

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE DOS EQUIPOS EXPERIMENTALES (TUBULAR Y TRIDIMENSIONAL) PARA PRUEBAS DE LABORATORIO DE COMBUSTIÓN IN SITU A CONDICIONES DE YACIMIENTO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. González G., Ana Y.
Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE DOS EQUIPOS EXPERIMENTALES (TUBULAR Y TRIDIMENSIONAL) PARA PRUEBAS DE LABORATORIO DE COMBUSTION IN SITU A CONDICIONES DE YACIMIENTO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Adafel Rincón

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Néstor Hernández

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. González G., Ana Y.
Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2007

DEDICATORIA

A esa energía que fluye en nosotros, que nos mantiene vivos y que nos da las fuerzas para seguir adelante a pesar de miles tropiezos, MI DIOS.

A Dora Rodríguez a quien extraño en silencio, se que habrías sido una de las mejores profesionales de este país, donde quieras que estés, PARA TI como te lo prometí.

A mis padres Xiomara Galindo y César González, gracias por darme la VIDA.

A mis hermanos Rossio, René, Yoseph, Javier, Reynaldo y Cinthya, sólo quiero decirles que lo que queramos para el bien de nosotros mismos, PODEMOS LOGRARLO.

A mis verdaderos AMIGOS, quienes siempre creyeron en mí, más que yo misma, que podía lograrlo.

A TÍ, quien desde hace casi cuatro años, me recuerda que aún me queda por entregar al mundo, que podía lograrlo y que siempre, aunque en silencio, has estado allí.

AGRADECIMIENTOS

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela por darme la oportunidad de aprender en sus espacios y mostrarme lo sencillo y complicado que puede llegar a ser el ser humano.

A mi tutor Académico, Prof. Adafel Rincón por su asesoramiento en el desarrollo de este trabajo.

A mi tutor Industrial, Ing. Néstor Hernández por darme la oportunidad de realizar mi trabajo especial de grado.

A Geidy Navarro, Adriana Miaja, Iriant Acosta, Darío Delfín, Mauricio Sastoque, Oswaldo Albornoz, Núman Izarra y Deivy Vasquez, por hacerme agradable y placentero todo el tiempo que estuve en las instalaciones de PDVSA Intevep.

A los Ingenieros María Salcedo y Leonel Bauza por su valiosa contribución en cuanto a información necesaria para el desarrollo de esta investigación.

Al Dr. José Colmenares y el Ing. Freddy Méndez por todo su apoyo a nivel ético, moral y profesional, a ellos todas las gracias.

González G., Ana Y.

DISEÑO DE DOS EQUIPOS EXPERIMENTALES (TUBULAR Y TRIDIMENSIONAL) PARA PRUEBAS DE LABORATORIO DE COMBUSTIÓN IN SITU A CONDICIONES DE YACIMIENTO

Tutor Académico: Prof. Adafel Rincón, Tutor Industrial: Ing. Néstor Hernández. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2007, 197 p.

Palabras Claves: Combustión In Situ, tubos de combustión, celda tridimensional.

Resumen: El presente trabajo tiene como objetivo principal incorporar los parámetros necesarios para el diseño mecánico de las celdas tubular y tridimensional involucradas en el estudio en laboratorio del proceso de combustión in situ a condiciones de yacimiento. Para ello se realizó una recopilación extensa y revisión bibliográfica de diferentes experimentos efectuados por algunos autores durante el período 1957-2006 quienes representaron las condiciones de operación de sus ensayos. Los principales criterios aplicados para la selección de dichos parámetros fue la escogencia de aquellos experimentos que emplearan en sus pruebas crudos con gravedades menores a 21.9 °API los cuales fueron comparados con experiencias limitadas hechas a crudos venezolanos. Las condiciones de presión se ajustaron a los yacimientos de crudo pesado y extrapesado de Venezuela, entre otros. El desarrollo de esta investigación cuenta con la elaboración de los diseños del ensamblaje de los dispositivos necesarios para la ejecución de pruebas de ISC en el laboratorio, la deducción de los modelos de cálculo para la estimación del proceso ISC plasmados en hojas de cálculo Excel, redacción de los procedimientos mínimos necesarios para la puesta en marcha del experimento en sí, la elaboración de planes de muestreo y análisis durante la prueba de combustión requeridos para la evaluación de las pruebas y por último la elaboración de una hoja de especificación la cual incluye los parámetros y condiciones de operación de las celdas tubular y tridimensional. Como resultado general se establecieron las condiciones máximas implicadas en los ensayos de combustión in situ a condiciones de yacimiento, las cuales son de vital importancia para el diseño mecánico y construcción de ambas celdas. Este trabajo incorpora el inicio de la ejecución de pruebas ISC en celdas 3D y las mejoras de un sistema empleado en PDVSA Intevp el cual ofrece ciertas limitaciones.

ÍNDICE

	Pág.
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
RESUMEN.....	V
ÍNDICE.....	VI
LISTA DE TABLAS.....	IX
LISTA DE FIGURAS.....	XI
INTRODUCCIÓN.....	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
CAPÍTULO I.....	5
MARCO REFERENCIAL.....	5
1.1. Métodos de Extracción de Petróleo.....	6
1.1.1. Recuperación Primaria.....	6
1.1.2. Recuperación Secundaria.....	7
1.1.3. Recuperación Terciaria y/o Mejorada.....	7
1.2. Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo.....	9
1.2.1. Consideraciones Generales.....	9
1.2.1.1. Profundidad.....	10
1.2.1.2. Petróleo In Situ.....	10
1.2.1.3. Porosidad.....	11
1.2.1.4. Saturación de Agua.....	11
1.2.1.5. Segregación.....	11
1.2.1.6. Heterogeneidad del Yacimiento.....	11
1.2.1.7. Espesor de Arena.....	12
1.2.2. Tipos de Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo.....	12
1.2.2.1. Inyección de Vapor.....	12
1.2.2.2. Inyección de Agua Caliente.....	13
1.2.2.3. Combustión En Sitio.....	14
1.2.2.3.1. Combustión Convencional (combustión seca).....	14
1.2.2.3.2. Combustión Convencional Húmeda.....	18
1.2.2.3.3. Combustión en Reverso.....	21
1.3. Cinética de Combustión.....	24
1.3.1. Reacciones Químicas Asociadas a la Combustión In Situ.....	24
1.3.1.1. Reacciones de Oxidación a Bajas Temperaturas.....	25
1.3.1.2. Reacciones de Pirólisis.....	28

1.3.1.3.	Reacciones de Oxidación a Altas Temperaturas.....	30
1.3.2.	Cinética de Reacción.....	31
1.3.3.	Factores que afectan las reacciones de oxidación.....	34
1.3.4.	Técnicas y Herramientas empleadas para el estudio cinético de las reacciones de combustión in situ	35
1.3.4.1.	Técnicas de Análisis Térmico	36
1.3.4.2.	Técnicas DTA y TGA.....	36
1.3.4.3.	Determinación de Parámetros Cinéticos a partir de Termogramas.....	37
1.3.4.3.1.	Dificultades al usar las técnicas de TDA y DSC para evaluar parámetros de combustión in situ.....	42
1.3.4.4.	Tasa de Aceleración Calorimétrica (ARC).....	44
1.3.4.4.1.	Teoría del ARC.....	46
1.3.4.4.2.	Limitaciones de las pruebas ARC	47
1.3.4.5.	Técnica de análisis del gas efluente (EGA)	48
1.4.	Pruebas en Tubos de Combustión (Celda Tubular).....	50
1.4.1.	Descripción de las pruebas en tubos de combustión.....	53
1.4.2.	Procedimientos de ejecución de pruebas en tubos de combustión [2]	56
1.4.3.	Análisis de los datos obtenidos de pruebas en tubo de combustión.....	61
1.4.3.1.	Estequiometría de Combustión a altas temperaturas	62
1.4.3.2.	Evaluación de los parámetros de combustión a partir de los datos de un analizador de gases efluentes.....	65
1.4.3.3.	Forma alterna de la ecuación de combustión a altas temperaturas.....	67
1.5.	Pruebas de Combustión en Celdas Tridimensionales	70
1.5.1.	Configuraciones de Pozos.....	71
CAPÍTULO II	75
METODOLOGÍA		75
2.1.	Recopilación de Información.....	75
2.1.1.	Revisión bibliográfica sobre Combustión In Situ.....	75
2.1.2.	Revisión bibliográfica sobre Sistemas 1D y 3D.....	76
2.1.3.	Obtención de los Parámetros de Operación para el Diseño de las Celdas. 76	
2.1.3.1.	Presión.....	76
2.1.3.1.1.	YACIMIENTO: Formación Lagunillas. Campo Tía Juana.	79
2.1.3.1.2.	YACIMIENTO: Lagunillas Inferior-07 (LL-07). Campo Lagunillas (Lago).....	80
2.1.3.1.3.	YACIMIENTO: B-6-X.03. Campo Tía Juana (Lago).....	81
2.1.3.1.4.	YACIMIENTO: “C” /VLG-3676. Campo Ceuta.....	82
2.1.3.1.5.	YACIMIENTO: Cretácico DM-115. Campo Mara Oeste.	82
2.1.3.1.6.	YACIMIENTO: P - ½ (0017). Campo Silvestre.....	83
2.1.3.1.7.	YACIMIENTO: J-3 (OM-100). Campo Oveja.	84

2.1.3.1.8. YACIMIENTO: RG-14-COEF. Campo Santa Rosa.....	85
2.1.3.1.9. YACIMIENTO: Arenas de Naricual. Campo Carito Central. ...	85
2.1.3.1.10. YACIMIENTO: Arenas de Naricual. Campo El Furrial.....	85
2.1.3.1.11. YACIMIENTO: Arenas P2. Campo Pedernales.	86
2.1.3.1.12. YACIMIENTO: Miembro Morichal. Campo Cerro Negro (AREA BITOR).	87
2.1.3.2. Aislante Térmico.....	90
2.1.3.3. Dimensiones de las Celdas 1D y 3D.....	93
2.1.3.3.1. Celda Tubular.....	93
2.1.3.3.2. Celda Tridimensional.....	98
2.1.3.4. Temperatura.....	99
2.1.3.5. Flujos de Aire y Agua.....	100
2.1.3.5.1. Celda Tubular.....	100
2.1.3.5.2. Celda Tridimensional.....	102
2.1.3.6. Calentadores Externos.....	103
2.1.3.7. Potencia de los Calentadores Externos.....	103
2.1.3.8. Analizadores y Cromatógrafos.....	106
2.1.3.9. Sensores de Presión.....	107
2.2. Diseño de los Montajes Experimentales.....	107
2.3. Deducción de los Modelos de Cálculo.....	109
2.3.1. Balance de Masas Saturación de Agua.....	110
2.3.2. Balance de Masas Saturación de Crudo.....	113
2.3.3. Balance de Masas Combustión In Situ.....	115
2.4. Elaboración de Planes de Muestreo y Análisis.....	117
2.5. Redacción de los Procedimientos Experimentales.....	122
2.6. Elaboración de Hoja de Especificación.....	123
CAPÍTULO III.....	124
RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	124
3.1. Recopilación de Información.....	124
3.2. Diseño de los Montajes Experimentales.....	125
3.3. Deducción de los Modelos de Cálculo.....	131
3.3.1. Determinación de los Parámetros Cinéticos.....	131
3.3.2. Técnica de Análisis de los Gases Fluyentes (EGA).....	137
3.3.3. Cálculo de los parámetros de combustión a partir de la composición de los gases producidos.....	137
3.3.4. Análisis de los Requerimientos de Aire y Combustible.....	140
3.3.5. Cálculo de los parámetros de combustión a partir de datos estabilizados.....	144
3.3.6. Balance de Masas.....	151
3.3.6.1. Saturación con Agua.....	151
3.3.6.2. Saturación con Crudo.....	153
3.3.6.3. Combustión In Situ.....	158
3.4. Elaboración del Plan de Muestreo y Análisis.....	165
3.5. Redacción De los Procedimientos Experimentales.....	166

