de destilados en el aceite producido durante el transcurso del proceso.

5.2.1.6 Contenido de asfáltenos

El porcentaje en peso de asfáltenos contenido en el aceite producido se define como el porcentaje en peso insoluble en pentano menos el porcentaje en peso insoluble en tolueno y es determinado acorde a la norma ASTM D-3279.

El contenido de asfáltenos es determinado tomando aproximadamente 10 gr de la muestra de aceite, y adicionar 100 ml de pentano y se mezclan a una temperatura de 68 °F (20 °C).

Si a medida que transcurre la prueba de tubo de combustión o el proyecto en campo el contenido de asfáltenos aumenta, indica que el aceite in situ está teniendo cambios por causa de la predominación de las reacciones de oxidación a bajas temperaturas o reacciones de adición. Si por lo contrario, el contenido de asfáltenos se reduce, indica que el aceite producido soportó cambios por causa de las reacciones de alta temperatura o reacciones de rompimiento.

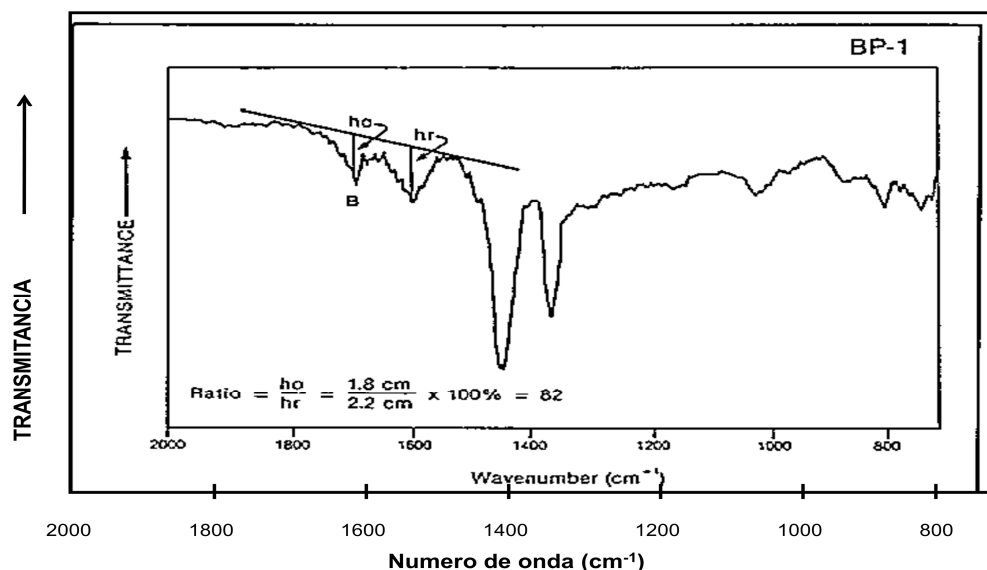
5.2.1.7 Índice LTO o de reacciones de adición

La huella dactilar de un aceite es obtenida utilizando dos detectores diferentes: índice de refracción (IR) y absorción ultravioleta (UV), para producir diferente información. El detector IR responde a las cadenas de compuestos saturados, moléculas con anillos (parafinas y naftenos) y moléculas aromáticas. El detector UV responde solo a cadenas aromáticas.

El aceite, cuando es irradiado con rayos infrarrojo (IR), absorbe la radiación con una longitud de onda que es característica de los diferentes componentes del aceite, el cual reproduce una especie de huella dactilar del aceite. La figura No 24 muestra un ejemplo de un parcial de IR donde se produce un número de picos. Estos pueden suministrar información semi cuantitativa, y pueden ser comparados los picos que se generen con este tipo de resultados con un pico de referencia.

El número de onda es una magnitud de frecuencia que indica el número de veces que vibra una onda en una unidad de distancia.

Figura No. 24 Relación (CO₂ +CO)/CO vs producción de CO₂



Fuente: URSERNBACH MATTHEW G. 1992

Como se observa en la figura No. 24 (ejemplo), la cresta de número de onda 1700 es la cresta asignada al oxígeno contenido en los compuestos orgánicos. Una relación de la altura (ho / hr) del pico a un numero de onda de 1700 (ho), y la altura del pico de referencia (hr) pueden ser computada y comparada para el aceite producido para identificar alguna tendencia hacia un incremento en los

picos de oxígeno orgánico. Dicho aumento indica la exposición de el aceite a bajas temperaturas de oxidación (LTO) o reacción de adición de oxígeno⁸⁰.

Para el análisis del aceite producido por medio del índice LTO se tiene que tener en cuenta el rango de donde predomina LTO.

- Para índices LTO menores de 50, indica que el aceite producido soporto muy poco tiempo en régimen de temperatura baja o reacciones de adición.
- Para índices LTO mayores a 50, el aceite producido soporto bastante tiempo en reacciones de oxidación a baja temperatura.

5.2.1.8 Contenido de destilados

La cromatografía de penetración con gel (GPC), es una técnica analítica que puede ser usada para separar multi-componentes de una mezcla en base al tamaño molecular y por consiguiente obtener una especie de huella dactilar de una muestra de aceite. Esta huella dactilar indica la distribución de los diferentes tamaños moleculares de los compuestos que componen el aceite. Generalmente, las largas moléculas aparecen primero y las pequeñas moléculas después.

Comúnmente, con el progreso de frente de combustión hay una disminución significativa en la cantidad de las moléculas más grandes, además, un incremento en las moléculas de tamaño medio (equivalente a moléculas de C₅ al C₁₅), cadenas saturadas y anillos aromáticos con cadenas de saturados. La huella dactilar reproducida por pruebas con rayos UV muestra cambios similares en el cambio del aceite, con pequeños componentes aromáticos con dos ramificaciones de anillos, predominando con lo anterior el arribo del frente de combustión al pozo⁸¹.

⁸⁰ BOJES, Op. cit. p 118

⁸¹ BOJES, Op. cit., p 112

Un incremento en las pequeñas cantidades de hidrocarburos saturados indica reacciones de craqueo y además, que el aceite fue expuesto a altas temperaturas de oxidación.

5.2.2 Indicadores de producción de agua

Igual a los datos suministrados por el análisis de los gases y el aceite producidos, también se hace una interpretación de los cambios composicionales en la producción de agua atribuida al proceso de combustión, esto requiere un buen entendimiento de la formación original de la composición del agua.

Las propiedades del aceite y agua producidos son casi estables a diferencia de la composición de los gases producidos explicadas anteriormente. El incremento en la variabilidad de la composición de los fluidos es un recurso que sirve para observar la proximidad del frente de combustión a los pozos productores.

5.2.2.1 PH y contenido de iones sulfatos

El incremento de los niveles de sulfato y al mismo tiempo un decrecimiento del pH, son los dos parámetros más comunes citados para observar la producción de agua por el frente de combustión. La formación de sulfatos está relacionada con los componentes órgano-sulfúricos en el aceite, que reaccionan para formar sulfuros en fase gas y estos producen ácidos sulfúricos. En resumen, la presencia de iones sulfatos en la producción de agua es un indicador del avance del frente de combustión hacia un pozo en partículas. Uno de los otros cambios composicionales que ocurren durante el proceso de combustión es el

decrecimiento de pH. PH ácidos menores de 2 son encontrados en pruebas de tubo de combustión así como en pozos en proyectos de campo⁸².

Las propiedades del agua producida por la combustión in situ son reportadas por varios autores. La cercanía del frente de combustión es usualmente acompañada por un bajo pH y un alto contenido de sulfatos en el agua.

5.2.2.2 Sílica

Uno de los indicadores más representativos en la producción de agua por causa del frente de combustión es la concentración de sílica. El incremento significativo en la concentración de sílica simplemente está relacionado con el incremento de la solubilidad del cuarzo en la zona de vapor o agua caliente que procede a la zona de combustión. Generalmente, se encuentran valores bajos de sílica que son entre 10 mg/L. Altos niveles de sílica en la producción de agua están alrededor de los 400 mg/L, de este modo niveles de sílica así de altos indican la proximidad del frente de combustión. (Los valores altos de sílica se encuentran después de que el frente de combustión ha avanzado aproximadamente el 90 % de la distancia entre el pozo inyector y el productor)⁸³.

Más cambios significativos en la producción del agua producida son notables después de que el frente de combustión haya avanzado aproximadamente el 80 % de la distancia entre el pozo productor y el pozo inyector. Después de que el frente de combustión a avanzado esta distancia se puede observar un decrecimiento en algunos parámetros como el total de sólidos orgánicos disueltos, conductividad, y concentración de sodio y cloruro, esto probablemente es el reflejo de “efecto refrescante”, causado por la disolución del agua formada con el vapor condensado

⁸² GRAVES M. and XIA, T.X., “Underground Upgrading of Heavy Oil Using THAI”. U. of Bath. SPE/PS-CHAO 97728. P. 4

⁸³ BOJES, Op. cit., p 113

de la zona de vapor que procede a la zona de combustión, lo cual indica que el frente de combustión está muy cerca del pozo.

5.3 RESUMEN DE EVALUACIÓN DE PROCESOS DE COMBUSTIÓN A PARTIR DE FLUIDOS PRODUCIDOS

Teniendo en cuenta todos los parámetros anteriores analizados y estudiados, a continuación se observa en la tabla No 26 el resumen de los rangos establecidos a partir de los estudios de laboratorio.

Tabla 9. Resumen de los parámetros de evolución de procesos de combustión in situ

EVALUACION DE PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU A PARTIR DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS					
	REGIMEN DE REACCION/PARAMETRO	BAJAS TEMPERATURAS- REACCIONES DE ADICIÓN-LTO	TEMPERATURA INTERMEDIA-REACCIONE DE CRAQUEO-ITO	ALTAS TEMPERATURA- REACCIONES DE ADICIÓN- HTO	COMBUSTIÓN DE COMBUSTIBLE PRE- OXIDADO
ANALISIS DE GASES DE COMBUSTIÓN	Rango de temperatura (°C)	100-300	350-450	500-700	600-800
	Rango de producción de CO ₂ (%mol)	0-10	N/A	12-15	15-18
	AARHC	3-10	N/A	1-2	< 1
	COX	30-55	N/A	65-75	80 <
	CORN	<0,18	N/A	0,18-0,25	< 0,25
ANALISIS DE ACEITE PRODUCIDO	Variación de viscosidad	Aumento	N/A	Disminución	Disminución
	Variación de Gravedad API	Disminución	N/A	Aumento	Aumento
	Contenido de asfáltenos	Aumenta	N/A	Disminuye	Disminuye
	Numero de ácidos	Aumenta	N/A	Disminuye	Disminuye
	Índice LTO	50 >	N/A	50 <	-
	Contenido de destilados	Disminuye	N/A	Aumenta	Aumenta
ANALISIS DE AGUA PRODUCIDA	pH	Aumenta	N/A	2 >	-
	Iones sulfatos	Disminución	N/A	Aumento	-
	Contenido de Sílica	> 10 mg/L	N/A	> 400 mg/ L	-

Fuente: Autor

6. ANALISIS Y DISCUSION DE RESULTADOS

Como se había mencionado anteriormente el objetivo de las pruebas de tubo de combustión es evaluar la combustión de un aceite pesado colombiano a condiciones de similares a las del yacimiento, a una temperatura de ignición menor de 392 °F (200 °C) y con un flujo de inyección de aire constante. Para la realización de este estudio, se llevaron a cabo dos corridas de tubo, para lograr comparar los resultados y hacer la posterior implementación de los métodos de diseño de procesos de combustión in situ.

6.1 ANALISIS DE PRUEBAS DE TUBO DE COMBUSTIÓN

El análisis de las pruebas de tubo de combustión, se basó en el cálculo de los parámetros de desempeño, de diseño y análisis de las curvas producción acumulada de líquidos. Para esto se hicieron dos pruebas de tubo de combustión, una en modo seco y otra en modo húmedas; de esta manera comparar los resultados, observando parámetros como la eficiencia del proceso y producción de líquidos en ambos tipos de combustión.

Las dos pruebas de combustión (modo seco y húmedo), se realizaron con las siguientes condiciones de la muestra:

Tabla 10. Condiciones iniciales de las muestra en el tubo de combustión

Condiciones Iniciales de la muestra	
Permeabilidad (Darcy)	No determinada
Porosidad (%)	39.2
Masa de líquidos presentes (gris)	Valor antes de empezar la inyección de helio
Aceite en la muestra	4851.3
Agua en la muestra	839.6
Aceite en líneas	4.2
Agua en líneas	0.0
Aceite total en el sistema	4856.2
Agua total en el sistema	836.6
Saturación de fluidos	(% volumen)
Aceite	85.4
Agua	14.6
Gas	0.0

Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary. 2010

6.1.1 Análisis de resultados-Prueba de tubo de combustión modo seco

Después de realizadas las dos pruebas de tubos de combustión, se procede a hacer el análisis de estas.

- ✓ **Historia de inyección:** en la tabla No. 11, se muestra la historia de inyección de helio y aire, durante la prueba, donde se observa los periodos de tiempo de cada etapa del proceso, para presurizar la muestra y tener inyectividad (helio,

298 slph, litros estándar por hora), inyección de aire (combustión, 298 slph) y para enfriar la muestra (purga de helio, 475 slph).