3.5.1.	Procedimientos Celda Tubular	166
3.5.1.1.	Recombinación de Crudo.....	166
3.5.1.2.	Determinación de la relación gas-petróleo (RGP)	166
3.5.1.3.	Preparación de la Celda Tubular	167
3.5.1.4.	Empaque de la Celda.....	167
3.5.1.5.	Aislamiento de la Celda	168
3.5.1.6.	Presurización de la Celda.....	170
3.5.1.7.	Caracterización de la Celda.....	172
3.5.1.8.	Durante la prueba de combustión.....	172
3.5.2.	Procedimientos Celda Tridimensional	175
3.5.2.1.	Preparación de la Celda Tridimensional	175
3.5.2.2.	Empaque de la celda 3D.....	175
3.5.2.3.	Aislamiento de la Celda 3D	176
3.5.2.4.	Configuración de los pozos.....	178
3.5.2.5.	Caracterización de la Celda 3D.....	180
3.5.2.6.	Durante la Prueba de Combustión	180
3.6.	Hoja de Especificaciones	181
CONCLUSIONES.....		183
RECOMENDACIONES.....		185
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		186
BIBLIOGRAFÍA.....		188

LISTA DE TABLAS

	Pág.
<u>Tabla 2.1: Clasificación de los Crudos según su Gravedad API</u>	77
<u>Tabla 2.2: Yacimientos de Hidrocarburos en Venezuela</u>	78
<u>Tabla 2.3: Comparación entre propiedades de los fluidos</u>	88
<u>Tabla 2.4: Características de Yacimientos de Hidrocarburos en Venezuela</u>	89
<u>Tabla 2.5: Dimensiones de Tubos de Combustión utilizadas por diferentes autores</u>	94
<u>Tabla 3.1: Parámetros de Diseño Celda Tubular</u>	124
<u>Tabla 3.2: Parámetros de Diseño Celda Tridimensional</u>	125

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<u>Figura I.1: Etapas del Proceso de Combustión In Situ Convencional [1]</u>	18
<u>Figura I.1.2: Combustión Húmeda Normal</u>	19
<u>Figura I.1.3: Combustión Húmeda Incompleta</u>	20
<u>Figura I.1.4: Combustión Súper Húmeda</u>	21
<u>Figura I.2: Zonas formadas durante la combustión en reverso y su perfil de temperatura</u>	23
<u>Figura I.4: Dibujo Representativo de un Equipo ARC</u>	45
<u>Figura I.5: Perfil de Temperaturas Tipo I [2]</u>	60
<u>Figura I.6: Perfil de Temperaturas Tipo II</u>	60
<u>Figura I.7: Perfil de Temperaturas Tipo III</u>	61
<u>Figura I.8: Configuraciones de Pozos Productores e Inyectores</u>	73
<u>Figura I.9: Configuración Línea de Conducción Escalonada (Staggered Line Drive)</u>	73
<u>Figura I.9.1: Configuración Línea de Conducción Directa (Direct Line Drive)</u>	74
<u>Figura II.1: Variación de las Dimensiones de Celdas de Combustión con el Tiempo</u>	96
<u>Figura II.2: Relación entre en número de publicaciones consultadas y la Longitud de la Celda 1D</u>	97
<u>Figura II.3: Variación de las Dimensiones de las Celdas 3D en función del Tiempo</u>	99
<u>Figura II. 4: Temperatura Máxima de Combustión</u>	100
<u>Figura II.5: Relación entre el Flujo de Aire Inyectado y la Gravedad API</u>	101
<u>Figura II.6: Sección Areal del Tubo de Combustión</u>	104
<u>Figura II.7: Equipos Asociados a Prueba de Combustión In Situ</u>	108
<u>Figura II.8: Esquema Básico de Saturación con Agua</u>	111
<u>Figura II.8.1: Esquema Básico de Saturación con Crudo</u>	113
<u>Figura II.8.2: Esquema Básico de Combustión In Situ</u>	115
<u>Figura III.1: Montaje de los Equipos Experimentales Correspondiente a la Celda Tubular [2]</u>	128
<u>Figura III.1.2: Montaje de los Equipos Experimentales Correspondiente a la Celda 3D [4]</u>	131
<u>Figura III.2: Deducción de los Parámetros Cinéticos para la Evaluación del Proceso ISC</u>	132
<u>Figura III.2A</u>	133
<u>Figura III.2B</u>	134
<u>Figura III.2C</u>	135
<u>Figura III.2D</u>	135
<u>Figura III.2.1A: Deducción de lo Parámetros Cinéticos para la Evaluación del Proceso ISC, Según Sigal y Fatu (1976)</u>	136

<u>Figura III.2.1B: Deducción de lo Parámetros Cinéticos para la Evaluación del Proceso ISC, Según Yoshihi y Pillips (1985).</u>	136
<u>Figura III.3: Técnica de Análisis de los Gases Efluentes (EGA).</u>	137
<u>Figura III.4: Parámetros de Combustión partiendo de la Composición de los Gases Producidos.</u>	138
<u>Figura III.4A.</u>	139
<u>Figura III.4B.</u>	139
<u>Figura III.5: Análisis de los Requerimientos de Aire y Combustible.</u>	140
<u>Figura III.5A.</u>	141
<u>Figura III.5B.</u>	142
<u>Figura III.5C.</u>	142
<u>Figura III.5D.</u>	143
<u>Figura III.5E.</u>	144
<u>Figura III.6: Parámetros de Combustión a partir de Datos Estabilizados.</u>	145
<u>Figura III.6A.</u>	145
<u>Figura III.6B.</u>	146
<u>Figura III.6C.</u>	146
<u>Figura III.6D.</u>	147
<u>Figura III.6E.</u>	148
<u>Figura III.6F.</u>	148
<u>Figura III.6G.</u>	149
<u>Figura III.6H.</u>	149
<u>Figura III.6I.</u>	150
<u>Figura III. 6J.</u>	150
<u>Figura III.7: Balance del Proceso de Saturación con Agua.</u>	151
<u>Figura III.7A.</u>	152
<u>Figura III.7B.</u>	152
<u>Figura III.8: Balance del Proceso de Saturación con Crudo.</u>	153
<u>Figura III.8A.</u>	154
<u>Figura III.8B.</u>	154
<u>Figura III.8C.</u>	155
<u>Figura III.8D.</u>	155
<u>Figura III.8E.</u>	156
<u>Figura III.8F.</u>	156
<u>Figura III.8G.</u>	157
<u>Figura III.8H.</u>	157
<u>Figura III.9: Balance del Proceso de ISC.</u>	158
<u>Figura III.9A.</u>	159
<u>Figura III.9B.</u>	160
<u>Figura III.9C.</u>	160
<u>Figura III.9D.</u>	161
<u>Figura III.9E.</u>	161
<u>Figura III.9F.</u>	162
<u>Figura III.9G.</u>	162
<u>Figura III.9H.</u>	163

<u>Figura III.9I</u>	163
<u>Figura III.9J</u>	164
<u>Figura III.9K</u>	164
<u>Figura III.9L</u>	164
<u>Figura III.10: Celda Tubular de 30 Centímetros Empacada con Arena</u>	168
<u>Figura III.11: Celda Tubular de 30 Centímetros</u>	169
<u>Figura III.11.1: Acercamiento a uno de los Extremos de la Celda Tubular de 30 Centímetros</u>	170
<u>Figura III.12: Celda Tubular con Camisa de Presurización</u>	171
<u>Figura III. 13: Celda 3D con Arreglo de Termopares</u>	177
<u>Figura III. 14: Celda 3D con Configuración de Pozos VIHP</u>	178
<u>Figura III. 14.1: Celda 3D con Configuración de Pozos VI2HP</u>	179
<u>Figura III. 14.2: Celda 3D con Configuración de Pozos 2VIHP</u>	179

INTRODUCCIÓN

Las tendencias de la industria petrolera a nivel mundial indican, que hay una excelente oportunidad para los crudos pesados y extrapesados de convertirse en el mayor recurso energético del futuro. Esto en gran parte por el agotamiento de los yacimientos de crudos livianos los cuales a su vez son usados como disolventes naturales para la extracción de los crudos pesados.

La realidad económica actual plantea en cada negocio la necesidad de innovar constantemente para garantizar la competitividad y rentabilidad. En tal sentido, muchas han sido las investigaciones realizadas para el estudio de ciertas tecnologías que faciliten la producción, transporte y refinación del crudo pesado a bajo costo.

En Venezuela, los yacimientos característicos de crudos pesados y extrapesados se encuentran en la Cuenca Oriental, específicamente en la Faja Petrolífera del Orinoco y su explotación requiere de métodos de recuperación secundaria y/o terciaria con la finalidad de disminuir la viscosidad del crudo y facilitar su extracción.

Debido a la alta complejidad de extracción asociada a la alta viscosidad de los crudos pesados y extrapesados su explotación ha sido limitada, siendo la inyección alternada de vapor el único método de recuperación secundaria aplicado actualmente en Venezuela. Sin embargo, en el pasado se han iniciado varios proyectos de combustión in situ, la cual ha probado ser una técnica aplicable en nuestros yacimientos. Alguna de las razones por la cual este proceso no se ha mantenido operativo es su alto grado de complejidad. Por tal motivo es necesario mantener una investigación continua en este aspecto.

El objetivo de este trabajo es establecer los parámetros del diseño de dos equipos experimentales (tubular y tridimensional) para la realización de pruebas de laboratorio. Estas celdas son empleadas en la actualidad para evaluar el proceso de combustión in situ a condiciones de yacimiento.

Para ello, dicha investigación fue desarrollada cumpliendo con las siguientes fases:

- I. Recopilación de Información.
- II. Diseño de los Montajes Experimentales.
- III. Deducción de los Modelos de Cálculo.
- IV. Elaboración de Planes de Muestreo y Análisis.
- V. Redacción de Procedimientos Experimentales.
- VI. Elaboración de Hoja de Especificación.

Este trabajo permitió la obtención de los parámetros máximos de operación necesarios para el diseño mecánico de las celdas tubular y tridimensional. Su gran aporte es la mejora del sistema actual empleado en el Laboratorio de Procesos Térmicos de PDVSA Intevep, obteniendo un tubo de mayor longitud y ajustado al uso de una camisa de presurización lo cual no contemplaba el sistema antes mencionado. Respecto a la celda tridimensional, bien podría decirse, es un nuevo equipo el cual es utilizado en los momentos actuales por muchos investigadores para la estimación de la eficiencia de barrido durante un ISC haciendo uso de distintas configuraciones de pozos, diferentes a las convencionales, la cual no existe actualmente en PDVSA Intevep.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

PDVSA Intevep es filial de Petróleos de Venezuela encargada de la investigación científica y avances tecnológicos para garantizar la continuidad operativa y crecimiento permanente de dicha Corporación. Uno de sus objetivos principales es generar soluciones tecnológicas integrales a las medidas de los negocios, con especial énfasis en crudos pesados y extrapesados.

La Gerencial General de Explotación y Producción de PDVSA Intevep, viene elaborando desde mediados de los ochenta, la medición y evaluación del proceso de Combustión In Situ mediante pruebas experimentales realizadas en el Laboratorio de Procesos Térmicos (IOR). Estos estudios comprenden la cinética y la simulación física del proceso a condiciones de yacimiento a través de pruebas “tipo tubo”.

En el estudio cinético se emplean diversas herramientas para el análisis térmico del proceso tales como termoanalizadores, reactores, celdas pequeñas, etc., los cuales permiten calcular parámetros muy importantes dirigidos hacia la evaluación de las reacciones químicas que ocurren entre el petróleo crudo y el aire inyectado en el yacimiento. También la presencia de minerales en el sistema crudo-matriz de la roca y el contenido de arcilla en el yacimiento influyen en las reacciones de formación de combustible y su subsiguiente combustión.

Por otro lado la simulación física abarca toda la instrumentación necesaria para la descripción y el montaje de la fase experimental donde se utilizan celdas tubulares de diferentes longitudes para la evaluación física del proceso. Estas celdas proporcionan información referente a la fracción de crudo consumido como combustible, temperatura de ignición espontánea, saturación mínima de crudo requerida para mantener el frente de combustión, etc.

Desde 1985 hasta 1990, se utilizaron celdas de tres metros de longitud y treinta centímetros de diámetro. La preparación y montaje tardaba de dos a tres meses y la duración de la prueba era de una semana entera. Esto hacía que el experimento fuese incómodo, y necesariamente debía existir una planta o espacio destinado y además se incrementaba el consumo en horas hombre.

A medida que fue transcurriendo el tiempo, durante el período 1996 – 2001, surgieron cambios en los equipos que se venían utilizando hasta llegar a celdas mucho más pequeñas, de treinta centímetros de largo y cuatro centímetros de diámetro. Estas celdas se preparaban en cuatro días y el tiempo de duración de la prueba era de cuatro horas. Son mucho más cómodas para trabajar y ocupan menos espacio para la ejecución de las pruebas en el laboratorio. Pero aún así, se presenta gran dificultad al momento de evaluar la estabilidad del frente de combustión. Por ser estas celdas de longitud inadecuada es imposible observar su continuidad y estabilidad. También su diseño permite el intercambio de calor a los alrededores generando un incremento en las pérdidas de calor al ambiente.

Los experimentos de combustión en tubos de laboratorio pueden operar más rápido y más económicamente, pero están sujetos a problemas de escalamiento y de interpretación. Estas pruebas proporcionan datos del consumo total de oxígeno y combustible, pero no proporcionan los detalles de la zona de combustión o alguna información acerca de los mecanismos controladores del proceso de combustión in situ. Además, debido a su geometría básicamente uni-dimensional, no pueden proporcionar información sobre la eficiencia de barrido areal o vertical.

Conociendo las limitaciones existentes en el equipo de combustión tipo tubo, surge la necesidad de una reestructuración del mismo y un nuevo diseño de un modelo físico tridimensional (celda 3D) de la cual puede proporcionar un alcance efectivo en los procesos de barrido y estabilidad areal y vertical del frente de combustión bajo un cierto rango de condiciones de funcionamiento.

Esta investigación contribuye a la mejora de una celda ya existente en el laboratorio de procesos térmicos de PDVSA Intevep (celda tubular) y al desarrollo de un nuevo diseño tridimensional (celda 3D), la cual no dispone la empresa en los actuales momentos, que permitirá la evaluación del proceso de combustión in situ a condiciones de yacimiento de una manera muy eficiente y segura, obteniendo así mayor credibilidad en los resultados y mejor control de los parámetros involucrados en el proceso. En el capítulo a continuación se expondrá toda la información teórica necesaria para la comprensión del proceso ISC y desarrollo de dicha investigación.

CAPÍTULO I

MARCO REFERENCIAL

La etapa inicial del procesamiento del petróleo comienza con el descubrimiento del yacimiento, utilizando los mismos recursos que la naturaleza provee para facilitar la extracción y la salida del crudo hacia la superficie. Cuando se produce una considerable disminución de esta energía, la producción declina y se ingresa a una etapa secundaria donde la energía adicional es suministrada al yacimiento por inyección de agua o gas a presión. Al dejar de ser efectiva la inyección de agua, nótese por la evaluación de una pequeña extracción de crudo en comparación a un elevado costo de operación, se considera de mayor provecho el tratamiento del pozo.

La producción de petróleo involucra dos aspectos. El primero es la producción última posible en función de las técnicas empleadas, y el segundo es el ritmo de producción de acuerdo con el comportamiento de los pozos y de los diferentes métodos de estimulación aplicables (acidificación, fractura, inyección de vapor, inyección de calor, etc.).

Tradicionalmente se hace la distinción entre dos períodos durante la explotación del yacimiento: la recuperación primaria y la recuperación secundaria. Desde el aumento de los precios del petróleo al principio de los años 70, se considera además una eventual recuperación terciaria y/o recuperación (secundaria) mejorada.

Estos eventos de recuperación se han utilizado para extraer crudo del yacimiento a sabiendas que en algún momento de vida del yacimiento, no es posible succionar el petróleo utilizando métodos convencionales o naturales.

A continuación, se realizará la caracterización de los diferentes métodos de recuperación específicamente los procesos térmicos de extracción de petróleo, con especial ahínco en el proceso de Combustión En Sitio.

1.1. Métodos de Extracción de Petróleo.

Es la distinción que se le da a todas las fuentes de energía, naturales y/o externas que permiten el desplazamiento del petróleo desde el yacimiento hacia la superficie.

1.1.1. Recuperación Primaria

Durante esta etapa, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento.

En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo cual hace que el petróleo llegue a la superficie únicamente con el aporte energético del yacimiento. A medida que los fluidos son expandidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de disminución de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de una capa de gas.

Cuando la presión se ha reducido, es necesario un aporte externo de energía para disminuir la presión en el fondo del pozo. O bien se bombea el crudo desde el fondo del pozo, o se utiliza el método de levantamiento con gas; este consiste en inyectar gas en fondo del pozo de tal forma que el fluido producido sea una mezcla de gas y petróleo de densidad suficientemente baja para llegar a la superficie bajo el efecto de la presión del yacimiento.

El período de recuperación primaria tiene una duración variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite obtener numerosa información sobre el comportamiento del yacimiento, las cuales son de mucha importancia para la planificación del método de explotación posterior.

La recuperación primaria termina cuando la presión del yacimiento ha declinado demasiado, o cuando se producen cantidades importantes de otros fluidos (agua o gas). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio

es en promedio de diez a quince por ciento pero puede ser tan bajo como el cinco por ciento en yacimientos sin gas en solución o alcanzar un veinte por ciento y aún más en yacimientos que poseen baja permeabilidad y una capa de gas o acuífero.

1.1.2. Recuperación Secundaria

Los métodos de recuperación secundaria consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por medio de pozos inyectoros, y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los pozos productores. Hasta el principio de los años 70, el bajo precio del crudo hacía que los únicos fluidos susceptibles de inyectarse económicamente eran el agua, y en ciertos casos el gas natural.

El drenaje por inyección de agua permite elevar la recuperación del crudo originalmente en sitio hasta un promedio de veinticinco a treinta por ciento, con variaciones desde quince hasta cuarenta por ciento según los casos.

1.1.3. Recuperación Terciaria y/o Mejorada

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía alrededor de setenta por ciento del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuo, atrapados por fuerzas capilares.
- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación no penetra, por las bajas permeabilidad de estas zonas, ya que siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante la reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar el uso de solventes

miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante el calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas.

Los métodos actualmente propuestos para la recuperación mejorada involucran uno o varios de estos aspectos. En lo que se refiere al uso de surfactantes, se destacan los siguientes:

- Drenaje miscible con micro emulsiones
- Drenaje inmisible con soluciones de surfactantes y polímeros (a veces álcali)
- Inyección de vapor con surfactante – espumas

Cualquier método que se aplique después de la recuperación secundaria por drenaje al agua (es entonces terciario) o bien en lugar de los métodos convencionales de recuperación secundaria por inyección de agua se clasifica como recuperación mejorada. La tendencia actual es aplicar estas técnicas antes de que se termine el drenaje con agua y aún desde el principio del drenaje con agua.

Estos métodos se dividen en dos grandes clases: los métodos térmicos y los métodos de inyección de agua con productos químicos.

a.- Métodos químicos:

- Métodos miscibles (solvente, CO_2 , micro emulsiones)
- Métodos de baja tensión (surfactantes)
- Métodos alcalinos
- Inyección de agua viscosa (polímeros)
- Combinación de los tres anteriores (ASP)

b.- Métodos térmicos

- Inyección cíclica de vapor (huff and puff)
- Inyección continua de vapor (steam drive)

- Combustión in situ

Los métodos químicos no se discutirán en detalle en este trabajo ya que están fuera del tema tratado. Se realizará una breve descripción de los métodos de recuperación térmica y se ampliará información acerca del proceso de combustión in situ.

1.2. Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo

Todos los procesos térmicos de extracción se dirigen básicamente hacia de reducción de la resistencia al flujo en el yacimiento mediante la disminución de la viscosidad del crudo. Los procesos térmicos de extracción utilizados hoy se clasifican en dos tipos: aquellos que implican la inyección de un fluido caliente en el yacimiento y los que utilizan la generación del calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como procesos in situ, entre los cuales se encuentra la combustión in situ.