Tabla 11. Historia de inyección de gases durante la prueba de tubo de combustión, modo seco

Historia de gas de inyección					
Gas inyectado	Tasa de inyección (slph)	Flujo de inyección (m ³ (ST)/m ² h)	Tiempo de inicio (hr)	Tiempo de terminación (hr)	Periodo de tiempo (hr)
Helio	298	40	-15.12	0.00	15.12
Aire	298	40	0.00	10.55	10.55
Helio	475	63.7	10.55	13.92	3.37

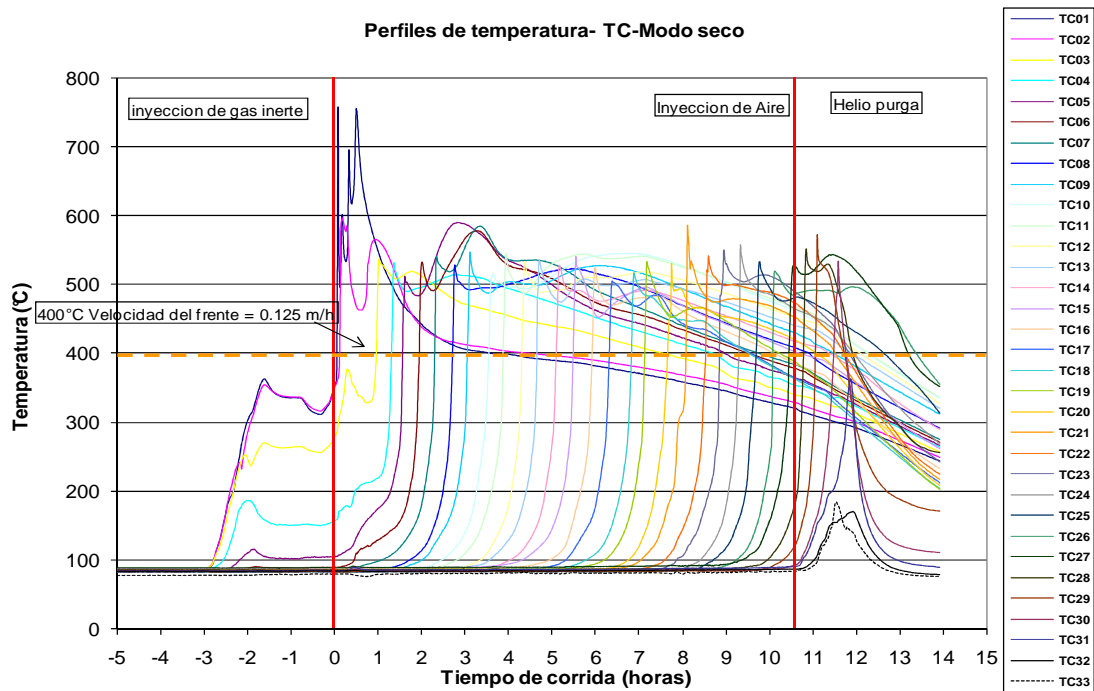
Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary. 2010

- ✓ **Perfiles de temperatura:** En la figura No. 25, se presenta los perfiles de temperatura según lo medido por los 33 termocuplas situadas en el tubo de combustión. Primero, se puede observar el precalentamiento y presurización de la zona de encendido entre -15.12 a 0.00 horas. Después de esto, se observa el inicio de la combustión, donde en promedio los picos de temperaturas de combustión estuvieron en el rango de 968-1076 °F (520 a 580 °C).

El primer decaimiento en la temperatura ocurrió en la zona medida por la termocupla 3, aunque las temperaturas medidas por las termocuplas 4 y 5 son también más bajas (968 °F, 520 °C y 950 °F, 510 °C, respectivamente) en comparación con la termocupla 1 (1382 °F, 750 °C). Las cuatro primeras zonas son por lo general consideradas como de transición ya que las temperaturas de los picos bajos exhibidos por estas zonas, el cual, no son un reflejo de un frente de combustión estable. Después de estas zonas se observa una temperatura

promedio detectadas por las termocuplas, el cual indica un frente de combustión estable.

Figura No. 25 Perfiles de temperatura, prueba de tubos de combustión en modo seco

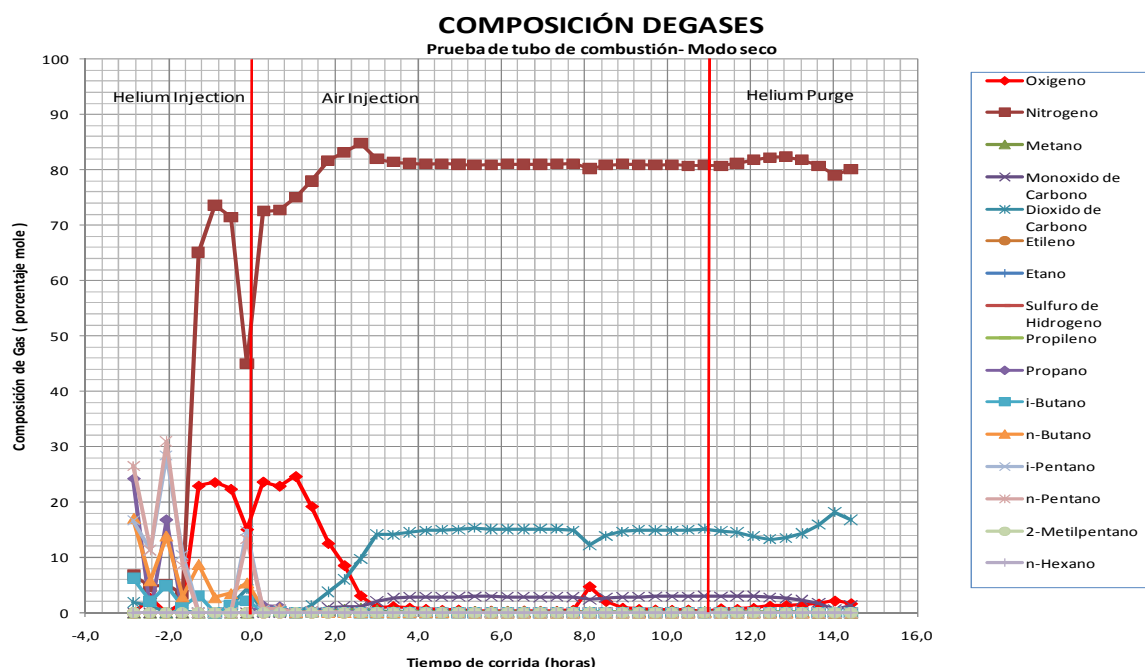


Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary.

En las zonas detectadas por las termocuplas 20 y 21, se observa los picos de temperaturas máximas. Después de estas zonas la temperatura siguió subiendo, hasta alcanzar un pico de temperatura durante la inyección de aire, el cual indica la presencia de vapor de agua, gases de combustión o del calentamiento de un hidrocarburo ligero que siguió en reflujó con el agua durante la corrida de tubo.

- ✓ **Composición de los gases producidos:** En la figura No. 26, se logra observar la medición de la composición en % mole de los gases de salida, donde las composiciones del gas producido se mantuvieron estables durante el períodos de 4.0 a la 8.0 horas.

Figura No. 26 Composición del gas producido durante la prueba de combustión- Modo seco



Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary. 2010

La más importante observación es la concentración de dióxido de carbono que es de aproximadamente un 15 por ciento. Esto indica la predominación de las reacciones de rompimiento y está en concordancia con las características adecuadas la combustión.

La figura No. 26, también describe los bajos niveles oxígeno en los gases producidos en la parte de estabilización del frente, donde hacia el final de la prueba se observan valores cerca de 1 por ciento del gas producido. También se observan niveles bajos de H_2 y no se detectó H_2S , lo cual es un buen indicativo ambiental para la implementación en campo. Los datos de la composición del gas producido, medido por el cromatógrafo de gas se muestran en la Tabla No. 12.

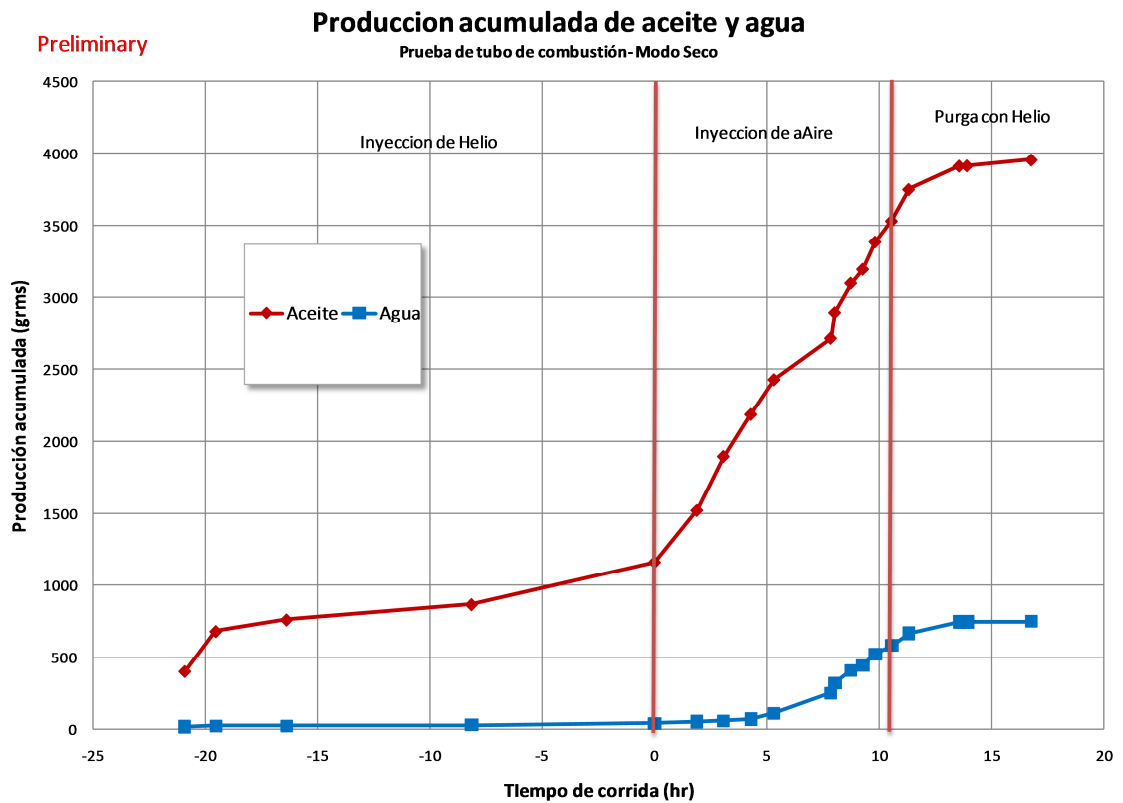
Tabla 12. Composición del gas producido, con un frente de combustión estable

Composición de los gases, en la zona estabilizada	
Oxígeno	0.43
Nitrógeno	81.02
Metano	0.19
Monóxido de carbono	2.90
Dióxido de carbono	15.07
Etileno	0.02
Etano	0.05
Sulfuro de Hidrogeno	0.10
Propileno	0.06
Propano	0.05
i-butano	0.02
n-butano	0.03
i-Pentano	0.01
n-Pentano	0.06

Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary

- ✓ **Producción de líquidos:** durante la etapa de calentamiento de la muestra, inyección de aire y purga con helio, se producen líquidos, observándose un aumento en la producción de aceite y agua durante la inyección de aire (figura No 27). Después de terminada la inyección de aire e inyectado el gas de purga, se observa una continuación del aumento de la producción acumulada, esto debido el empuje del vapor de agua producido por la combustión y los gases de chimenea de la combustión.

Figura No. 27 Esquema del proceso de combustión in situ en modo seco



Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary

- ✓ **Calculo de parámetros de combustión- prueba de tubo modo seco:** En general los parámetros de combustión y cálculos de combustible, así como el volumen de los fluidos producidos, se resumen en la Tabla No.13.

Tabla 13. Parámetros de combustión en la zona estabilizada prueba de tubo de combustión-Modo seco

Parámetros de combustión en la zona estabilizada		
Localización del frente de Combustión	450 °C	852 °F
Intervalo de tiempo para la velocidad del frente	1.5-10 hr	1.5-10 hr
Intervalo GC	4-8 hr	4-8 hr
Relación aire/combustible	10.22 m ³ (ST) / kg	163.79 Scf/lb
Flujo de aire	40 m ³ (ST)/m ² hr	131 Scf/ pie ² hr
Velocidad del frente de combustión	0.126 m/hr	0.41 pies/hr
Aire requerido	317 m ³ (ST) / m ³	317 Scf/ pie ³
Combustible requerido	31.0 kg/m ³	1.94 Lb/pie ³
Relación aparente atómica H/C	1.40	1.40
Porcentaje de oxígeno utilizado	98.15%	98.15%
Porcentaje de oxígeno que reacciono convertido a CO _x	72%	72%
Porcentaje en mole de O ₂ en el flujo de inyección	22.28 %	22.28 %
Relación N ₂ /O ₂ en el flujo de inyección	3.489	3.489

Fuente: AUTOR-Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano-Universidad de Calgary

Observando la tabla No 13, la relación aire combustible calculada a partir del análisis de los gases de combustión fue 10,22 m³ (ST)/kg de combustible, o una relación oxígeno / combustible de 2,32 m³ (ST) / kg. En parte para el análisis de requerimiento de aire y el combustible requerido fue de 317 m³ (ST) / m³ y 31.0 kg / m³, respectivamente.

Lo que concierne al cálculo de los parámetros de evaluación del sistema, como lo es la relación aparente hidrogeno/carbono, se obtuvo un valor de 1.40, relación de de (CO₂+CO)/N₂ de 0.22, y una conversión de oxígeno a óxidos de carbono de 0.72 (o 72 %) en fracción, el cual, observando el rango de estos valores, se concluye que en la prueba de tubo e combustión predominaron las reacciones de alta temperatura o de rompimiento de enlaces, donde el aceite sufrió cracking.

6.1.2 Análisis de resultados- prueba tubo de combustión modo húmedo

- ✓ **Historia de inyección:** en la tabla No. 14 se muestra la historia de inyección de helio y aire, durante la prueba, donde se observa los periodos de tiempo de cada etapa del proceso, para presurizar la muestra y tener inyectividad (helio, 298 slph y varias tasas), inyección de aire (combustión, 298 slph) y para enfriar la muestra (purga de helio, 298 slph).

Tabla 14. Descripción del proceso de bloqueo de líquido en el proceso

Historia de gas de inyección					
Gas inyectado	Tasa de inyección (slph)	Flujo de inyección (m ³ (ST)/m ² h)	Tiempo de inicio (hr)	Tiempo de terminación (hr)	Periodo de tiempo (hr)
Helio	Varios	--	-5.45	-3.67	1.78
Helio	298	40	-3.67	-2.31	1.35
Helio	Varios	--	-2.31	-0.95	1.37
Helio	298	40	-0.95	0.00	0.95
Aire	298	40	0.00	7.17	7.17
Helio	298	40	7.17	11.53	4.37

Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary

En esta prueba se realizó una combustión húmeda, donde a la vez que se inyectaba aire, se inyectaba agua, esto se realizó con el objetivo de observar el barrido y el comportamiento en el proceso al inyectar agua con aire, teniendo en cuenta la cantidad de combustible requerido y el aire requerido, a su vez, observar cómo influye en los parámetros de desempeño. La tabla 15 muestra el historial de inyección de agua, donde se observa varias tasas utilizadas durante la prueba.