Los procesos térmicos de extracción también se pueden clasificar como desplazamientos térmicos o tratamientos de estimulación. En los desplazamientos térmicos, el fluido se inyecta continuamente en un número de pozos inyectoras para desplazar el petróleo y obtener producción de otros pozos. La presión requerida para mantener la inyección del fluido también aumenta las fuerzas impelentes en el yacimiento, aumentando así el flujo del crudo. En los tratamientos mediante estimulación térmica solamente se calienta parte del yacimiento cercana a los pozos productores. Aquellas fuerzas que actúan en el yacimiento, como la gravedad, el gas en solución y el desplazamiento por agua natural, afectan las tasas mejoradas de extracción una vez que se reduce la resistencia al flujo.

1.2.1. Consideraciones Generales

En recuperación térmica, se debe tener presente una serie de consideraciones respecto a las variables básicas del yacimiento, tales como profundidad, porosidad,

saturación de agua, etc. A continuación se presentan algunas consideraciones generales sobre estas variables.

1.2.1.1. Profundidad

Es una consideración primordial. A medida que la profundidad aumenta, la presión de inyección requerida normalmente aumenta. Para un proceso de inyección de aire esto se traduce a un mayor número de etapas de compresión.

Por otro lado favorable, un aumento de la profundidad significa que se puede aplicar una mayor caída de presión a los pozos productores, lo cual resultará en mayores tasas de producción para un crudo dado en una formación específica. Cuando los yacimientos son pocos profundos y la presión de los mismos es baja, los fluidos inyectados pueden fluir hacia la superficie a través de caminos de flujo que no conduzcan hacia los pozos productores. Si esto ocurre es poco lo que se puede hacer para evitarlo.

La mayoría de los procesos térmicos existentes se realizan en yacimientos a profundidades menores a 2500 pies. Sin embargo, existen proyectos exitosos a mayores profundidades.

1.2.1.2. Petróleo In Situ

Al momento de iniciar el proyecto térmico, el petróleo in situ es otra consideración importante. El petróleo consumido como combustible en la combustión in situ, en general, se considera independiente de la saturación inicial de petróleo. En combustión, esto es cierto siempre y cuando la saturación inicial exceda un cierto valor mínimo.

Una de las preguntas mas frecuentes es cuánto petróleo debe existir en sitio para iniciar un proyecto de recuperación térmica. No existe aún una respuesta sencilla a esta interrogante. Sin embargo, como regla práctica, la cual tiene muchas excepciones, se considera que no es recomendable iniciar un proyecto térmico en una formación que contenga menos de 1000 BY/acre-pie de petróleo in situ [1].

1.2.1.3. Porosidad

Además de su influencia en la cantidad de petróleo in situ, la porosidad juega un papel importante en recuperación térmica. A medida que la porosidad aumenta, mayor es el volumen de petróleo y menor es el volumen de roca que se calienta.

La porosidad es particularmente importante en un proceso de combustión. Se considera que un proceso de combustión en yacimientos con porosidad menor de 18% - 20% tiene pocas posibilidades de éxito [2].

1.2.1.4. Saturación de Agua

En yacimientos donde se haya efectuado una inyección de agua exitosa, son pocas las probabilidades de que un proyecto térmico sea también exitoso. Sin embargo, existen muchas excepciones a esta regla, especialmente si el precio del crudo es alto. Se piensa que muchos yacimientos agotados por empuje hidráulico natural podrían ser buenos candidatos para recuperación térmica, cuando la viscosidad del petróleo es tan alta que la recuperación primaria es baja. Así por ejemplo, si en un yacimiento de petróleo pesado que produce por empuje hidráulico, la recuperación es sólo del 7% del petróleo in situ, éste se podría considerar como un candidato para recuperación térmica.

1.2.1.5. Segregación

Yacimientos producidos por empuje por gas en solución donde haya ocurrido segregación gravitacional, pueden presentar problemas cuando son sometidos a procesos térmicos. Así por ejemplo, si un yacimiento con estas características es sometido a combustión in situ, la cantidad de petróleo quemada como combustible puede resultar muy alta o puede que el aire inyectado se canalice por la zona de gas.

1.2.1.6. Heterogeneidad del Yacimiento

La estratificación y/o lenticularidad severa en un yacimiento hace difícil correlacionar propiedades de pozo a pozo. Esto puede resultar en cálculos erróneos del petróleo in situ, al mismo tiempo que dificulta la predicción de la eficiencia areal y vertical.

Una capa de lutita de 1 a 2 pies de espesor puede evitar la comunicación de presión aún después que la roca debajo de ella haya sido quemada. Si se inyecta en una sección que contenga una de estas capas de lutitas, el fluido inyectado puede confinarse a la zona de la sección debajo de la lutita, reduciendo así la eficiencia vertical. Esta situación puede resultar ventajosa en algunos casos. Así por ejemplo, en un yacimiento con varias arenas separadas por capas de lutitas, la inyección de energía térmica en una de las arenas del centro, puede resultar en aprovechamiento del calor perdido hacia las zonas o arenas adyacentes, produciendo el petróleo existente en ellas por expansión térmica y por reducción de viscosidad. Además, se podría hacer inyección selectiva.

Cuando la estratificación y la lenticularidad están presentes en grado extremo, se pierde confianza en las predicciones generadas del comportamiento del proceso térmico que se realice. Estas variables, aunque difícil de estimar, no se deben ignorar.

1.2.1.7. Espesor de Arena

En algunos yacimientos, el petróleo en sitio es esencialmente inmóvil. Cuando esto ocurre, es imposible, iniciar un frente móvil de petróleo y la única forma de calentar un área considerable del yacimiento es creando una fractura. El incremento de temperatura resultante hace que el petróleo se haga móvil en otras áreas del yacimiento.

En otros yacimientos el petróleo tiene alguna movilidad, pero no la suficiente para permitir tasas de producción de la magnitud de las alcanzadas en procesos térmicos. En este caso, los pozos productores requieren alguna forma de estimulación.

1.2.2. Tipos de Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo

1.2.2.1. Inyección de Vapor

Es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. El proceso de inyección puede ser en forma continua o alternada.

En la inyección continua de vapor, el vapor es inyectado a través de un cierto número de pozos, mientras el petróleo es producido a través de pozos adyacentes.

Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo de este tipo de proceso son: la expansión térmica de fluidos del yacimiento, la reducción de la viscosidad del petróleo y la destilación con vapor, siendo este último quizás el más significativo. Además de estos mecanismos, también se han notado efectos por empuje por gas o por extracción de solventes.

La inyección alternada de vapor es uno de los procesos más usados en la actualidad (también conocida como Inyección Cíclica de Vapor, Remojo con Vapor, estimulación con vapor). Esta técnica consiste en inyectar vapor a una formación productora a través de un pozo productor por un período determinado, luego del cual el pozo es cerrado por un tiempo (para permitir la suficiente distribución de calor inyectado).

Los principales mecanismos que contribuyen a la recuperación de petróleo mediante la inyección cíclica de vapor son: disminución de la viscosidad del petróleo, expansión térmica de los fluidos de la formación, compactación de la roca yacimiento en caso de existir.

1.2.2.2. Inyección de Agua Caliente

Es un proceso de desplazamiento, al igual que la inyección continua de vapor. El proceso consiste en inyectar agua caliente a través de una cierta cantidad de pozos y producir petróleo por otros. Los pozos inyectoros y productores se perforan en arreglos, tal como la inyección continua de vapor.

En su forma más sencilla, la inyección de agua caliente involucra solamente el flujo de dos fases: agua y petróleo, mientras que en los procesos de vapor y los de combustión envuelven una tercera fase: gas. En tal sentido, los elementos de la inyección de agua caliente son relativamente fáciles de describir, ya que se tratan básicamente de un proceso de desplazamiento inmisciblemente tanto por agua caliente como por fría.

Exceptuando los efectos de temperatura y el hecho de que generalmente se aplican a crudos relativamente viscosos, la inyección de agua caliente tiene varios elementos comunes con la inyección convencional de agua. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo en la inyección de agua caliente son básicamente: reducción de la viscosidad del petróleo y la expansión térmica de los fluidos de la formación.

1.2.2.3. Combustión En Sitio

La combustión in situ implica la inyección de aire al yacimiento, el cual mediante ignición espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga calor dentro del mismo. La energía térmica generada por este método da lugar a una serie de reacciones químicas tales como oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización, que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos tales como empuje por vapor y vaporización, a mover el petróleo desde la zona de combustión hacia los pozos de producción.

Se conocen dos modalidades para llevar a cabo la combustión in situ en un yacimiento, denominadas: combustión convencional hacia delante (Forward Combustion) debido a que la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos; y combustión en reverso o contracorriente (Reverse Combustion) debido a que la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la del flujo de fluidos. En la primera de ellas, se puede añadir la variante de inyectar agua alternada o simultáneamente con el aire, originándose la denominada combustión húmeda, la cual a su vez puede subdividirse dependiendo de la relación agua/aire inyectado, en combustión húmeda normal, incompleta y súper-húmeda. Las mismas persiguen lograr un mejor uso del calor generado por la combustión dentro del yacimiento, reduciendo así los costos del proceso.

1.2.2.3.1. Combustión Convencional (combustión seca)

En este proceso los fluidos inyectados y el frente de combustión se mueven en el mismo sentido, es decir, del pozo inyector hacia los pozos productores. Durante

este proceso se forman dentro del yacimiento varias zonas perfectamente diferenciadas, las cuales se indican en detalle en la Figura I.1. Estas zonas se originan por las altas temperaturas generadas dentro del medio poroso, el cual se encuentra saturado inicialmente con agua, petróleo y gas.

En la combustión convencional, la ignición se induce en el pozo inyector, y una vez lograda, la temperatura aumenta gradualmente hasta que se alcanza el punto de vaporización del agua. El vapor de agua generado se mezcla con la corriente de gases, y fluye a través del yacimiento a la misma tasa con la que se transfiere calor desde el frente de combustión. A esta temperatura ocurre el desplazamiento por destilación, de parte del petróleo.

Luego que toda el agua se ha vaporizado, la temperatura en este punto aumenta progresivamente y la viscosidad del crudo in situ disminuye, así mismo los volúmenes de petróleo y gas aumentan por expansión térmica. Este mecanismo resulta en un incremento del flujo de petróleo dentro de la corriente líquida. Puede ocurrir también vaporización del petróleo cuando la presión de vapor de sus componentes exceda la presión del sistema. Cuando la temperatura supera los 350°C (límite que depende del tipo de crudo y de las características del yacimiento) ya la mayor parte del petróleo ha sido desplazado de allí hacia las zonas menos calientes del yacimiento y en el material pesado que se ha depositado comienza a operar la desintegración catalítica, de la que se origina un volumen adicional de hidrocarburos livianos. Finalmente, la parte más pesada del crudo (coque) se consume como combustible, alcanzándose la máxima temperatura de combustión.

Las dimensiones de las zonas de altas temperaturas (combustión, deposición de coque, desintegración catalítica y evaporación) son en realidad pequeñas (Martin y Dew, 1985) y su movimiento dentro del yacimiento obedece principalmente a dos mecanismos de transferencia de calor: la conducción a través de la matriz sólida del yacimiento y la convección por los gases que fluyen desde la zona caliente hacia la zona inalterada. A continuación de esta zona se encuentra la zona de condensación, la cual también se conoce como meseta de vapor pues en ella la temperatura es más o

menos constante y cercana en magnitud al punto de ebullición del agua, a la presión parcial del agua en la fase de vapor.