Tabla 15. Historia de la inyección de agua en la prueba de tubo de combustión- Modo húmedo

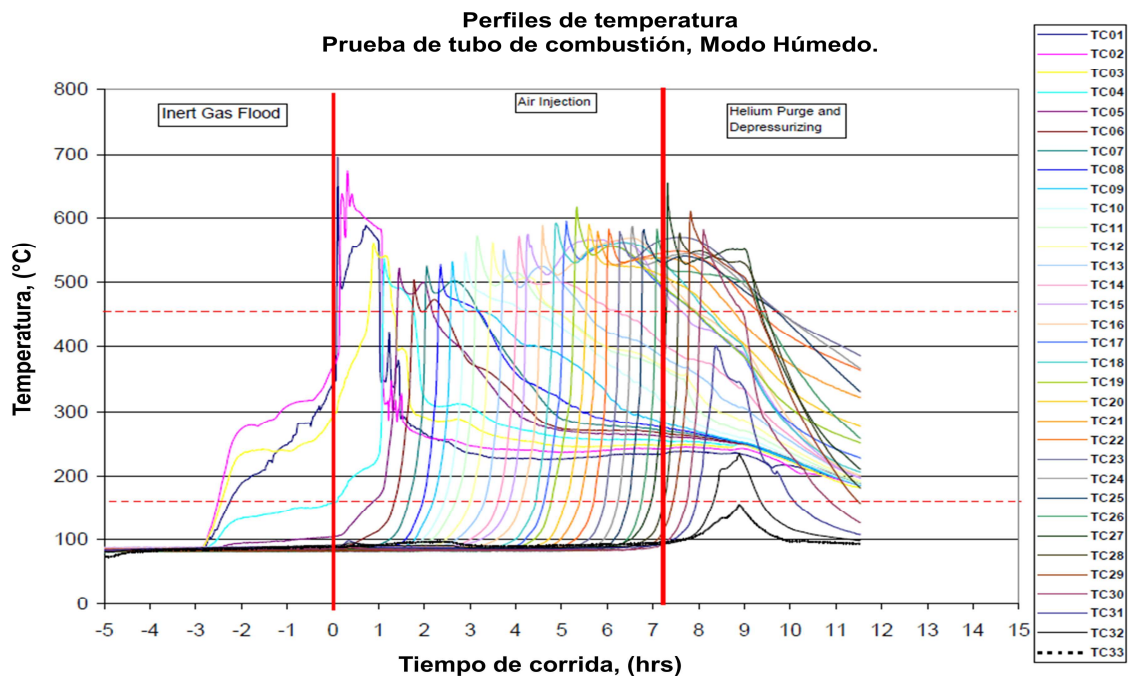
Historia de inyección de agua			
Tiempo de corrida (hr)	Inyección acumulada (ml)	Incremento de inyección (ml)	Tasa de inyección (ml/hr)
1.167	55	55	275
1.667	154	99	198
2.167	589	135	270
2.667	452	163	326
3.167	596	144	288
3.667	739	143	286
4.167	905	166	332
4.667	1072	167	278
5.167	1199	127	317
5.667	1343	144	288
6.167	1482	139	278
6.667	1640	158	316
7.167	1813	173	346
7.767	1969	156	260
8.167	2087	118	295
8.683	2222	135	261

Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary

- ✓ **Perfiles de temperatura:** En la figura 28 se presenta los perfiles de temperatura generados a partir de las mediciones de las 33 termocuplas situadas en el tubo de combustión. Al igual que la primera prueba en modo seco se puede observar el precalentamiento y presurización de la zona de encendido entre -3.67 a 0.00 horas. Después de esto, se observa el inicio de la inyección de aire, donde en promedio los picos de temperaturas de combustión estuvieron en el rango de 968-1130 °F (520 a 610 °C).

El primer decline en los picos de temperatura ocurrió en la zona medida por la termocupla 3, aunque las temperaturas de termocupla 4, 5 y 6 son también más bajas (530, 510 y 500 °C, respectivamente) en comparación con la termocupla 1 (1256 °F, 680 °C). Después de estas zonas se observa una temperatura promedio de 550 °C, los cuales indican un frente de combustión estable.

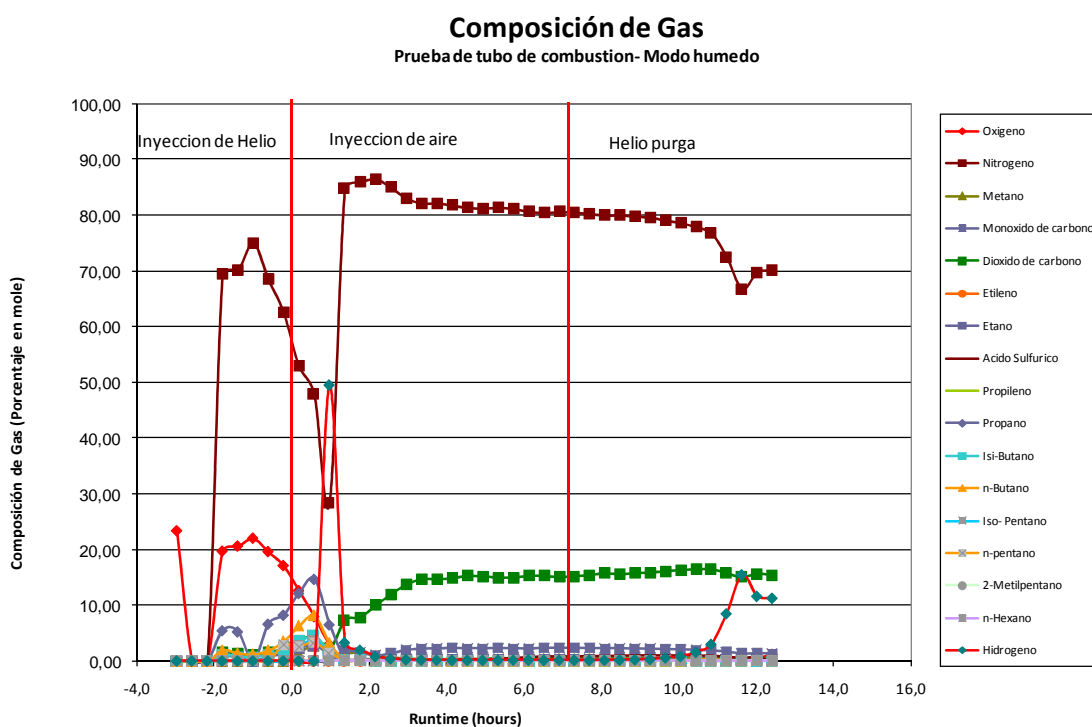
Figura No. 28 Perfiles de temperatura para prueba de tubo de combustión- Modo húmedo



Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary

- ✓ **Composición de los gases producidos:** En la figura 29, se logra observar la medición de la composición en porcentaje mol de los gases de salida, donde las composiciones del gas producido se mantuvieron estables durante el período de 4.0 a la 7.0 horas. La más importante observación es la concentración de dióxido de carbono que es de aproximadamente un 15 por ciento. Esto indica la predominación de las reacciones de rompimiento y está en concordancia con las características adecuadas de la combustión.

Figura No. 29 Composición del gas producido en prueba de tubo de combustión-Modo húmedo



Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo húmedo, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary. 2010

En la figura 29, también muestra que se producen bajos niveles oxígeno, en la parte de estabilización del frente hacia el final de la prueba, se observan valores cerca de 1 por ciento del gas producido. También se observa niveles bajos de H_2 y no se detectó H_2S , lo cual es un buen indicativo ambiental para la implementación

en campo. Los datos de la composición del gas producido, medido por el cromatógrafo de gas se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16. Composición de los gases producidos durante la etapa estabilizada de la prueba de tubo de combustión –Modo húmedo

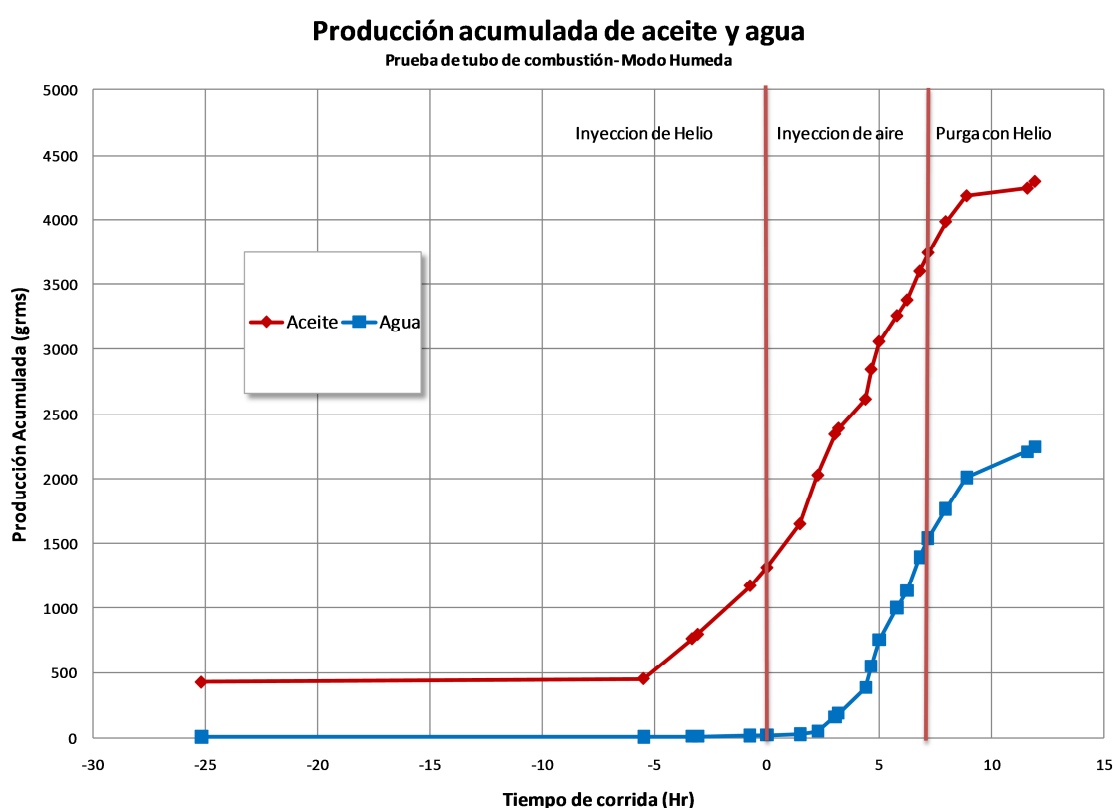
Composición de los gases, en la zona estabilizada	
Oxígeno	0.16
Nitrógeno	81.05
Metano	0.34
Monóxido de carbono	2.26
Dióxido de carbono	15.08
Etileno	0.04
Etano	0.11
Sulfuro de Hidrogeno	0.45
Propileno	0.09
Propano	0.09
i-butano	0.03
n-butano	0.06
i-Pentano	0.04
n-Pentano	0.04
2-Metil-Pentano	0.00
n-Hexano	0.00
Hidrogeno	0.16

Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary. 2010

- ✓ **Producción de líquidos:** al igual que en la prueba de tubo de combustión en modo seco, durante la etapa de calentamiento de la muestra, inyección de aire

y purga con helio, se producen líquidos, observándose un aumento en la producción de aceite y agua durante la inyección de aire. Después de terminada la inyección de aire se observa una continuación del aumento de la producción acumulada, esto debido el empuje de el vapor de agua producido y los gases de chimenea de la combustión.

Figura No. 30 Historia de producción de prueba de tubo de combustión, modo húmedo



Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary. 2010

- ✓ **Calculo de parámetros de combustión – prueba de combustión seca:**
En general los parámetros de combustión y cálculos de combustible, así como el volumen de los fluidos producidos, se resumen en la Tabla No 17.

Como se puede se observa en la tabla mencionada anteriormente, la relación aire combustible calculada a partir del análisis de los gases de combustión fue 10,49 m³ (ST) / kg de combustible, o una relación oxígeno / combustible de 2,34 m³ (ST)/kg. En parte para el análisis de requerimiento de aire y el combustible requerido fue de 317 m³ (ST)/m³ y 31.0 kg/m³, respectivamente.

Tabla 17. Parámetros de combustión durante la zona estabilizada para la prueba de tubo de combustión-Modo húmeda

Parámetros de combustión en la zona estabilizada		
Localización del frente de Combustión	450 °C	842 °F
Intervalo de tiempo para la velocidad del frente	1.5 - 7.5 hr	1.5-10 hr
Intervalo GC	4-7 hr	4-8 hr
Relación aire/combustible	10.49 m ³ (ST) / kg	168.03 Scf/lb
Flujo de aire	40 m ³ (ST)/m ² hr	131.23 Scf/ pie ² hr
Velocidad del frente de combustión	0.187 m/hr	0.613 pies/hr
Aire requerido	214 m ³ (ST) / m ³	214 Scf/ pie ³
Combustible requerido	20.4 kg/m ³	1.27 Lb/pie ³
Relación aparente atómica H/C	1.46	1.46
Porcentaje de oxígeno utilizado	99.31 %	99.31 %
Porcentaje de oxígeno que reacciona convertido a CO _x	72%	72%
Porcentaje en mole de O ₂ en el flujo de inyección	21.89 %	21.89 %
Relación N ₂ /O ₂ en el flujo de inyección	3.568	3.568
Relación agua/aire estimada	0.97 Kg / m ³ (ST)	0.061 lb /ft ³

Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary. 2010

Lo que concierne al cálculo de los parámetros de evaluación del sistema, como lo es la relación aparente hidrogeno/carbono, se obtuvo un valor de 1.40, relación de de $(\text{CO}_2 + \text{CO}) / \text{N}_2$ de 0.21, y una conversión de oxígeno a óxidos de carbono de 0.72 (o 72 %) en fracción, el cual, observando el rango de estos valores, se concluye que en la prueba de tubo de combustión predominaron las reacciones de alta temperatura o de rompimiento de enlaces, donde el aceite sufrió cracking.

6.1.3 Comparación pruebas de tubo

El estudio y comparación de las dos pruebas de tubo realizadas para un aceite de un campo colombiano, se efectuó de dos formas; observando los valores de los parámetros de combustión y comparando las curvas de producción acumulada de aceite y agua.

- ✓ Comparación de pruebas de tubo con base a parámetros de combustión.

Teniendo en cuenta los parámetros calculados con el análisis de los gases producidos durante las pruebas de combustión en la tabla 18 se muestra, el cálculo de los parámetros de combustión para las dos pruebas explicadas anteriormente. Se pueden comparar los valores de estos cálculos y de esta forma hacer un análisis cualitativo de las dos pruebas.

- Perfiles de temperatura: Como se puede apreciar en la tabla No. 18 se logro obtener picos de temperatura más altos en la prueba de tubo de combustión en modo húmeda, esto puede ser consecuencia de una mayor eficiencia en la transferencia de calor del vapor del agua que se inyecta, el cual hace que las temperaturas sean más elevadas.
- Tiempo de prueba y velocidad del frente de combustión: el tiempo de prueba está relacionado con el tiempo que el perfil de temperatura llega al

fin de la muestra del tubo, debido a la movilidad del agua y al barrido por esta, la prueba húmeda transcurre en un menor tiempo. Esto mismo está relacionado con la velocidad del frente de combustión, ya que para la prueba húmeda se logra una mayor velocidad del frente, también debido a la ayuda de la inyección de agua.

- Combustible requerido y aire requerido: el aire como el combustible requerido para la combustión son dependientes de la velocidad del frente y de la eficiencia de barrido, debido a que la combustión húmeda está favorecida por el efecto de transferencia de calor y barrido del agua inyectada, esta va contribuir a que el proceso se mantenga a altas temperaturas, a su vez disminuye la cantidad de aire necesario para la prueba, por consiguiente, disminuirá la cantidad de combustible requerido y la cantidad de aire para el proceso.
- Relación aire- aceite, AOR: la relación aire aceite es uno de los principales parámetros de combustión debido a que se puede considerar como parámetro de desempeño y de diseño, este parámetro juega un papel importante en la viabilidad técnica y económica del proyecto, ya que esta relación da una idea de cuánto aire se necesita para extraer cierta cantidad de aceite del yacimiento. Si nos fijamos en los resultados obtenidos en la prueba de tubo seca y húmeda (tabla No. 18), observamos, que la relación AOR es menor para la combustión húmeda esto debido principalmente a el agua inyectada, que a su vez contribuye a la disminución del aire requerido y requerimiento de aire: por otro lado también, influye en la relación aire-aceite.
- Relación H/C, CO_x/N_2 y % de CO_2 : teniendo en cuenta lo descrito en el capítulo anterior sobre la evaluación de procesos de combustión in situ, se observaron los parámetros de desempeño, relación hidrógeno/ carbono, relación de dióxidos de carbono y nitrógeno producido y la producción de

CO₂. Para estos tres parámetros no existe una diferencia significativa entre los valores calculados, pero se puede afirmar que en las dos pruebas de tubo de combustión fueron predominadas por las reacciones de rompimiento o altas temperaturas de oxidación, lo cual es un buen indicio para la aplicación en campo.

Tabla 18. Tabla de comparación de parámetros de combustión, pruebas de tubo

Parámetros de comparación	Prueba de tubo de combustión - seca	Prueba de tubo de combustión -húmeda
Max- Temperatura de los perfiles	580 °C	610 °F
% de CO ₂	15.07	15.08
Relación H/C	1.40	1.46
Tiempo de prueba	1.5-10 hr	1 – 7.5 hr
Relación COx / N ₂	0.22	0.21
Oxígeno utilizado	98.15 %	99.31 %
Velocidad del frente de combustión	0.126 m / hr	0.187 m/ hr
Combustible requerido	31.0 kg/m ³	20.4 kg/m ³
Aire requerido	317 m ³ (ST) / m ³	214 m ³ (ST) / m ³
AOR	1093.03 m ³ (ST) / m ³	713.8 m ³ (ST) / m ³

Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary. 2010

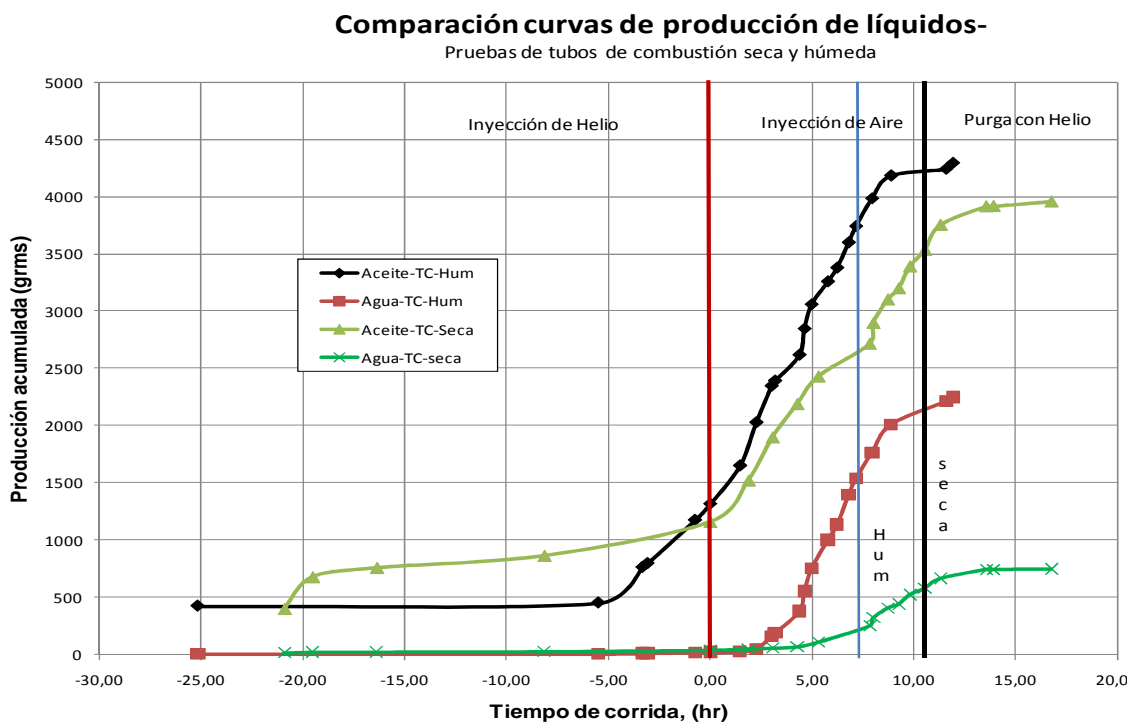
- ✓ Comparación de las pruebas de tubo con base a las curvas de producción de líquidos

El análisis de la producción de líquidos para estas dos pruebas consistió en superponer las dos curvas de producción de aceite y agua, de esta forma comparar las curvas y analizar los efectos del barrio de petróleo y aumento de la

producción de aceite, al hacer una inyección de aire en modo seca y una inyección de aire con baches de agua.

Si observamos la figura No. 18 podemos concluir que fue más efectiva la prueba de tubo de combustión en modo húmedo, ya que se produce una mayor cantidad de aceite en menor tiempo de corrida, se tiene un aumento en la producción de agua en comparación a la prueba en modo seco, pero esto es debido a la misma agua inyectada durante la combustión, sin embargo, hay una diferencia significativa en los tiempos corrida y en la cantidad de aceite recuperado.

Figura No. 31 Superposición de curvas de producción acumulada de prueba de tubo de combustión



Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary. 2010

6.2 CALCULO DE PARÁMETROS DE DISEÑO A PARTIR DE PRUEBAS DE TUBO

Basado en los resultados obtenidos en la pruebas de tubo de combustión y las características del campo de aplicación necesarios, se realizó la implementación de los métodos de diseño de procesos de combustión in situ más relevantes en la literatura, los cuales son tres, método de Nelson & McNeil, Gates & Ramey y R. G. Moore et al.

6.2.1 Implementación método de Nelson & McNeil

Para la implementación del método de Nelson & McNeil se tomaron los resultados arrojados por las pruebas de tubo de combustión in situ en modo seco. Una vez se eligen los datos necesarios de la prueba de tubo de combustión (tabla No. 19), y los datos necesarios de las características del campo de aplicación (tabla No. 20), se procede a seguir la metodología descrita en el capítulo 4 donde se dan a conocer los métodos de diseño (Método de Nelson & McNeil).

Tabla 19. Resumen de la data de laboratorio necesaria para la implementación del método de Nelson & McNeil

Datos de Laboratorio		
Longitud del tubo, pies		3,514
Diámetro del tubo, pies		0,327
Porosidad de la muestra, %		39,2
Volumen de gas producido, PCS		89,77
Composición de aire inyectado	Componente	% Mole
Nitrógeno	N ₂	77,723
Oxígeno	O ₂	22,277

Composición de gas producido, normalizado	Componente	% Mole
Dióxido de carbono	CO ₂	2,92
Oxido de Carbono	CO	15,16
Nitrógeno	N ₂	81,49
Oxígeno	O ₂	0,43

Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary. 2010

Es importante para la predicción de los parámetros operacionales tener una buena caracterización del yacimiento, de esta forma obtener valores con menos incertidumbre para su aplicación en campo.

Tabla 20. Datos de campo necesarios para la implementación del método de Nelson & McNeil

Características del yacimiento			
Parámetro	Símbolo	Unidades	Valor
Patrón de inyección		Adimensional	5
Área del patrón	Área	Acres	40
Porosidad del yacimiento	Φ	%	18.4
Distancia entre pozos	Di	Pies	933
Espesor del yacimiento	h	Pies	100
Presión de fondo, pozos productores	Pwf	Psia	14.65
Permeabilidad de la formación	K	Milidarcies	4600
Saturación de aceite	So	%	78
Saturación de agua	Sw	%	22
Saturación de gas	Sg	%	0.0
Densidad del crudo	ρ	Lb/bbl	352.24
Gravedad API del aceite	API	API	9.1

Radio de los pozos productores	rw	Pies	0.276
Viscosidad del aire	μ	cP	0.022
Permeabilidad relativa del aire	Ka	md	1426

Fuente: Reporte prueba de tubo de combustión modo seco, crudo campo colombiano- Universidad de Calgary. 2010

Otros parámetros importantes que influyen de manera directa en los resultados y en la aplicación de los métodos son las suposiciones ingenieriles, estas se hacen de acuerdo a las experiencias de campo y pruebas de laboratorio en celdas 3D.

Tabla 21. Parámetros ingenieriles

Parámetros ingenieriles			
Parámetro	Símbolo	Unidades	Valor
Velocidades del frente de investigación	Vmin	Pies / día	0.125
Área del patrón	Vmax	Pies /día	0.5
Eficiencia Volumétrica	Evb	Adimensional	0.3

Fuente: Autor

Al insertar estos datos en la aplicación computacional desarrollada y escoger la implementación del método de Nelson & McNeil, se encontraron los siguientes resultados:

Tabla 22. Calculo de la predicción de parámetros de diseño por medio del método de Nelson & McNeil

Parámetros ingenieriles			
Parámetro	Símbolo	Unidades	Valor
Tasa máxima de inyección de aire	ia	MMpcs/día	23.82
Tiempo requerido para alcanzar ia	t1	Días	354.6
Tiempo total del proyecto	t3	Días	2076.6
Volumen de aire inyectado hasta alcanzar la tasa máxima	V1	MMPCS	4220.1
Volumen de aire inyectado a tasa cte.	V2	MMPCS	3281.0
Presión de inyección en los pozos inyectoros	Piw	Psia	171.08
Potencia del compresor (4 patrones)	Potencia	HP	25156.43
Aceite desplazado en la zona quemada	N1	Bbl/acre-pie	873.11
Aceite desplazado en la zona NO quemada	N2	Bbl/acre-pie	445.38
Aceite total a recobrase	N3	Bbl/acre-pie	573.7
Factor de recobro general	FDR	%	51.52
Agua total a producirse	W	Bbl/acre-pie	184.97
Tasa máxima de producción de aceite	qomax	Bbl/día	1332.66
Máxima tasa de producción de agua	qwmax	Bbl/día	429.67
Relación aire inyectado/aceite producido (AOR)	AOR	MPCS/bbl	17.87
Total de aceite a producirse	Np	bbl	2610676.29

6.2.2 Implementación método Gates & Ramey

Para la implementación del método de GATES & RAMEY se tomaron los resultados arrojados por las pruebas de tubo de combustión in situ en modo seco. Una vez se eligen los datos necesarios de la prueba de tubo de combustión (tabla No. 19), y los datos necesarios de las características del campo de aplicación

(tabla No. 20), se procede a seguir la metodología descrita en el capítulo donde se describen los métodos de diseño (Método de GATES & RAMEY).

Teniendo en cuenta que se utilizaron los mismos datos utilizado en las pruebas de tubo por el método de Nelson & McNeil, y con las mismas propiedades del yacimiento propuesto, se insertan en la aplicación computacional, y arrojaron los siguientes datos.

En resumen el método de volumen quemado/aceite recuperado elabora una serie de columnas de cálculos ingenieriles para desarrollar procesos de combustión in situ, donde los cálculos más significantes son la relación de aire inyectado/ aceite producido, recobro de aceite y un límite económico por medio de la relación AOR, ya que si los valores encontrados al aplicar este método en campo son mayores a la relación establecida, indicaría que el proyecto no es económicamente viable en ese momento (tabla 23).

6.2.3 Implementación método de Moore et al

Para la implementación del método de Moore Et al se tomaron los resultados arrojados por las pruebas de tubo de combustión in situ en modo seco. Una vez se eligen los datos necesarios de la prueba de tubo de combustión (tabla No. 19), y los datos necesarios de las características del campo de aplicación (tabla No. 20), se procede a seguir la metodología descrita en el capítulo 4 donde se describen los métodos de diseño (Método de Moore Et al).

Tabla 23. Calculo de la predicción de parámetros de diseño por medio del método de Gates & Ramey

Volumen quemado (%)	% Recobro	Aceite recobrado (bbl/acre-ft)	Aire requerido (MPCS/acre-ft)	AOR Acumulada (MPCS/bbl)	Reciproco PENDIENTE	AOR Actual (MPCS/bbl)	EXCESO DE AIRE %	AOR-Real (MPCS/bbl)	Tasa de aceite (bbl/día)
0	0	0	0	0	0,47	7,61	0	7,61	0
3	6,303	55,03	424,88	7,72	0,48	7,83	0	7,83	1,13
5	10,405	90,85	708,13	7,79	0,49	7,99	0	7,99	3,10
10	20,31	177,33	1416,26	7,99	0,52	8,40	4	8,74	12,11
20	38,62	337,19	2832,52	8,40	0,58	9,37	18	11,06	46,07
30	54,93	479,59	4248,78	8,86	0,65	10,60	31	13,88	98,29
40	69,24	604,54	5665,03	9,37	0,75	12,19	41	17,18	165,19
50	81,55	712,01	7081,29	9,95	0,88	14,34	50	21,51	243,20
60	91,86	802,03	8497,55	10,60	1,07	17,42	58	27,53	328,74
70	95,25	831,63	9913,81	11,92	1,37	22,19			397,68
80	97,03	847,17	11330,07	13,37	1,88	30,55			462,99
90	98,71	861,84	12746,33	14,79	3,02	49,01			529,88
100	100	873,10	14162,59	16,22	7,63	123,82			596,45

Tabla 24. Calculo de la predicción de parámetros de diseño- método de Moore et al

Datos de salida-Diseño			
Parámetro	unidades	valor	símbolo
Peso de combustible	Lb	0,57	WF
Combustible consumido	Lb/ acre-pie	49578,33	WF'
Aire requerido	MMPCS/acre-pie	18,65	ARY
Aire requerido, patrón de 5 puntos	MMPCS	11,67	ARP
Máxima tasa de inyección de aire	MMPCS/Día	22,17	Q _a
Fluidos producidos producido			
Saturación equivalente del combustible	Fracción	0,17	Sof
Saturación de aceite móvil	Fracción	0,61	Som
Saturación de agua formada de la combustión	Fracción	0,03	Swf
Saturación de agua móvil	Fracción	0,25	Swm
Volumen de arena quemada	Pies ³	34167,56	Vb
Volumen de aceite desplazado del volumen quemado	Pies ³	4903,73	Vo
Volumen de agua desplazado del volumen quemado	Pies ³	8465,48	Vw
Relación agua/aceite	Adimensional	1,73	WOR
Tasa de producción de aceite	Pies3/ día	31845,83	Qo
Tasa de producción de agua	Pies 3 / día	12834,81	Qw
Relación aire inyectado/aceite producido	MMPCS/pie 3	1,65	AOR
Tiempo en mínimo flujo	día	2638,29	t
Factor de recobro	%	78	FDR

La importancia de estos resultados, antes de la discusión, radica en observar que los datos arrojados por cada método sean acordes a datos reportados en la literatura; por esta razón se plantea una comparación de los resultados obtenidos con algunos datos de reportes de casos estudio en la literatura y datos recopilados en la herramienta EORS del grupo de investigación Recobro Mejorado (GRM).