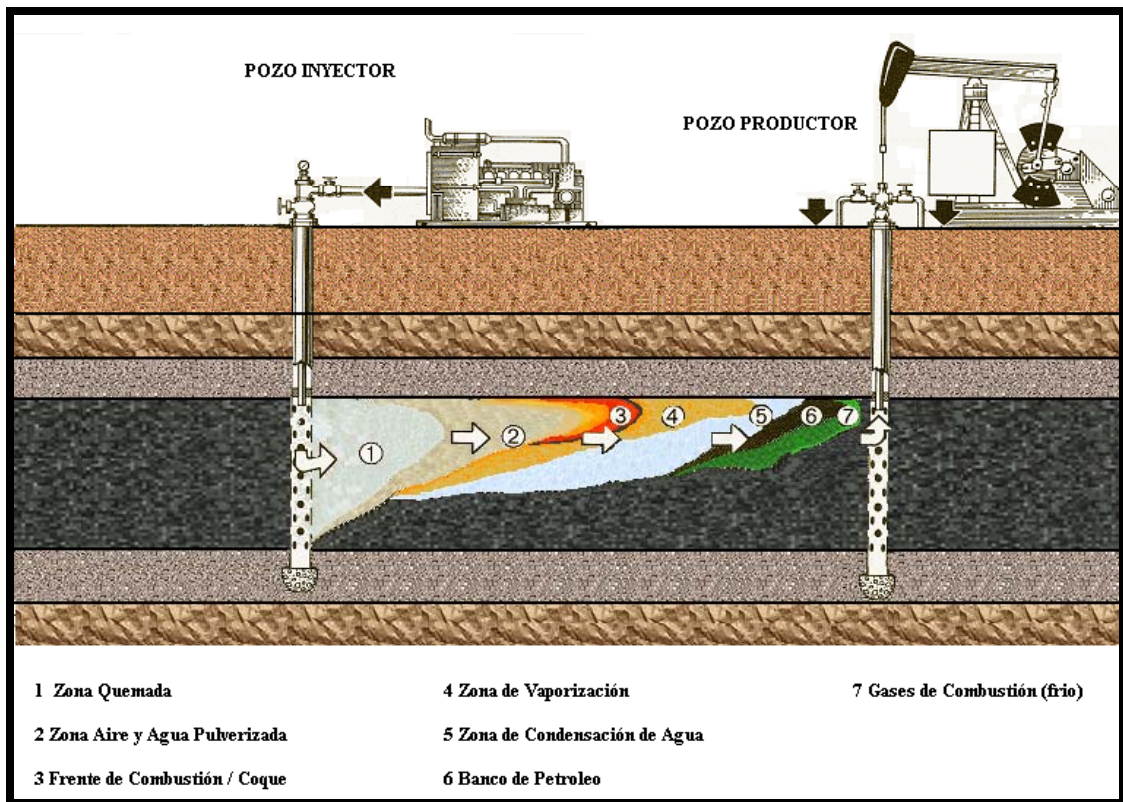


Figura I.1: Etapas del Proceso de Combustión In Situ Convencional [1] (Mod. Ana González).

Finalmente se identifican los denominados bancos de agua y petróleo, cuya existencia es posible solamente a expensas de una deficiencia en la saturación de gas de dichas zonas. Esto se debe al movimiento de los fluidos, entre las zonas de combustión y condensación entre las cuales existe una marcada diferencia de viscosidad. Esto afecta la movilidad de los líquidos, favoreciéndose el incremento de saturación de los mismos.

Los mecanismos de producción que actúan durante este proceso son muy variados, destacándose el empuje por gas, los desplazamientos miscibles, la vaporización y la condensación. Estos mecanismos son auxiliados por importantes reacciones, tales como la oxidación, destilación, desintegración catalítica y polimerización, las cuales ocurren simultáneamente en las zonas de combustión, coque y desintegración catalítica indicadas en la Figura I.1. En estas zonas también ocurre un incremento de presión debido principalmente al aumento en el volumen de los fluidos por expansión térmica, lo cual produce un aumento de la tasa de flujo hacia los pozos productores.

La combustión convencional se recomienda para yacimientos pocos profundos, entre 200 y 5000 pies (limitación impuesta principalmente por los costos de compresión e inyección de aire), para crudos cuya gravedad oscila entre 8° y 26° API, pues ello garantiza suficiente deposición de coque para mantener activo el frente de combustión. Sin embargo, se ha estudiado la posibilidad de aplicar este proceso a yacimientos de crudos más livianos (hasta 40° API), siempre y cuando se trate de crudos de base nafténica o parafínica.

1.2.2.3.2. Combustión Convencional Húmeda

Es una variante de la combustión convencional que se genera al inyectar agua alternada o simultáneamente con el aire, una vez que se ha logrado la ignición del crudo en sitio. La combustión húmeda se clasifica en combustión húmeda normal,

incompleta y súper-húmeda. Esta clasificación ha sido propuesta basándose en las características de los perfiles de temperatura y saturación originados durante el proceso según investigaciones publicadas por Parrish y Craig, 1969; Dietz y Weijdema, 1968; Burger y Sahuquet, 1972, los cuales se indican en la Figura I. 1.2.

En el caso de combustión húmeda, normal o incompleta el agua inyectada al ponerse en contacto con la zona quemada se evapora y fluye a través del frente de combustión como parte de la fase gaseosa, puesto que la máxima temperatura del frente de combustión es, en este caso, mayor que la temperatura de evaporación del agua a la presión del sistema.

Este proceso se denomina húmeda normal cuando el coque depositado se consume completamente. Por el contrario, cuando el agua inyectada hace que el combustible depositado no se queme por completo, entonces se trata de una combustión húmeda incompleta.

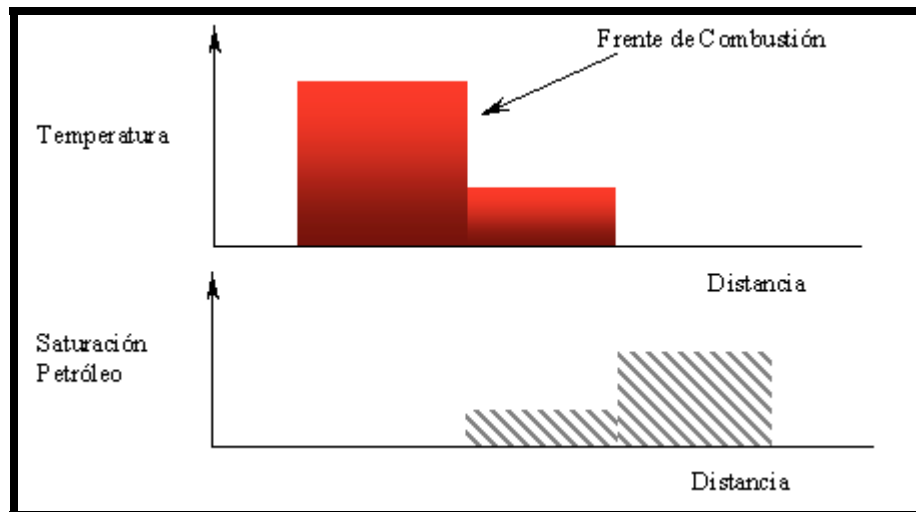


Figura I.1.2: Combustión Húmeda Normal.

La combustión súper-húmeda se logra cuando la cantidad de calor disponible en la zona quemada, no es suficiente para vaporizar toda el agua inyectada al sistema. En este proceso, la máxima temperatura de combustión desaparece, y la zona de

vaporización-condensación se esparce por todo el medio poroso. Este tipo también se conoce como combustión parcialmente apagada.

La ventaja que ofrece la combustión húmeda en cualquiera de sus variantes, es que reduce en cierto grado los problemas operacionales propios del proceso, entre los cuales se cuentan: la producción de arena por las altas tasas de gases, la corrosión por ácidos en los pozos y en las facilidades de producción, la oxidación en las tuberías por la presencia de oxígeno en las corrientes de los gases inyectados y producidos, la formación de emulsiones, el taponamiento de yacimiento por el coque depositado y otros. Estos problemas disminuyen debido a las menores cantidades de gases producidos, por la disolución de los ácidos producidos en el gran volumen de agua existente (inyectada, connata y formada), por el consumo completo de oxígeno y por la reducción de las temperaturas generadas.

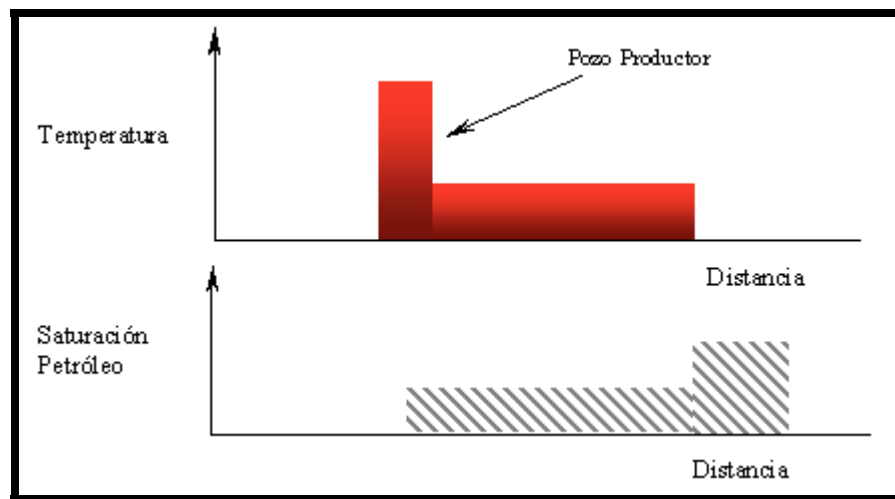


Figura I.1.3: Combustión Húmeda Incompleta.

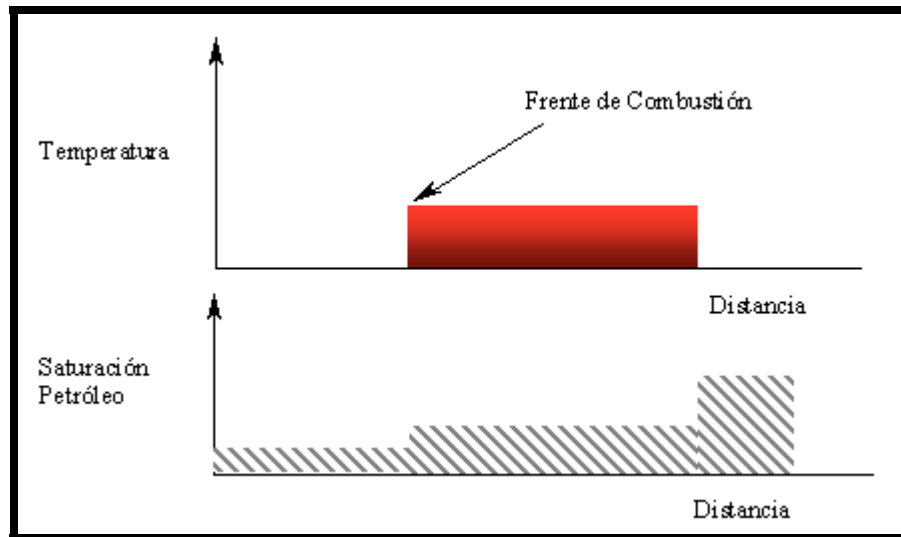


Figura I.1.4: Combustión Súper Húmeda.