6.3 DISCUSION Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

La comparación de los parámetros que se pueden confrontar de los métodos de diseño, se muestran en la tabla 25. Como se puede observar para el parámetro de

Nelson & McNeil y el método de Moore et al, hay una gran similitud en el cálculo de la tasa de inyección, teniendo en cuenta que para cada método la diferencia en el cálculo es el factor que depende de la eficiencia volumétrica.

Tabla 25. Superposición de curvas de producción acumulada de prueba de tubo de combustión

Parámetros ingenieriles					
Parámetro	Unidades	Nelson & McNeil	Gates & Ramey 1	Gates & Ramey 2	Moore Et al
Tiempo de proyecto	Días	2314.20	-	-	2638.29
Tasa de inyección	MMPCS/D	23.82	-	-	22.17
Relación aire – aceite (AOR)	MPCS/bbl	20.35	10.15	14.2	12.35
Producción acumulada de petróleo (N _p)	Bbl/acre-pie	573.70			
Factor de Recobro (FR)	%	51.52	51.52	78.48	78.49
Tasa Máxima de producción	Bbl/d	1170.86	241.1	418.6	5671.60

Para un mejor análisis de los resultados obtenidos a partir de los métodos analíticos de predicción de parámetros de diseño, se hace una comparación de los resultados con los parámetros reportados en la literatura donde se ha aplicado la combustión in situ.

6.4 ANALISIS DE RESULTADOS APARTIR DE CAMPOS ANALOGOS CON APLICACION DE COMBUSTION IN SITU

La comparación de los resultados obtenidos con la herramienta computacional desarrollada, se realizó utilizando el Software EOR'S desarrollado en el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado (GRM), el cual 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 el hecho de que si dos o más propiedades son semejantes en uno o más aspectos, es probable que existan entre ellos más semejanzas en otras facetas. Teniendo en cuenta lo anterior, los resultados obtenidos a partir de las analogías hechas por el software EOR'S al insertar las propiedades del campo en estudio llamado CIS-LROG, fueron seleccionados los 8 primeros campos más análogos con sus respectivos parámetros de operación al momento de la implementación del proceso de combustión in situ en cada uno de ellos.

Como se puede observar en la tabla No. 26, el campo más análogo fue el campo South Belridge del cual solo se puede comparar la tasa de inyección para el método de Nelson & McNeil y para el método de Moore et al. Para el cálculo de estos dos métodos es muy similar a la que se utilizó en el piloto.

También se puede observar que para una relación AOR (Relación aire-aceite), calculada por el método de Nelson & McNeil es muy cercana a los valores registrados por los proyectos de South Belridge y East Vidale, para los cálculos encontrados por los otros dos métodos (Gates & Ramey, Moore et al.), no se encontró alguna similitud con los valores registrados para este parámetro.

Tabla 26. Comparación de parámetros de combustión y operacionales entre los resultados obtenidos y campo análogos

Campo	Tasa de inyección (MMpcs/d)	Presión de inyección (Psia)	Relación aire/aceite (AOR) Mpcs/bbl	Factor de recobro (FR) %	Tasa máx. de producción (bbl/día)
CIS –LROG (MOORE ET AL)	22,17		12,34	78,49	5671,59
CIS-LROG (Gates & Ramey)			10,1	51,52	241,1
			13,9	78,49	418,6
CIS-LROG (Nelson & McNeil)	23,82	171,5	20,34	51,52	1170,86
SOUTH BELRIDGE	0,7	240	19		
EAST VIDALE	0,353	426	20		
	2,824	711			
EAST VENEZUELA			4,89		100
BALOL (H)	21	1300	5,6	38	4400
EAST TÍA JUANA	1		0,94		640
	3				3000
MIDWAY SUNSET	1,38	670	2,89		1100
		820			
SUPLACO DE BARCAU	63,6	Nr	14	52	9000

Teniendo en cuenta las analogías hechas para observar la comparación de los resultados obtenidos en otras pruebas pilotos a nivel mundial y que el método de Nelson & McNeil es más aplicable de acuerdo a las características del yacimiento evaluado, se realiza con este método, una sensibilidad de parámetros operacionales e ingenieriles y para lograr estudiar la relación entre las variables de yacimiento, operacionales y los parámetros de diseño.

6.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD POR MEDIO DEL MÉTODO DE NELSON & MCNEIL

Un análisis de sensibilidad consiste en determinar la influencia que tiene la variación o modificación de una variable independiente sobre otra variable en

estudio, denominada dependiente o en este caso función objetivo. Con el fin de determinar qué tanto afectan las primeras el comportamiento del proceso que está siendo evaluado.

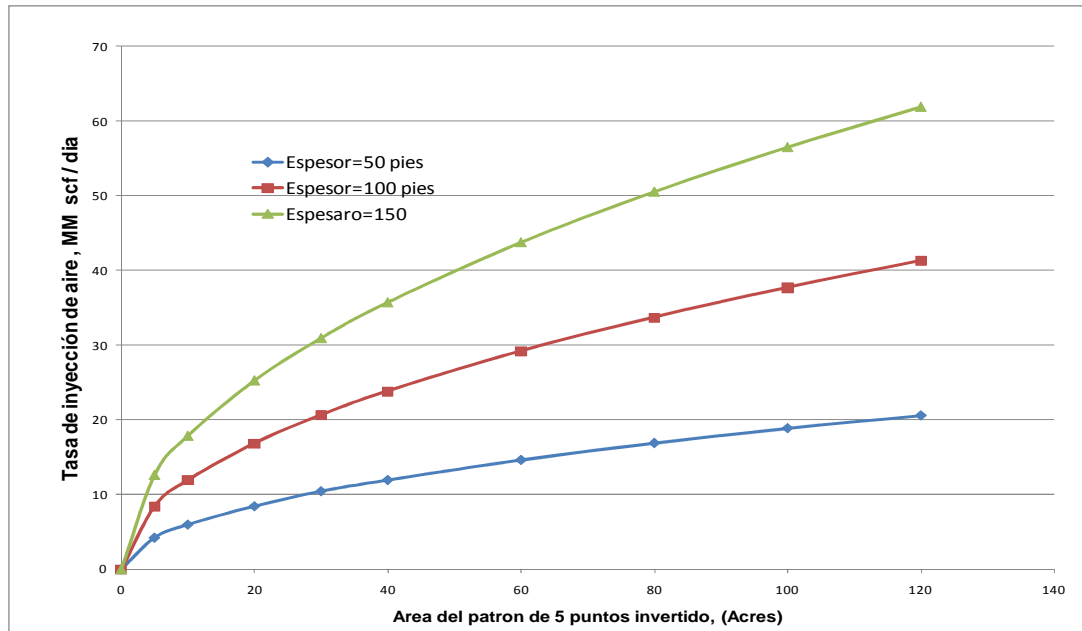
El análisis de sensibilidad en la herramienta se utiliza para determinar la variación general de los resultados arrojados por una función bajo diferentes valores de los parámetros que tienen el mayor efecto sobre el proceso a evaluar, y así poder establecer que tan marcada puede llegar a ser la diferencia cuando se utilizan diferentes valores, logrando determinar la influencia de cada variable sobre el proceso, en este caso calculo de parámetros operacionales de procesos de combustión in situ.

La realización de este análisis de sensibilidad permitirá: establecer que parámetros de operación tiene una influencia significativa en el comportamiento del yacimiento bajo la aplicación del método recobro térmico y así mismo identificar los parámetros de operación que representan mayor riesgo para la viabilidad del proyecto. Estos resultados pueden ser utilizados posteriormente en tareas de simulación de proceso de combustión in situ en simuladores térmicos.

6.5.1 Efecto del área del patrón y espesor de la zona quemada sobre la tasa de inyección (quemado radial, con un mínimo flujo de aire de MMscf/acrepie)

En varios de los screening propuestos para la aplicación de procesos de combustión in situ, resaltan propiedades características del yacimiento como el espesor productor donde se va hacer la combustión y área del proyecto, por esta razón se hizo una sensibilidad de estos parámetros para estudiar el efecto de estas características sobre la predicción de la tasa de inyección por medio del método de Nelson & McNeil (figura 32).

Figura No. 32 Efecto del área y el espesor de la zona productora sobre la tasa de inyección de aire (quemado radial)



La figura No. 32 muestra a la variación de la tasa de inyección como una función del área del patrón de inyección y el espesor de la zona quemada. Estos cálculos se hicieron con un mínimo flujo de aire de 12 scf /pie³, el flujo es constante en todo el patrón.

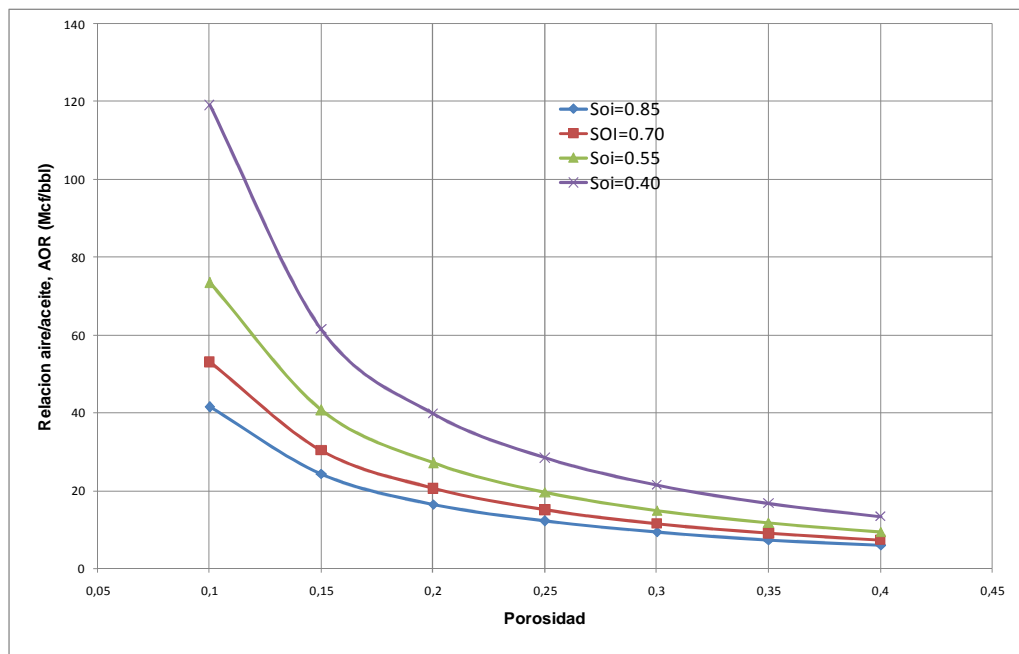
Como se evidencia en la grafica, la tasa de requerimiento de aire es muy sensible al espesor de la zona quemada. Un cambio en el requerimiento de aire para sostener la operación en modo de combustión a altas temperaturas trae consigo un cambio en las curvas. Debido a que si hay un mayor espesor con una misma área de operación, se tendrá que tener una mayor cantidad de aire para sostener las altas temperaturas y las reacciones de oxidación de rompimiento.

6.5.2 Efecto de la porosidad sobre la relación aire inyectado/aceite producido (Aire requerido de MMcf/acre-ft)

El potencial económico de un proyecto de combustión in situ es muy dependiente de la porosidad del yacimiento y a la saturación de aceite al iniciar el proceso. La figura 33 muestra la relación aire/aceite producido en función de la porosidad y la saturación inicial.

Como se puede observar en la figura No.33, existe una disminución en la relación de aire inyectado /aceite producido cuando a una misma saturación de aceite se encuentra una mayor porosidad del yacimiento, esto es debido a que en el yacimiento va existir una mayor cantidad de aceite, por ende, la cantidad de aceite a producirse va ser mayor a un misma tasa, el cual va traer unas disminución en la relación

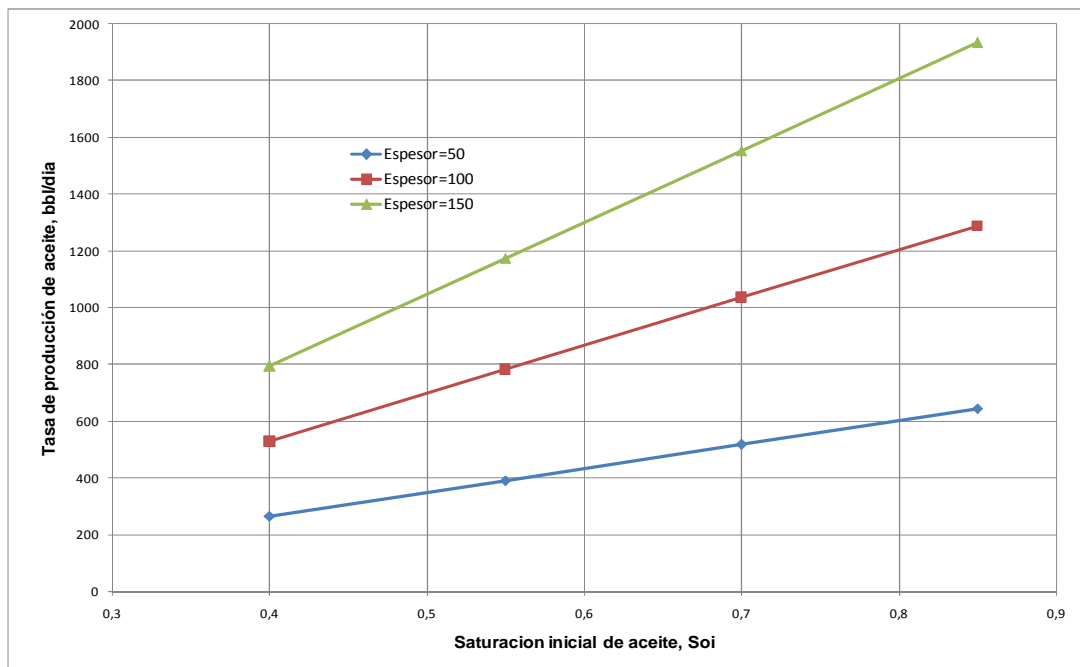
Figura No. 33 Efecto de la porosidad sobre la relación aire inyectado/aceite producido (AOR)



6.5.3 Efecto del espesor de la zona quemada sobre la tasa de producción de aceite

Es importante para el estudio económico del proyecto mirar un estudio de la tasa de producción de los pozos productores, observando varios parámetros como la saturación de aceite y el espesor productor donde se va aplicar la producción.

Figura No. 34 Efecto de la saturación inicial y el espesor productor sobre la tasa máxima de producción en los pozos productores

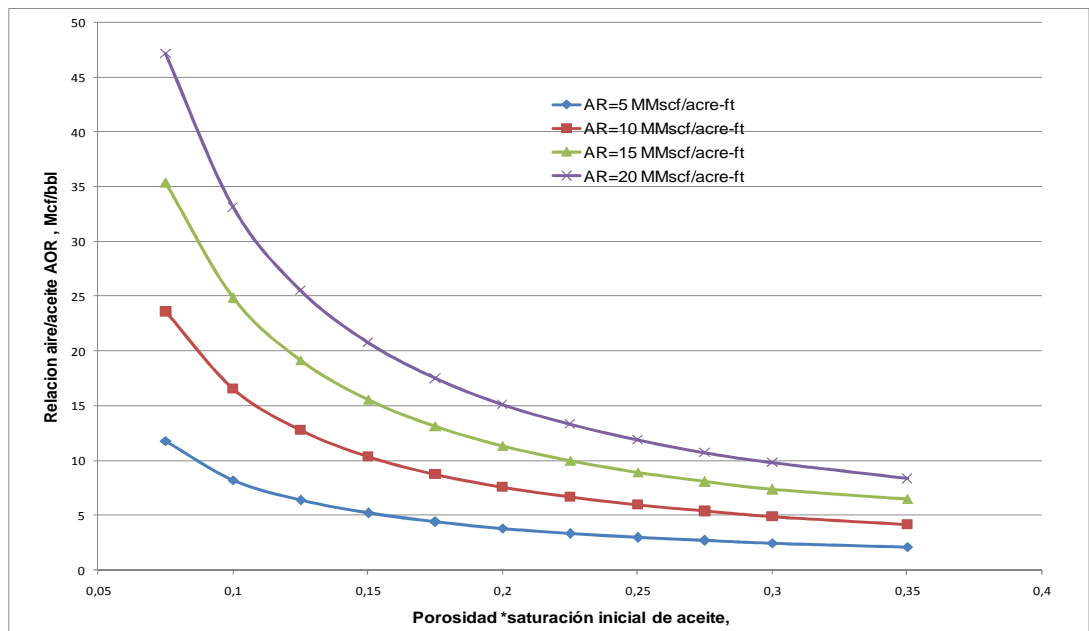


Como se observa en la figura 34, el aumento de la tasa de inyección es directamente proporcional a la saturación de aceite y al espesor productor donde se va aplicar la combustión in situ.

6.5.4 Efecto de la cantidad de aire requerido y el producto de la saturación de aceite y la porosidad sobre la relación de aire inyectado/aceite producido

Teniendo en cuenta que el aire requerido es un parámetro importante para estudiar la viabilidad económica de un proyecto de combustión, es importante observar la sensibilidad que tiene este parámetro con el volumen poroso de aceite, para de esta forma establecer cómo influyen estos dos parámetros en la relación aire inyectado / aceite producido.

Figura No. 35 Efecto del aire requerido y el producto de la saturación de aceite y porosidad sobre la relación de aire inyectado/aceite producido (AOR).



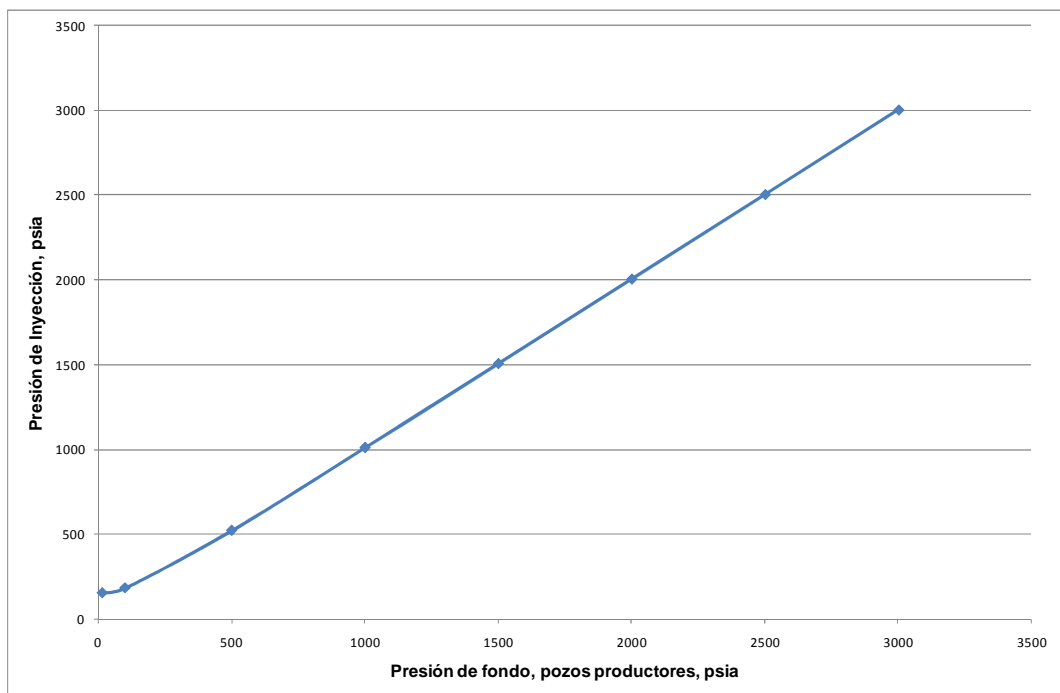
En la figura 35, muestra el cambio de la relación aire inyectado / aceite producido (AOR) como una función del producto de la porosidad y la saturación de aceite al iniciar el proyecto de combustión. En esta figura se aprecia el efecto del aumento del aire requerido (AR), sobre la estimación de la relación aire inyectado/ aceite producido, donde se observa que a medida que este parámetro aumenta, la relación a un mismo producto de porosidad y saturación de aceite, la relación disminuye; esto es debido a que un mayor cantidad de aceite que desplazar se es

necesario quemar una mayor cantidad de combustible, por ende, el aire requerido para el proyecto vas ser mayor, el cual conlleva a que la relación AOR, aumente.

6.5.5 Efecto de la presión de producción de los pozos productores sobre la presión de inyección de aire

Es importante tener en cuenta la relación de la presión de inyección de los pozos inyectoros con la presión de los pozos productores, para que de esta forma, tener un rango de seguridad de operación de los compresores y de las operaciones en campo.

Figura No. 36 Relación de la presión de fondo de los pozos productores con la presión de inyección en los pozos inyectoros



La presión de inyección es un importante parámetro de operación ya que con este es un factor de seguridad para el manejo óptimo y seguro de los compresores. Como se observa en la figura No. 36 estas dos tienen una relación directamente

proporcional, donde a medida que en los pozos productores va disminuyendo la presión de inyección en los pozos productores también se debe disminuir.

De esta forma, se pueden establecer los parámetros importantes para la buena operación del proceso en modo de altas temperaturas y con un índice excelente de seguridad.

CONCLUSIONES

1. Al analizar las dos pruebas de tubo de combustión a partir de los parámetros de combustión, perfiles de temperatura y curvas de producción de líquidos, se puede concluir que la combustión en modo húmeda es más eficiente térmicamente, además, el agua inyectada, favorece la transferencia de calor durante el proceso, lo cual contribuye en la disminución del combustible requerido y por consiguiente del requerimiento de aire para mantener el procesos de combustión a altas temperaturas.
2. Partiendo de que las pruebas de tubo de combustión no son escalables se logro realizar una sensibilidad de las características de yacimiento, donde se observo la influencia de estas, sobre los parámetros operacionales calculados a partir del método de Nelson & McNeil, observando que el espesor del yacimiento y la saturación de aceite al iniciar el proyecto son los factores más importantes sobre la influencia de los parámetros calculados.
3. Analizando los cálculos arrojados por medio de los tres métodos de predicción, se concluye que el método de Nelson & McNeil, es el más completo a la hora de obtener datos más confiables y con menos limitaciones, para la aplicación de este método en proyectos de combustión in situ.
4. Los métodos de predicción utilizados a partir de pruebas de tubo de combustión, tienen varias limitaciones de cálculos, debido a las suposiciones realizadas para su desarrollo y las condiciones para su aplicación; los cuales, hacen que sean importante los conocimientos y criterios ingenieriles en el momento de la implementación de dichos métodos.

5. Es importante tener un programas de evaluación técnica de procesos de combustión in situ, ya que por medio del análisis de los fluidos producidos (gases, aceite y agua), se logra obtener: información vital sobre las variables de interés del proceso, un seguimiento de las reacciones que predominan el proceso y un monitoreo de la localización del frente de combustión.

6. El desarrollo de la herramienta computacional, permite obtener al usuario cálculos de parámetros de diseño y parámetros de evaluación técnica de proceso de combustión in situ, sea en laboratorio o aplicaciones en campo de forma versátil y entendible al usuario.

RECOMENDACIONES

- Para la utilización de la herramienta computacional se recomienda tener conocimientos previos sobre procesos de combustión in situ para que de esta manera la herramienta calcule datos coherentes.
- Antes de la escogencia en la implementación de un método de predicción de parámetros de diseño de procesos de combustión se recomienda un estudio de las características del yacimiento para de esta forma escoger el método más adecuado para la implementación y obtener datos más acordes al proyecto.
- En el caso de la implementación de proceso de combustión in situ, se recomienda tener una excelente caracterización de los fluidos que se encuentran en el yacimiento, para de esta manera en el momento de hacer la evaluación técnica obtener comparación y resultados con menor incertidumbre.
- Realizar un estudio de análisis económico detallado donde se involucren variables como la inversión inicial y la utilidad neta, así como también criterios de evaluación económica tales como payback, Tasa Interna de Retorno (*T.I.R.*) y Tasa Promedio de Retorno (*T.P,R*), con el fin de determinar la evaluación económica de la combustión in situ en el campo de estudio.
- En una aplicación de este proceso de recobro, es necesario que los pozos a utilizados para la inyección de aire tengan la adecuación en cuanto a líneas de inyección, completamiento y tubería de producción con revestimiento térmico para garantizar mejores resultados a los obtenidos en este estudio

- Teniendo en cuenta las suposiciones, criterios ingenieriles hechos durante la implementación de un método de diseño y limitación de diseño para patrón de cinco puntos, se recomienda la modificación durante la aplicación de los métodos, en los cálculos importantes como la tasa de inyección para un patrón en específico, relación aire inyectado/recobro producido, tasa de inyección de agua para procesos de combustión húmeda y el calendario del proyecto.

BIBLIOGRAFIA

- ALEXANDER, J.D, Martin W.L and Dew J.N. “ Factors affecting fuel availability and composition during in-situ combustion “ J. Pet. Tech. October 1962 Trans AIME 225.
- BELGRAVE J D. M., MOORE GORDON and BENNION DOUGLAS W. The thermal behavior of vertically operated near-adiabatic in situ combustion tubes. J. Pet. Sci. Eng. 5 (1990) 51-65
- BELGRAVE J. D. M, MOORE, R.G., A Comprehensive Approach to In Situ Combustion Modeling. SPE- 20250. 2000
- BRIGHAM, William E. Chapter 16, In situ Combustion
- BURGER J. G., Laboratory Research on Wet Combustion, , Institute Francais Petroleo, Bernard C. Sahuquet, Institute Francais Petroleo, SPE 0004144, Octobre 1973.
- BURGER, J., SOURIEAU, P. Thermal Methods of Oil Recovery. 1985.
- BURGER, J.G., Institut Francais Du Petrole. Chemical Aspects of In-Situ Combustion - Heat of Combustion and Kinetics. SPE 3599-PA. 1972
- CHICUTA, A.M., Experimental Study on In-Situ Combustion of Brazilian Heavy Oil. SPE 122036, 2009.

- CHU, C. State of the art review of fireflood field projects proceedings. SPE/DOE 2nd Symposium, Tulsa, Ok, 1981 also J. Pet. Tech. January 1982.
- GATES, C.F., and RAMEY, H, J. Jr. "Field Results of South Belridge Thermal Recovery Experiment". Trans, AIME (1958). Vol. 213, 236
- GREAVES M, J W O DUDLEYT and R W Field. Factorial Experiments in In-Situ Combustion. University of Bath. SPE 19463, 1989.
- GUERRA José Julián, "Diseño De Un Proceso De Combustión Segregacional In-Situ, Para Estructuras Anticlinales Con Alto Grado De Buzamiento, Incorporando Tecnologías De Pozos Productores Horizontales", Uis, 2003, Págs. 327.
- GUTIERREZ, D. SPE. Et. al "Recovery Factor in High- Pressure Air Injection Projects Revisited". Universidad de Calgary. 2007
- GUTIERREZ, Dubert. Fundamentals of Air Injection. 2009
- MAMORA, DAULAT DEBATARAJA, Ph.D. Kinetic of in situ combustion. Stanford University. 1993.
- MARJERRISON, D.M., Amoco Canada; Fassihi, M.R., Amoco Production Co. Procedure for Scaling Heavy-Oil Combustion Tube Results to a Field Model. 24175-MS. 1992.
- MARTIN, W.L, ALEXANDER, J.D & DEW, JN. Process variables of in situ combustion. Transaction AIME, 213.1958. p 218-235.

- MARTIN, WL, ALEXANDER J.D. Factor Affecting Fuel availability and composition during in situ combustion. SPE 296 PA. 1962
- MOORE R.G., LAURESHEN, C.J., MEHTA, S.A., URSENBACH, M.G. Observations and Design Considerations For In Situ Combustion Projects. The University of Calgary, 1997.
- MOORE, R.G., et al. In situ combustion in Canadian heavy oil reservoirs. Butterworth Heinemann. Volume 74, Number 8, 1995.
- MOORE, R.G., LAURESHEN, C.J., URSENBACH, M.G., MEHTA, S.A., BELGRAVE, J.D.M. U. of Calgary. Combustion/Oxidation Behavior of Athabasca Oil Sands Bitumen. SPE 59483 PA, 1999.
- MOORE, R.G., LAURESHEN, C.J., URSENBACH, M.G., MEHTA, S.A., BELGRAVE, J.D.M. A Canadian Perspective on In Situ Combustion. JCPT 93-10-07. Special Edition 1999, Volume 38, No.13.
- MOORE, R.G., URSENBACH, M., BENNION, D.W. In situ combustion tests on Eyehill Cummings reservoir. JCPT 90-06-03, November-December 1990, Volume 29, No.6.
- NELSON, T. W & MCNEIL, J.S, "How to Engineer an In Situ Combustion Project", The Oil and Gas Journal, June 5, 1961. P 58
- OLUROTMI G. Awoleke. SPE, Stanford University. An experimental investigation of In Situ Combustion in Heterogeneous Media. SPE 113022. 2007.
- PENBERTHY, W.L. Design and Operation of Laboratory Combustion Tubes. SPE 01290, 1996.