1.2.2.3.3. *Combustión en Reverso*

En la combustión en reverso, el frente de combustión se mueve en dirección opuesta al flujo de aire. La combustión se inicia en el pozo productor y el frente de combustión se mueve contra el flujo de aire. La Figura I.2. muestra un esquema simplificado de este proceso, indicándose las zonas formadas dentro del yacimiento.

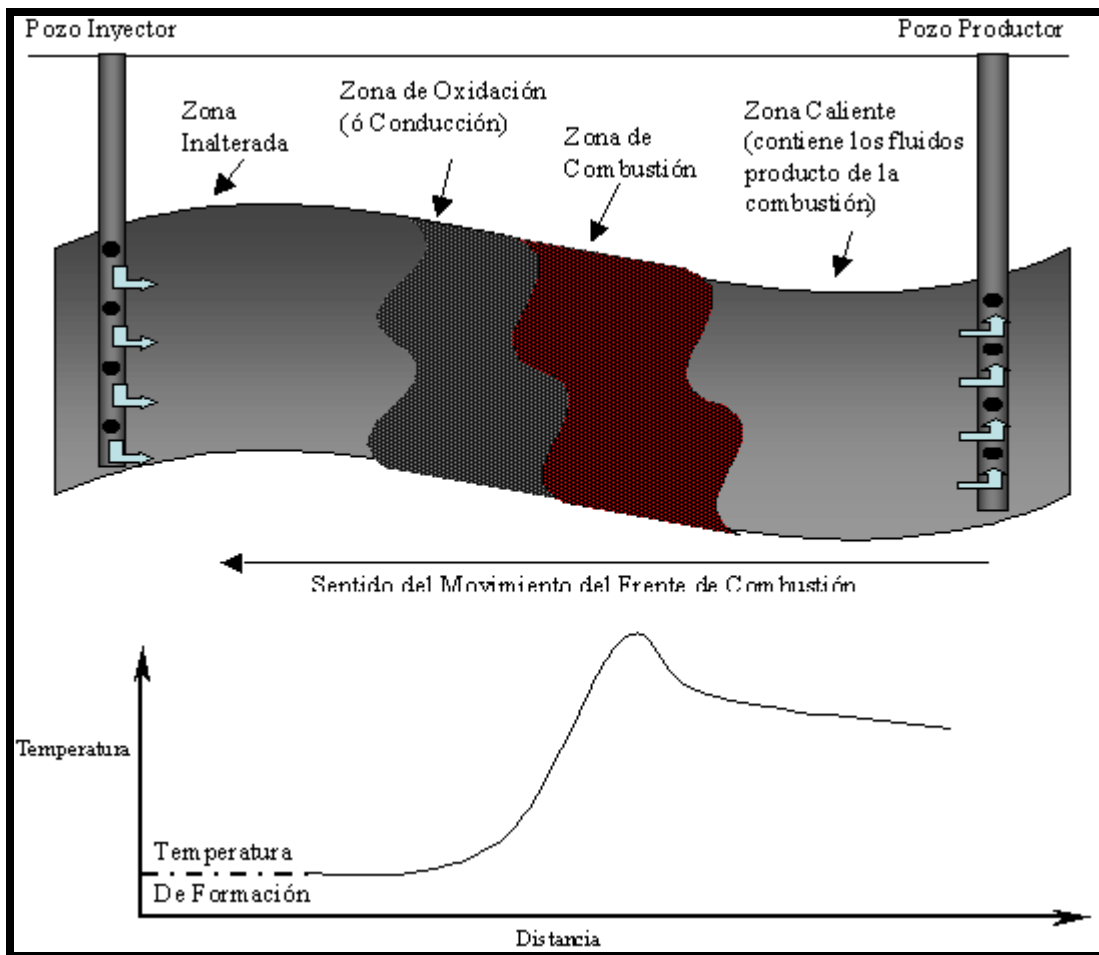


Figura I.2: Zonas formadas durante la combustión en reverso y su perfil de temperatura.

El movimiento del frente de combustión es hacia la zona de mayor concentración de oxígeno, y los fluidos atraviesan dicho frente de combustión como parte de la corriente de gas, siendo transportados a través de las zonas calientes hacia los pozos de producción por drenaje por gravedad y empuje por gas. El comportamiento de este proceso es muy diferente al convencional, pues la zona de combustión no consume todo el combustible depositado delante de ella; no obstante, parte de los componentes livianos y medianos del petróleo en sitio son estabilizados como tal. No existe casi producción de monóxido o bióxido de carbono y las principales reacciones ocurridas durante la oxidación del crudo originan compuestos oxigenados tales como aldehídos, ácidos, peróxidos, y otros.

El petróleo producido tiene características diferentes al crudo en sitio, pues es más liviano y de menor viscosidad. Por esta razón, este proceso ha sido propuesto para aplicarlo en áreas bituminosas y en crudo extrapesados (gravedad menor a 8°API), los cuales son prácticamente inmóviles a condiciones de yacimiento. En estos yacimientos la combustión convencional fracasaría, pues los bancos de líquido formados delante del frente de combustión originarían un bloqueo de la permeabilidad específica al gas, impidiendo su circulación.

En comparación con la combustión convencional, la combustión en reverso es menos atractiva debido a recuperaciones más bajas, mayor consumo de combustible, mayores pérdidas de calor, problemas de equipo más severos y problemas asociados a la ignición espontánea en la cercanía del pozo inyector.

1.3. Cinética de Combustión

Diferente del proceso de inyección de vapor, donde la mineralogía de la roca y la composición del crudo tienen un mínimo impacto en la recuperación de crudo, estos parámetros son de vital importancia en el resultado de un proceso de combustión *in-situ* (ISC). Esto es debido a que la ISC depende para su existencia de la ocurrencia de reacciones químicas entre el petróleo crudo y el aire inyectado dentro del yacimiento. El estado y la naturaleza de éstos, así como los efectos térmicos que inducen a las reacciones químicas dependen de las características del sistema roca-petróleo. Es conocido que los minerales de la arena y el contenido de arcilla del yacimiento pueden influenciar en las reacciones que dan lugar a la formación del combustible y su subsiguiente combustión. Por lo tanto, una comprensión cualitativa y cuantitativa de las reacciones químicas y de su influencia en el proceso de combustión "in-situ" es crítico a la hora de diseñar y evaluar en campo este proceso.

1.3.1. Reacciones Químicas Asociadas a la Combustión In Situ

Son numerosas las reacciones químicas asociadas al proceso de combustión "in-situ" y ocurren a diferentes rangos de temperaturas. Generalmente, para

simplificar los estudios, los investigadores agruparon estas reacciones en tres clases: (1) Oxidación a bajas temperaturas (LTO), (2) Reacciones de formación de combustible a temperatura intermedia, y (3) oxidación de altas temperaturas (HTO) o combustión del residuo sólido de hidrocarburo (coque).

Las reacciones del tipo LTO son heterogéneas (gas/liquido) y generalmente resulta la producción de compuestos parcialmente oxigenados y de poco o nada de oxido de carbón.

Las reacciones de formación de combustible, reacciones a temperatura intermedia, implican el craqueo/pirolisis de los hidrocarburos y conduce a la formación del coque, el cual es la fracción pesada del crudo rico en carbón y de baja volatilidad.

Las reacciones a altas temperaturas son heterogéneas, en las cuales el oxígeno reacciona con el crudo sin oxidar el combustible y los compuestos oxigenados para generar los óxidos de carbón y el agua.

1.3.1.1. Reacciones de Oxidación a Bajas Temperaturas

Durante la combustión "in-situ" los hidrocarburos presentes en el crudo experimentan inicialmente dos tipos de reacción con el oxígeno del aire inyectado que dependen de la temperatura que prevalece durante el proceso. Las reacciones que ocurren a temperaturas menores que 400°F se definen como oxidación a bajas temperaturas (LTO) y aquellas que ocurren por encima de 400°F se conocen como oxidación a altas temperaturas (HTO). En las reacciones de HTO se obtienen; agua, CO₂ y CO como productos primarios. Por otro lado reacciones del tipo LTO se obtienen; agua e hidrocarburos parcialmente oxigenados tales como ácidos carboxílico, aldehídos, cetonas, alcoholes, e hidroperóxidos (Burger y otros., 1972). Los crudos livianos son más susceptibles a las reacciones del tipo LTO que los pesados.

Estas reacciones son sumamente complejas y no están muy bien definidas. Sin embargo, se cree que las mismas consisten en la condensación de componentes de bajo peso molecular a productos de alto peso molecular. Desde el punto de vista de la

composición las reacciones de LTO aumentan el contenido del asfalteno en el crudo y disminuyen su contenido aromático y de resina (Moschopedis y Speight, 1975; Babu y Cormack, 1984; Adegbesan y otros., 1987). También se ha demostrado que estas reacciones aumentan la viscosidad del crudo original, el rango de ebullición y la densidad de éste, según lo muestran Alexander y otros., 1962; Bousaid y Rarney, 1968; Severin y otros; Babu y Cornack, 1984 en sus investigaciones. Además de incrementar cantidad de combustible disponible para la combustión (Alexander y otros, 1969; A. Saadon, 1970) y causan una declinación sustancial de crudo recuperable desde las zonas de destilación y craqueo térmico (Dabbous y Fulton, 1974).

Las características del petróleo también tienden a promover dichas reacciones debido al poco consumo de oxígeno que da lugar a una combustión pobre. En yacimientos de crudos pesados, estas reacciones son más evidentes cuando se inyecta aire enriquecido (oxígeno) al yacimiento. Para rectificar esta situación algunos investigadores recomiendan agregar vapor a la corriente del gas de oxidación (Scarborough y Cady, 1982). Las razones de esta sugerencia es que la adición del vapor a la corriente del gas oxidante disminuye la presión parcial del oxígeno en el frente de combustión y modifica la cinética de la reacción que genera el calor necesario para promover y mantener la combustión.

Moore (1993) hizo las siguientes observaciones con respecto a LTO: “Generalmente se cree que LTO ocurre a temperaturas menores que 600°F, pero este rango de temperaturas es dependiente del tipo de crudo. Es muy difícil asignar un rango de temperaturas a la región de LTO porque las reacciones del óxido de carbón (el rompimiento del enlace del C-C) ocurren a temperaturas entre 270° F y 320° F. Las reacciones LTO se evidencian por un aumento rápido en la tasa de oxígeno así como la generación de óxidos de carbón, pero su característica principal es que existe una declinación en la tasa de reacción del oxígeno a temperaturas entre 450 y 540°F. Esto da lugar a la región de gradiente negativo de temperatura (Ver ejemplo Figura

I.3) el cual es un intervalo de temperatura excedente de la tasa de oxígeno que disminuye mientras que la temperatura aumenta”.

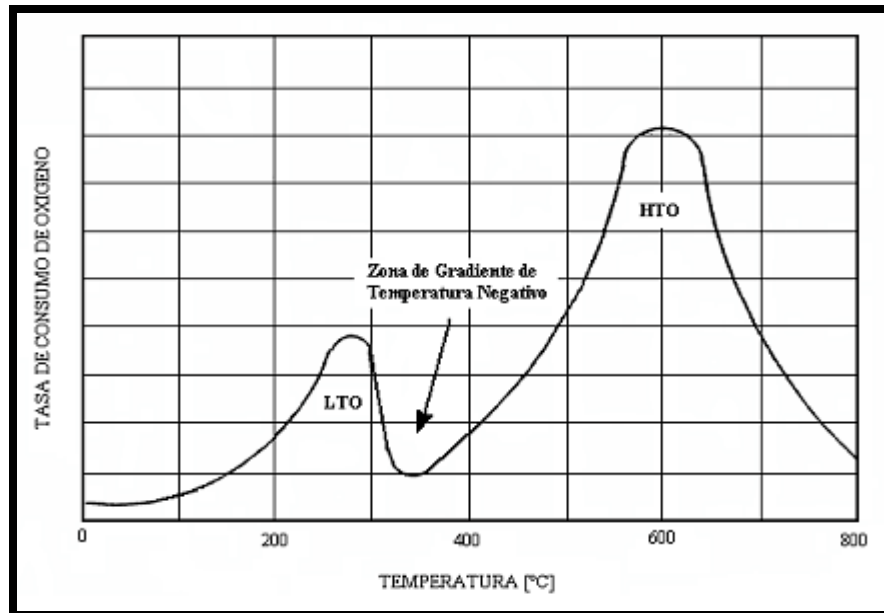


Figura I.3: Diagrama esquemático del perfil de temperatura de combustión seca que demuestra el efecto general de la temperatura a la tasa de consumo de oxígeno para crudos pesados y la zona de gradiente de temperatura negativo (Según Mehta y de Moore) [2] (Mod. Ana González).

Cualquier disminución en la temperatura de reacción trascenderá a una región de gradiente negativo de temperatura que conducirá a una eficiencia de desplazamiento de crudo muy baja. Esto se debe a que el suministro de oxígeno en la reacción causa una fase vapor que se contrae perceptiblemente y también hace menos móvil el crudo. Debido a que el producto final dominante de la reacción LTO es el coque, lograr una prolongación por un período extenso de la LTO puede hacer que el crudo quede atrapado permanentemente en los poros.

Las observaciones anteriores se basaron en estudios experimentales referidos a las reacciones de LTO de arenas bituminosas de Athabasca, en Canadá. Estas pruebas de laboratorio se extendieron a crudos con gravedades API que van desde 31.1 a 10.1

y a viscosidades del crudo muerto entre 14-54300 cp e indicaron que las reacciones de LTO tienen efectos insignificantes en cuanto a la composición o la viscosidad del crudo liviano (31.1 °API), estas reacciones no afectan en forma perceptiva la movilidad y recuperación de dichos crudos. Yannimaras (1997) también observó tendencia similar en su investigación de laboratorio acerca de inyección de aire a varios petróleos brutos livianos. Sin embargo, las reacciones a baja temperaturas afectan dramáticamente la movilidad de los crudos más pesados, es decir, aquellos con alto contenido de asfaltenos y resinas. Para estos crudos las reacciones LTO aumentan la viscosidad afectando así su recuperación. La pre-oxidación del crudo pesado a bajas temperaturas también aumenta altamente la disponibilidad del combustible y los requerimientos de aire para la combustión. Por tal razón es necesario que durante un proceso de Combustión In Situ en crudos pesados se reduzca al mínimo las condiciones que promuevan las reacciones LTO.

1.3.1.2. Reacciones de Pirolisis

A medida que la temperatura del yacimiento aumenta, el crudo experimenta un cambio químico llamado pirolisis. Las reacciones de pirolisis, que son reacciones de oxidación a temperaturas intermedias, se conocen comúnmente como reacciones de deposición de combustible del proceso de combustión en sitio, ya que estas reacciones son las responsables de la deposición del coque para su posterior combustión. Estas reacciones son principalmente homogéneas (gas-gas) y endotérmicas (se absorbe calor) e implican tres clases de reacciones: deshidrogenación, coquificación y condensación. En las reacciones de deshidrogenación los átomos del hidrógeno se juntan a las moléculas del hidrocarburo, mientras no tocan los átomos de carbono. Durante las reacciones de craqueo, se rompe el enlace carbón-carbón de las moléculas más pesadas del hidrocarburo, dando resultado a la formación de moléculas (más pequeñas) de hidrocarburos de menor número de carbón. En el caso de las reacciones de condensación, el número de átomos de carbón en las moléculas aumenta para conducir a la formación de hidrocarburos más pesados ricos en carbón. El tipo de crudo y la estructura química

de los componentes del hidrocarburo determinan el índice y el grado de las diversas reacciones de pirolisis.

Por ejemplos, las parafinas (hidrocarburos de cadena lineal) no experimentan reacciones de condensación. Entre 700F-1250F (371°C - 677°C) experimentan reacciones de deshidrogenación y/o craqueo térmico dependiendo de la longitud de la cadena del hidrocarburo. En general los hidrocarburos de cadena corta (metano-butano) experimentan deshidrogenación y las moléculas más grandes experimentan craqueo. Las reacciones de craqueo son iniciadas generalmente por el rompimiento del enlace carbón-carbón, seguida por la reacción de abstracción de hidrógeno (deshidrogenación). Las moléculas de deshidrogenación se recombinan para formar moléculas más pesadas, conduciendo eventualmente a la formación de coque.

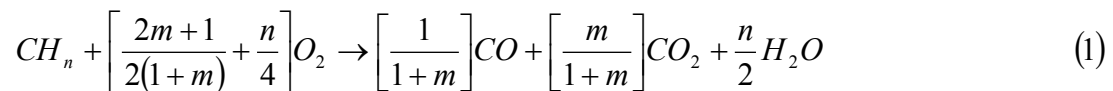
Los componentes aromáticos (anillos bencénicos y otros) experimentan reacciones de degradación de condensación (craqueo) a 1200F-3000F (649°C-1649°C). En las reacciones de condensación se quiebran los enlaces débiles de carbono-hidrógeno y son sustituidos por enlaces carbono-carbono más estable y conducen a la formación de moléculas poliaromáticas menos hidrogenadas.

Estudios de laboratorios concernientes a la pirolisis en petróleos pesados (14 - 16 °API) de California (según Albu-Khamsin y otros, 1988) indican que la pirolisis del petróleo crudo en el medio poroso atraviesa tres etapas: destilación, visbreaking y coquificación. Durante la destilación, el crudo pierde la mayor parte de sus fracciones ligeras. A altas temperaturas (400 F - 540 F) (204 °C – 282 °C) ocurre un craqueo suave (visbreaking) en el cual el hidrocarburo pierde el grupo y los pequeños átomos laterales para formar menos compuestos ramificados, que son mas estables y menos viscosos). A temperaturas mucho más elevadas (mayores a 550 F ó 288 °C) habita en el medio poroso un crudo inmóvil producto del craqueo con una fracción volátil y un residuo pobre en hidrógeno y rico en carbón llamado “coque”. El coque se define como la fracción de tolueno insoluble de un aceite que contiene generalmente 80 a 90 por ciento de carbón y de 3 a 9 por ciento hidrógeno. Las reacciones de craqueo y

visbreaking producen el gas de hidrógeno y algunos hidrocarburos livianos en la fase gaseosa.

1.3.1.3. Reacciones de Oxidación a Altas Temperaturas

La reacción entre el oxígeno presente en el aire inyectado y el coque a temperaturas por encima de 650 F (343 °C) se conoce como reacciones de oxidación a altas temperaturas (HTO) del proceso de combustión in situ. Como productos principales de esta reacción se tienen; bióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO) y agua (H₂O). Las reacciones HTO son heterogéneas (gas-sólido, gas-líquido) y se caracterizan por el consumo total de oxígeno en la fase gas. La estequiometría de las reacciones de HTO viene dada por la siguiente ecuación:



Donde;

n: es el cociente atómico entre el hidrógeno y el carbón

m: es el cociente molar entre los porcentajes de CO₂ y CO producidos

El calor generado de estas reacciones proporciona la energía térmica necesaria para mantener y propagar el frente de combustión. Sin embargo, estudios indican que en HTO predomina una reacción heterogénea del flujo y el proceso de combustión implica un número de fenómenos de transporte. La oxidación es una reacción superficialmente controlada y puede dividirse en otras reacciones (según Scarborough y Cady, 1982) como sigue a continuación:

1. Difusión de la corriente de oxígeno del gas de vapor para la aparición del combustible.

2. Absorción del oxígeno en superficie.
3. Reacción química del combustible.
4. Reabsorción de los productos de la combustión.
5. Desorción de los productos lejos de la superficie y dentro del volumen de gas de vapor.

Islam y otros 1989, afirman que los experimentos del laboratorio se conducen casi siempre bajo condiciones ideales, y estas condiciones permiten que la velocidad de transferencia total de oxígeno sea absolutamente alta y así es probable determinar la influencia de la difusión en las reacciones de combustión en el yacimiento. Otros investigadores afirman que la tasa de combustión total es dependiente de la concentración de oxígeno (presión parcial) en ó cerca del frente de combustión. A altos flujos de aire la tasa de la reacción es controlada y a bajos flujos de aire la difusión de las reacciones es limitada.

1.3.2. Cinética de Reacción

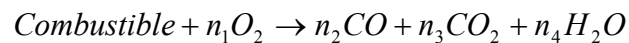
La cinética de reacción estudia el índice y el grado de transformación de un reactivo al producto. Aunque muy simple esta definición, es exacta para este estudio. El estudio de la cinética de reacción en un proceso de combustión “in situ”, se inicia por las siguientes razones:

1. Para caracterizar la reactividad del crudo.
2. Para determinar las condiciones necesarias para alcanzar la ignición y/o determinar si la auto ignición ocurre en el yacimiento por la sobre inyección de aire.
3. Para incidir en la naturaleza del combustible formado y su impacto en la combustión.
4. Para establecer los parámetros (los modelos cinéticos de la tasa de reacción) usados en la simulación numérica de los procesos de ISC.