- PETIT Hervey, Institut Frangais du petrole. Experimental Evaluation Of In Situ Combustion In Naturally Consolidated Cores. 90-06-05.1990.
- RAMEY Jr. HENRY. IN-SITU COMBUSTION. Stanford University, Stanford, California, U.S.A. WPC.1971.
- RAMEY, Henry J. Recovery of Hydrocarbons Beyond the Primary Stage. Stanford University, Stanford, California, U.S.A.
- REYES Yorleth, MENDEZ Gilberto, “Metodología Integrada Para El Monitoreo Y Seguimiento De Yacimientos Sometidos A Procesos De Combustión In Situ”. Bucaramanga. Uis. 2009.
- RODRIGUEZ Jose Ramón. Experimental And Analytical Study To Model Temperature Profiles And Stoichiometry In Oxygen-Enriched In-Situ Combustion. University of Calgary. May 2004
- SARATHI, Partha. In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. Oklahoma, 1995.
- SHOWALTER, W.E, “Combustion Drive test”, Thermal Recovery Processes, Petroleum Transactions Reprint Series, No 7, SPE of AIME, pp 81-96
- UNSERBACH, M.G., MOORE, R.G. Laboratory In Situ Combustion Behavior of Athabasca Oil Sands. PETSOC 5593-01, 1993.
- URSERNBACH MATTHEW G. An overview of laboratory in situ combustion behaviour of Athabasca oil sands. The University of Calgary. 1992.
- VENKATESAN V.N., SAMPATH, K. OTTO, J.B. Oxygen fire flooding: Determination of maximum Water/oxygen ratio for Normal wet combustion. SPE 21573, 1990.

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

ANEXO A. MANUAL DE USUARIO AIPES

1. ¿Qué es AIPES?

AIPES es una herramienta que permite hacer cálculos de diseño partir de pruebas de laboratorio, análisis económico y predicción de procesos de inyección de aire.

2. Marco de trabajo principal

Cuando se inicia el programa se presenta una pantalla de bienvenida como la que se muestra en la figura No.1.

Figura A1 Pantalla de presentación AIPES

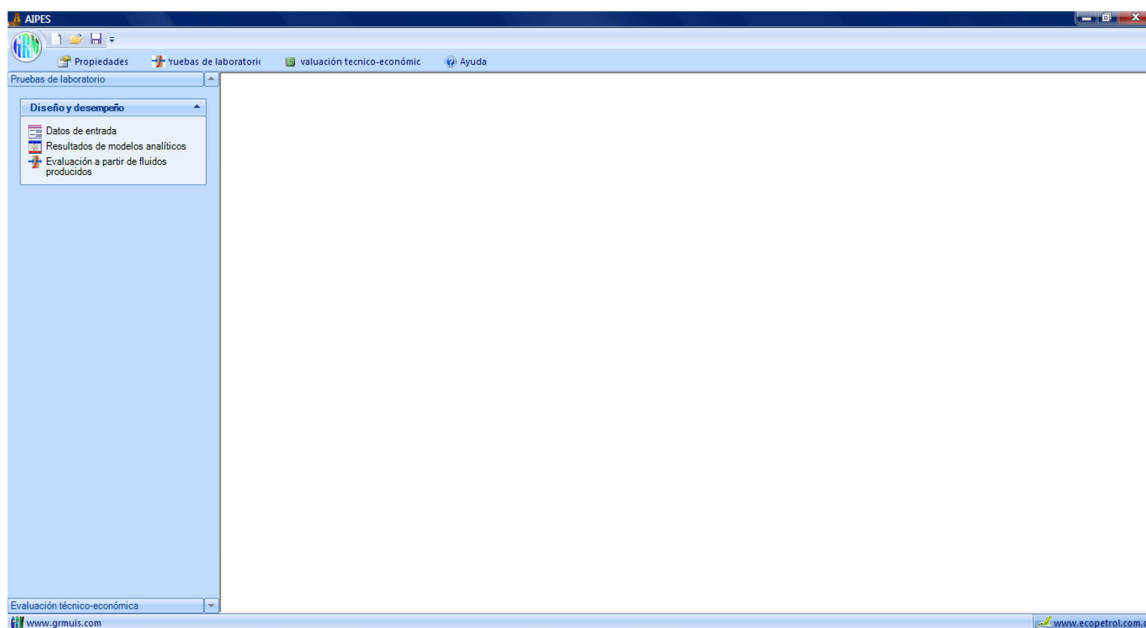


El marco de trabajo general está constituido por un menú superior donde se encuentran los siguientes submenús:

- Propiedades
- Pruebas de laboratorio
- Evaluación técnico-económica
- Ayuda

Este mismo menú se despliega en la parte lateral de la pantalla, como se muestra en la figura No.2.

Figura A2 Marco de trabajo general



Para este caso, se explicará el funcionamiento del módulo de *Pruebas de laboratorio*.

3. Nuevos proyectos

Cuando se crea un nuevo proyecto, seleccionando la opción *Nuevo* de la parte superior, se muestra un formulario como el de la figura A3 donde se digitan las propiedades generales del campo como el nombre, la fecha de descubrimiento, la ubicación y las formaciones que lo componen. En estas dos últimas propiedades se pueden cargar imágenes representativas. Para volver a esta pantalla, se puede acceder a partir de la opción *Propiedades* del mismo menú.

Figura A3 Propiedades generales del proyecto

Proyecto :: Propiedades

Nombre

Fecha de descubrimiento 01/01/0001 Fecha de inicio producción primaria 01/01/0001

Ubicación

Examinar...
Borrar

Formaciones

Examinar...
Borrar

Aceptar Cancelar

4. Pruebas de Laboratorio

4.1. Datos de entrada

Cuando se selecciona la opción *Datos de entrada*, del menú *Pruebas de laboratorio*, se despliega un formulario como el que se observa en las figuras que se muestran más adelante. En la parte izquierda del formulario se encuentra un listado de los modelos analíticos que se pueden utilizar para el cálculo de los parámetros de diseño del proceso. Dentro de estos modelos se encuentran:

- Gates & Ramey
- Nelson & McNeil
- Moore et al

Para ejecutar cualquiera de estos modelos, en la primera pestaña se deben introducir los datos correspondientes al campo como se observa en la figura A4.

Figura A4 Datos de campo.

Propiedad	Valor
Patrón de inyección	5
Área de drenaje (Acre)	40
OOIP (Bbl/acre-pie)	1493,415
Distancia entre pozo inyector y productor (Pies)	933
Espesor de la formación (Pies)	100
Presión de fondo en los pozos productores (Psia)	14,65
Porosidad del yacimiento (Fracción)	0,184
Temperatura del yacimiento (°F)	190
Permeabilidad del yacimiento (mD)	4600
Viscosidad del aire (cP)	0,022
Permeabilidad relativa al aire (mD)	1426
Densidad del petróleo (Lb/bbl)	352,24
Gravedad API del petróleo (°API)	9,1
Saturación de petróleo (Fracción)	0,78
Saturación de gas (Fracción)	0
Saturación de agua (Fracción)	0,22
Saturación residual de petróleo (Fracción)	0
Saturación residual de agua (Fracción)	0
Radio del pozo productor (Pies)	0,276

En la segunda pestaña se encuentra un conjunto de tres grillas que permiten ingresar los datos correspondientes a las pruebas de laboratorio, como se observa en la figura A5.

Figura A5 Datos de laboratorio

Propiedad	Valor
Longitud (Pie)	3,514
Diámetro (Pie)	0,327
Porosidad (Fracción)	0,392
Volumen de gas de combustión producido (PCS)	30,31

Propiedad	% molar
Nitrógeno (N2)	77,723
Oxígeno (O2)	22,277

Propiedad	% molar
Oxido de carbono (CO)	2,92
Dióxido de carbono (CO2)	15,16
Oxígeno (O2)	0,43
Nitrógeno (N2)	81,49

La tercera de las pestañas de este formulario la constituyen datos adicionales necesarios solo para algunos de los modelos, en especial el de Nelson & McNeil, como se observa en la figura A6.

Figura A6 Otros datos

DATOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

Modelos de diseño

- Gates-Ramey
- Nelson-McNeil
- Moore

Datos de campo Datos de laboratorio **Otros datos**

Suposiciones ingenieriles

Propiedad	Valor
Velocidad mínima del frente de combustión (Pies/día)	0.125
Velocidad máxima del frente de combustión (Pies/día)	0.5
Eficiencia de barrido volumétrica (Fracción)	0.626
Barrido volumétrico del patrón (Fracción)	0.3
Eficiencia de barrido areal (Fracción)	0.55
Término de Flujo	4.77
Tiempo de inyección (Días)	365

Volumen de arena quemado

Propiedad	Valor
Inicio (%)	0
Fin (%)	100
Paso (%)	10

Aceptar Cancelar

Para realizar los cálculos se oprime el botón *Aceptar* y se despliega el formulario de resultados.

4.2. Resultados de parámetros de diseño y desempeño

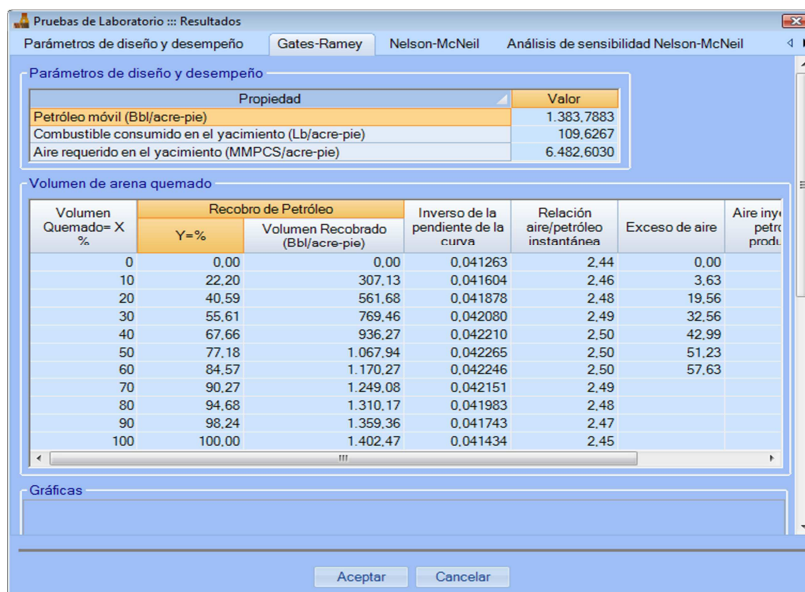
También se puede acceder a los resultados eligiendo la opción *Resultados de los modelos analíticos* del menú principal o del menú lateral. El formulario de resultados se divide en diferentes secciones ubicadas en pestañas. La primera de ellas se denomina *Parámetros de diseño y desempeño* y presenta los resultados comunes a los 3 modelos.

Figura A 7 Resultados-Parámetros de diseño y desempeño

Propiedad	Valor
Relación O2 / Combustible (PCS/lb)	37,3982
Relación aire/ combustible (PCS/lb)	167,8782
Peso total del combustible quemado (lb)	0,1937
Volumen total de aire inyectado (PCS)	31,7790
Aire requerido (PCS/pie ³)	144,5241
Combustible requerido (Lb/pie ³)	0,8609
Relación aire/petróleo	595,8507
Relación hidrogeno/carbono	1,3953
Oxigeno utilizado (%)	98,1590
Conversión O2 a COX	0,7249
Fracción de oxigeno utilizado (Fracción)	0,2813
Relación (CO2+CO)/CO	6,1918
Relación (CO2+CO)/N2	0,2219
Combustible consumido por pie ³ de arena quemada (Lb/pie ³)	0,8808

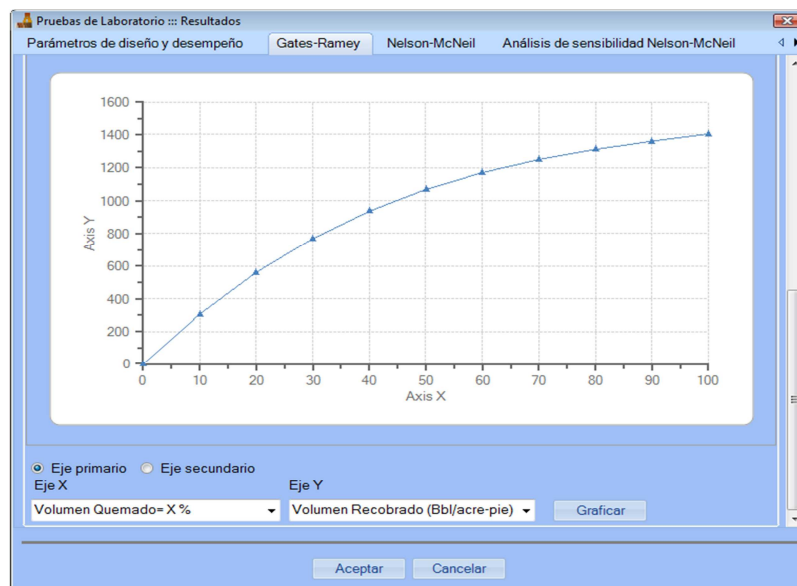
La segunda pestaña corresponde a los resultados del modelo de Gates & Ramey. Este formulario se divide en tres secciones. En la primera sección se muestran algunos resultados generales. En la segunda sección se presenta una tabla que muestra resultados a partir de diferentes volúmenes de arena quemado. Estas dos secciones se muestran en la figura A8.

Figura A8 Resultados-Gates & Ramey



La tercera de las secciones corresponde a las gráficas de los resultados tabulados, como se observa en la figura A9.

Figura A9 Resultados-Gráficas método Gates & Ramey



La tercera de las pestañas de resultados son los correspondientes al modelo de Nelson & McNeil, los cuales se dividen en tres secciones, como se observa en la figura A10

Figura A 10 Resultados-Nelson & McNeil

The screenshot shows a software window with the following data tables:

Propiedad	Valor
Combustible consumido en el yacimiento (Lb/acre-pie)	38.369.3548
Aire requerido (MMPCS/acre-pie)	3.9410
Aire requerido, patrón de 5 puntos (MMPCS)	15.750.9862
Máxima tasa de inyección de aire (MMPCS/Día)	8.0399

Propiedad	Valor
Tiempo de aumento de tasa (Días)	354.1524
Tiempo de tasa constante (Días)	1.604.9520
Tiempo de disminución de tasa (Días)	354.1524
Tiempo total de inyección (Días)	2.313.2568
Volumen de aire inyectado hasta alcanzar tasa máxima(MMI)	1.423.6733
Volumen de aire inyectado a tasa constante(MMPCS)	12.903.6396
Máxima presión de inyección (Psi)	100.0991

Propiedad	Valor
Volumen total de petróleo producido (Bbl/acre-pie)	621.9976
Tasa máxima de producción de petróleo (Bbl/día)	1.268.9267
Factor de recobro (%)	55.8628
Máxima tasa de producción de agua (Bbl/día)	64.6296
Relación petróleo producido/aire inyectado (Bbl/MMPCS)	157.8288
Relación agua producida/aire inyectado (Bbl/MMPCS)	31.6799

Cuando se ejecuta el modelo Nelson & McNeil también se puede hacer análisis de sensibilidad a algunas variables de entrada y obtener los resultados de algunas variables de salida. Para tal fin, se elige cuáles variables se desea modificar, los valores dentro de los cuales se van a poner a variar, el paso de la variación y la variable objetivo. Luego se pulsa el botón que tiene el símbolo de Ejecutar ubicado en la parte inferior de la grilla de entrada de datos y se obtienen resultados tabulados y gráficas como se observa en las figuras

Figura A11 Análisis de sensibilidad-Datos de entrada

Pruebas de Laboratorio :: Resultados

Gates-Ramey Nelson-McNeil Análisis de sensibilidad Nelson-McNeil Moore

Parámetros de diseño y desempeño

Variables	Valor Mínimo	Valor Máximo	Paso
<input checked="" type="checkbox"/> Variable 1	50	150	50
<input checked="" type="checkbox"/> Variable 2	0	120	5
<input type="checkbox"/> Variable objetivo			

Gráficas

Aceptar Cancelar

Figura A12 Análisis de sensibilidad-Resultados

Pruebas de Laboratorio :: Resultados

Gates-Ramey Nelson-McNeil Análisis de sensibilidad Nelson-McNeil Moore

Análisis de sensibilidad Eliminar análisis

Eje primario
 Eje secundario

Eje X Eje Y Graficar

Resultado del análisis de sensibilidad

Variable 1	Variable 2	Variable Objetivo
Espesor del yacimiento (pies)	Área del patrón (acres)	Tasa de inyección de aire (MMscf/)
		0
		5
		10
		15
		20
		25
		30
		35

Aceptar Cancelar

La última de las pestañas de este formulario corresponde a los resultados del modelo de Moore, los cuales están divididos en dos grupos como se observa en la figura A13.

Figura A13 Resultados-Moore

Propiedad	Valor
Aire requerido (MMPCS/acre-pie)	6.2955
Aire requerido, patrón de 5 puntos (MMPCS)	3.9410
Máxima tasa de inyección de aire (MMPCS/Día)	51.7815

Propiedad	Valor
Saturación equivalente del combustible (Fracción)	0.0746
Saturación de petróleo móvil (Fracción)	0.7054
Saturación de agua formada de la combustión (Fracción)	0.0125
Saturación de agua móvil (Fracción)	0.2325
Volumen de arena quemada (Pies ³)	3.002.1991
Volumen de petróleo desplazado del volumen quemado (Pie ³)	2.117.6830
Volumen de agua desplazado del volumen quemado (Pies ³)	698.1068
Relación agua/petróleo	0.3297
Tasa de producción de petróleo (Pies ³ /Día)	5.8019
Tasa de producción de agua (Pies ³ /Día)	1.9126
Relación aire inyectado/petróleo producido (MMPCS/Pie ³)	8.9250

5. Evaluación a partir de fluidos producidos

Otro de los módulos de diseño a partir de pruebas de laboratorio corresponde a la evaluación a partir de fluidos producidos. Esta evaluación se activa desde el menú principal o desde el menú lateral, seguido de los cual se presenta un formulario como el que se observa en la figura A14. Se presentan grillas para evaluar el proceso según la composición de los gases, el petróleo y el agua producidos. En el caso del petróleo y el agua, se deben ingresar valores tanto iniciales como al momento de hacer la evaluación, ya que el resultado de esta evaluación depende de la variación que exista entre dichos valores para cada componente.

Figura A14 Evaluación a partir de los fluidos producidos

Pruebas de Laboratorio :: Evaluación a Partir de Fluidos Producidos

EVALUACIÓN A PARTIR DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

Análisis de gases de combustión

Parámetro	Valor	Régimen temperatura predominante	Observaciones
Temperatura frente de combustión (°F)	1000	ALTAS TEMPERATURA-REACCIONES DE ADICIÓN-HTO	ALTAS TEMPERATURA-REACCIONES DE ADICIÓN-HTO
Producción de CO ² (%mol)	0		
AARHC	1.395	ALTAS TEMPERATURA-REACCIONES DE ADICIÓN-HTO	
COX	0.725	COMBUSTIÓN DE COMBUSTIBLE PRE-OXIDADO	
CORN	0.22	ALTAS TEMPERATURA-REACCIONES DE ADICIÓN-HTO	

Análisis de petróleo producido

Parámetro	Valor Inicial	Valor	Observaciones
Variación de viscosidad	0	0	
Variación de densidad	0	0	
Contenido de asfaltenos	0	0	
Número de ácidos	0	0	

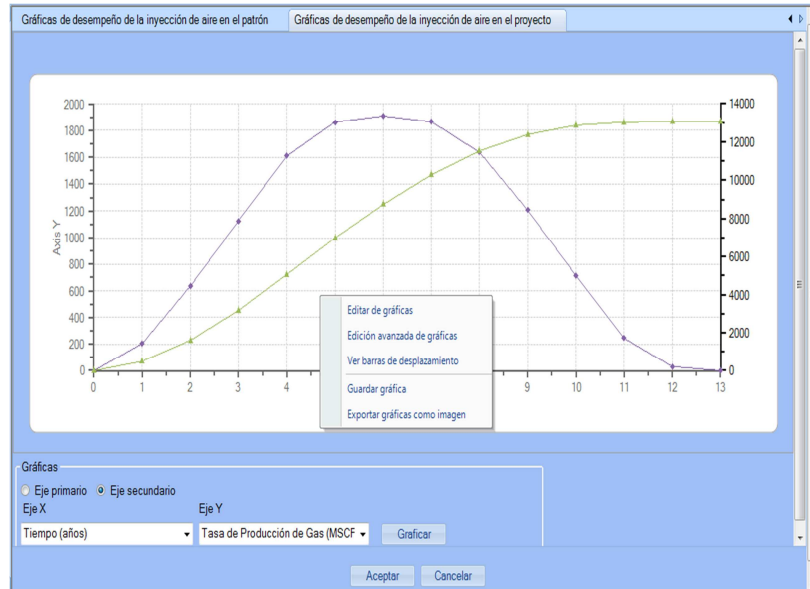
Aceptar Cancelar

6. Edición de gráficas

En cada una de las gráficas se puede activar un menú contextual como el que se observa en la figura A15 con las siguientes opciones:

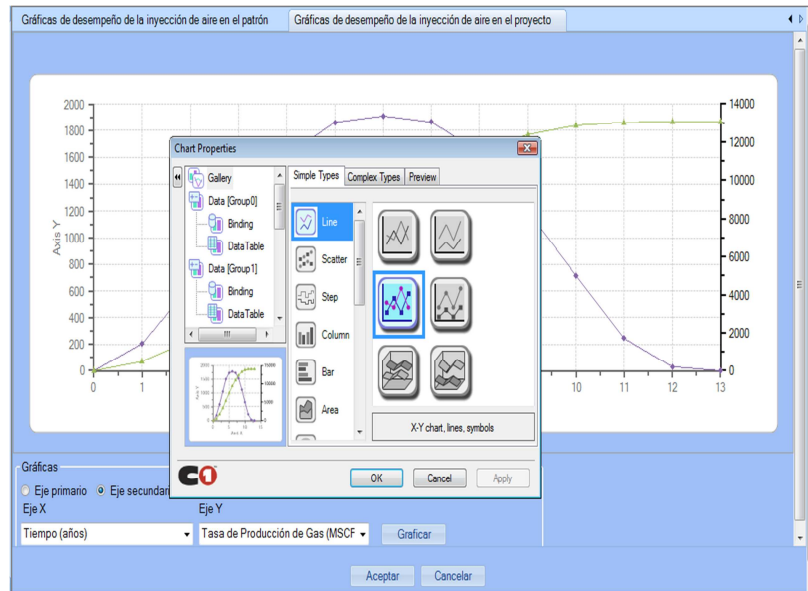
- Editar gráfica.
- Edición avanzada de gráficas.
- Ver barras de desplazamiento.
- Guardar gráficas.
- Exportar gráficas como imágenes.

Figura A15 Menú de opciones de gráficas



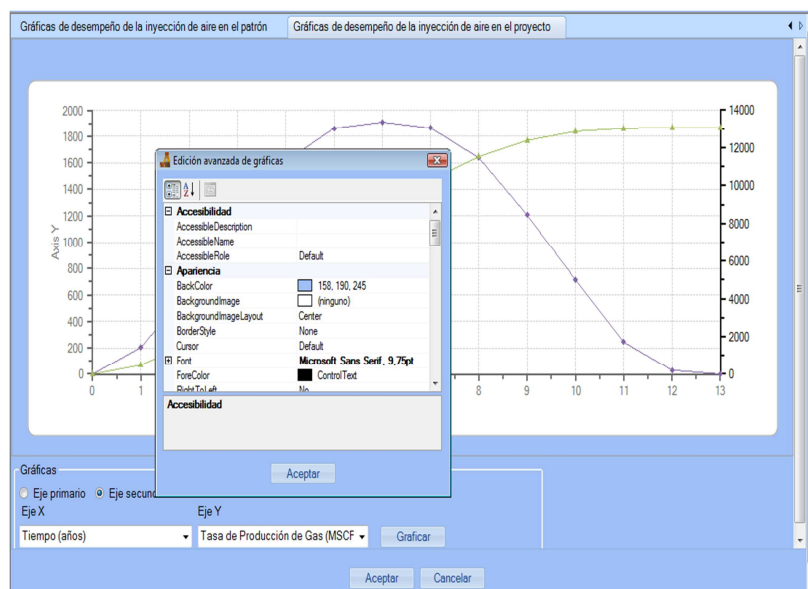
Cuando se elige la opción *Editar gráficas*, se despliega una pantalla como la que se observa en la figura A19 en la cual se pueden cambiar los colores, el estilo de gráficas, las opciones de los ejes y muchas otras.

Figura A 16 Menú de opciones de gráficas- Edición de gráficas



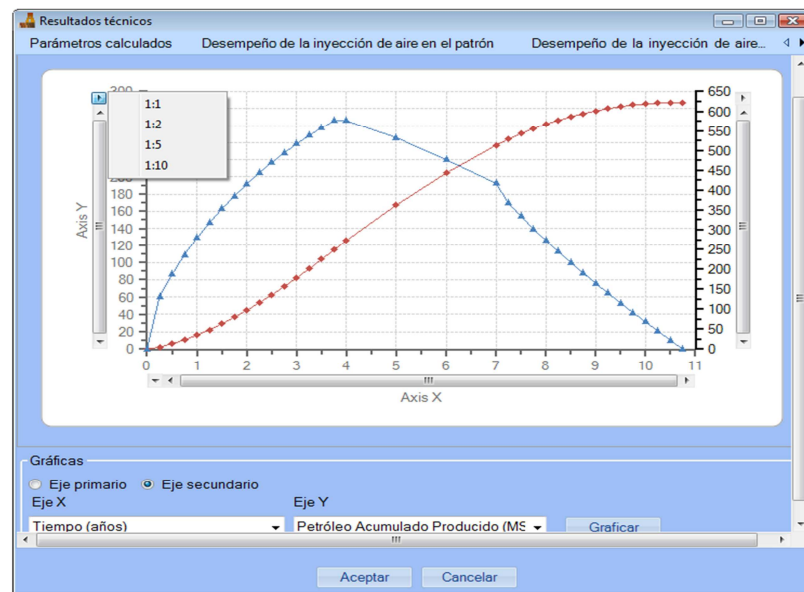
La opción *Edición avanzada de gráficas* permite cambiar la configuración de las gráficas en aspectos más avanzados como la posición en el formulario, el color de fondo y otros, como se observa en la figura A17.

Figura A17 Menú de opciones de gráficas- Edición avanzada de gráficas



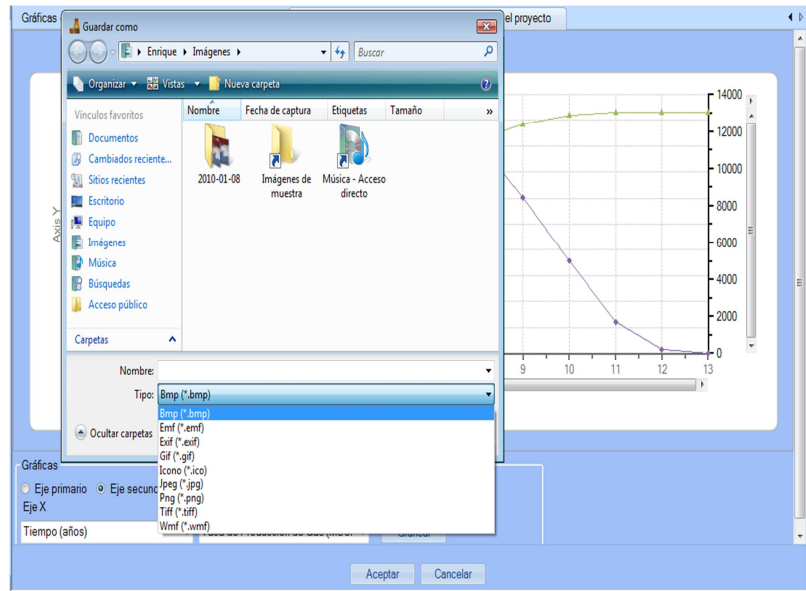
Si se desea cambiar la escala en la que se muestran las gráficas, se elige la opción *Ver barras de desplazamiento*, luego se ubica en la parte inicial de las barras de desplazamiento y haciendo clic en la flecha se despliega un menú donde se selecciona la relación de escala en la cual se quiere mostrar la gráfica

Figura A18 Menú de opciones de gráficas- Ver barras de desplazamiento



Con la opción *Exportar gráficas como imagen*, se puede obtener una imagen de la gráfica en un diferentes formatos BMP, GIF, TIFF, JPG, PNG y otros. Esto se puede ver en la figura A19.

Figura A19 Menú de opciones de gráficas- Exportar gráficas como imagen



La opción *Guardar gráficas* permite guardar la gráfica en formato XML como se observa en la figura A20.

Figura A 20 Menú de opciones de gráficas- Guardar gráficas