La combustión del petróleo crudo en medios porosos no es una reacción simple sino que sigue varias reacciones consecutivas que ocurren a través de diversos rangos de temperaturas. Puesto que la composición del petróleo crudo abarca centenares de compuestos, una representación cinética explícitamente correcta de la oxidación del petróleo requeriría una expresión excesivamente grande. Sin embargo, ello no es factible porque estos compuestos experimentan reacciones que no pueden ser descritas fácilmente. Esta complejidad se liga a la estructura química individual del hidrocarburo. Muchos contienen varios enlaces C-H coexistiendo entre sí que pueden reaccionar sucesivamente o producir simultáneamente y a menudo reacciones intramoleculares.

Aunque existe un modelo detallado de la oxidación del hidrocarburo, actualmente no puede incluirse en simuladores multidimensional de combustión in situ, porque la capacidad de la computadora, la velocidad y los requerimientos de costo de tal tratamiento serían muy elevados. Estos modelos de oxidación se han desarrollado y se han validado únicamente para la molécula más simple del combustible y no se disponen para la mayoría de los combustibles prácticos. Sin embargo, actualmente las literaturas proponen modelos muy sencillos que aproximan el estudio de la cinética de la reacción de oxidación de petróleos crudos en medios porosos.

La reacción general más simple que representa la oxidación de un combustible de hidrocarburo típico es:



Donde; los coeficientes estequiométricos $[n_i]$ son determinados según el combustible utilizado. Esta *reacción global* es una manera conveniente de aproximar los efectos de muchas reacciones elementales que ocurren realmente en el yacimiento durante el proceso de combustión in situ. Por lo tanto, su tasa debe representar un

promedio apropiado de todas las tasas de reacción individuales implicadas en el proceso.

La mayoría de los investigadores describen las tasas de reacción de oxidación del proceso de ISC en términos del modelo simple de la tasa de reacción que supone dependencia funcional en la concentración de carbón (combustible), y presión parcial del oxígeno. Este modelo extensamente aceptado se refleja en la siguiente ecuación:

$$R_c = \frac{dC}{dt} = KP_{O_2}^a C^b \quad (2)$$

Donde;

R_c : es el índice de combustión del petróleo crudo

C : es la concentración instantánea del combustible

K : es la tasa constante

P_{O_2} : es la presión parcial del oxígeno

a : orden de la reacción respecto a la presión parcial del oxígeno

b : orden de la reacción respecto a la concentración de combustible.

Estudios sobre oxidación a altas temperaturas del carbón y del petróleo crudo realizados por Bousaid (Bousay y Ramey, 1968) y otros (Dabbous y Fulton, 1964) indican que la reacción de primer orden es dependiente de la concentración de combustible y que las reacciones de orden 0.5-1.0 son dependientes de la presión parcial del oxígeno, es decir, $a = 1.0$ y $b =$ desde 0.5 hasta 1.0.

La tasa de reacción “K” constante en la ecuación anterior, por lo general es función de la temperatura y se expresa como sigue:

$$K = Ae^{\left(\frac{-E}{RT}\right)} \quad (3)$$

Donde;

A: factor pre-exponencial

E: energía de activación

R: constante universal de los gases: $1.987 \text{ cal mole}^{-1} \text{ K}^{-1}$

T: temperatura absoluta [°K]

Por lo general la ecuación anterior es conocida como la ecuación de Arrhenius y la constante “A” como la tasa constante de Arrhenius en el proceso de ISC. Las constantes de la ecuación (3) varían con el tipo de crudo, la presión y otros parámetros.

Las unidades de las constantes A, E, y R dependen de la unidad de masa seleccionada, la presión, la temperatura y el tiempo. Por ejemplo en la literatura el factor pre-exponencial “A” se expresa en varias unidades tales como; $[\text{día}^{-1} \text{ psi}^{-1}]$ $[\text{seg}^{-1} \text{ atm}^{-1}]$ $[\text{seg}^{-1} \text{ Pa}^{-1}]$ $[\text{hr}^{-1} \text{ psi}^{-1}]$, etc. Lo mismo ocurre para la energía de activación “E” que comúnmente se expresa como; $[\text{cal} / \text{gm} - \text{mol}]$ $[\text{Btu} / \text{Lb} - \text{mol}]$ $[\text{J} / \text{gm} - \text{mol}]$, etc.

Los parámetros A y E son función de la roca y el crudo y pueden establecerse experimentalmente usando el crudo y el medio poroso que se desee. Los simuladores del proceso de combustión in situ, requieren la información cinética para calcular la tasa de avance del frente de combustión y el recobro de crudo.

1.3.3. Factores que afectan las reacciones de oxidación

Dos de los factores más importantes del proceso de combustión “in Situ” son la formación y la combustión del combustible. Los procesos físicos y químicos que gobiernan la capacidad de un petróleo bruto de depositar combustible y su combustión (oxidación) influyen fuertemente en la economía de un proyecto de combustión. También la poca deposición de combustible puede influir en la formación de un frente de combustión estable y sostenida. Así mismo, la mucha deposición de combustible dará lugar a un alto requerimiento de gas de oxidación lo cual es poco económico. El índice de propagación del frente de combustión y el

requerimiento de aire dependen del grado de las reacciones de oxidación exotérmicas, que son controladas por la cinética de estos procesos.

Estudios avanzados sobre los factores que afectan las reacciones de oxidación del petróleo en el yacimiento se han realizado en base a pruebas de laboratorio. Estas investigaciones indican que la naturaleza y la composición de la roca del yacimiento y las características del crudo influyen en las propiedades termo-oxidantes del petróleo bruto. La arcilla y el contenido metálico de la roca, y también su área superficial inciden fuertemente en la tasa de deposición del combustible y su oxidación.

También Fassihi (1984), Vossoughi (1982), Bardon y Gabelle (1977) dedujeron que la presencia de arcilla y arena fina en la matriz de la roca de yacimiento favorecen el incremento de la tasa de formación de coque. Así mismo, los metales y aditivos metálicos afectan la naturaleza y la cantidad de combustible formado. Los metales son usados como catalizadores en las refinerías de petróleo y en las industrias de procesos químicos para acelerar la oxidación del hidrocarburo y las reacciones de craqueo. En diferentes estudios para investigar el efecto de la contaminación de metal en reacciones de craqueo de petróleo, se halló que varios metales promueven la formación de coque y el efecto catalítico de estos metales, por ejemplo el níquel, es cerca de cinco veces más activo que el vanadio (De los Rios, 1988).

1.3.4. Técnicas y Herramientas empleadas para el estudio cinético de las reacciones de combustión in situ

Los estudios cinéticos de las reacciones de un proceso de combustión en sitio se llevan a cabo utilizando una variedad de técnicas. Estas técnicas se encuentran en dos categorías: cualitativas y cuantitativas. Las técnicas cualitativas emplean instrumentos de análisis térmico tales como: Differential Thermal Analyzer (DTA), Thermogravimetric Analyzer (TGA), Differential Scanning Calorimeter (DSC) y Accelerating Rate Calorimeter (ARC). En las técnicas cuantitativas un reactor tipo celda plug-flow de paredes delgadas contiene una muestra de crudo y arena, se

calienta de una manera prescrita hasta alcanzar la temperatura máxima señalada. Dependiendo de cual reacción está siendo estudiada, si pirolisis u oxidación, el nitrógeno o el aire pasa a través de la muestra. Los parámetros cinéticos se calculan del análisis químico posterior a las pruebas de las muestras de núcleos con crudo y del gas fluente.

Toda información sobre los parámetros de diseño de combustión “in situ” tales como la disponibilidad del combustible, los requerimientos de aire, la temperatura máxima de combustión, la eficiencia de utilización del oxígeno, etc., se obtienen de las pruebas de tubos de combustión.

1.3.4.1. Técnicas de Análisis Térmico

El análisis termo-gravimétrico (TGA) y el calorímetro de exploración diferencial (DSC) es lo más extenso en herramientas de análisis térmico empleado para estudiar la cinética de oxidación del proceso de combustión. Actualmente también se utilizan como herramientas de investigación. El método más reciente en la familia de analizadores térmicos es el calorímetro de tasa de aceleración (ARCO). El ARCO ha sido utilizado en la industria petrolera desde principios de los años 90 principalmente por “Amoco Oil Co” para la selección de crudos para la aplicación de la combustión in situ.

1.3.4.2. Técnicas DTA y TGA

En TGA una pequeña muestra de petróleo crudo y de arena se calienta en presencia del flujo de aire y el cambio en el peso de la muestra se registra en función de la temperatura o del tiempo, es decir, $W = f(T, t)$. Si la temperatura de la muestra aumenta como función lineal del tiempo, el método se denomina como un TGA no isotérmico. Cuando los efectos de presión son importantes, los cambios evidentes en el peso se corrigen para los efectos de flotabilidad basados en los resultados del experimento. En la técnica de análisis térmico diferencial (DTA) los cambios de energía de una muestra concerniente a un material de referencia se registran en función de temperatura o del tiempo.

Al utilizar el método TGA el cambio en el peso de la muestra (llamada curva convencional TGA) o el diferencial de peso con respecto a la temperatura dW/dT (llamada curva de diferencial termo-gravimétrico (DTG)) se grafica versus la temperatura. En DTA la diferencia en temperatura entre la muestra y el material de referencia se apunta en una gráfica en función de la temperatura y una línea base se establece por conexión del extremo final de la curva DTA con una línea recta.

Las técnicas de TGA, DTA y las curvas del DTG se conocen como termogramas. Cada crudo produce un termograma característico que es absolutamente distinto de los otros. El termograma de DTA y el de DTG producen una serie de picos. Las áreas bajo los picos del termograma del DTG son proporcionales al cambio total del peso de la muestra. El analizador termogravimétrico convencional puede trazar en el mismo gráfico las curvas del TGA y el DTG automáticamente. Las curvas del DTG tienden a ser más representativas que los termogramas de TGA y ofrecen la información exacta del principio, el máximo y el extremo del cambio de peso y son una huella digital reproductora del crudo. Cuando hay dos cambios en temperatura uno cerca del otro, el DTG generalmente dará dos picos agudos distintos. Los termogramas TG, DTG y DTA todos pueden usarse para determinar la cinética de reacción. Esto se discute brevemente en los párrafos siguientes.

1.3.4.3. Determinación de Parámetros Cinéticos a partir de Termogramas

Diferentes autores (Freeman y Carroll (1958), Coats y Redfem (1964), Zoaks (1968), Segal y Fatu (1976), Rock (1978), Dharwadkar y otros (1878), Reich y Stivala (1980), han presentado algunos procedimientos para determinar los parámetros cinéticos de una reacción a partir de datos provenientes del TGA. Aquí se hace referencia breve al procedimiento clásico publicado por Coats y Redfem en 1964 para determinar los parámetros cinéticos.

Comenzando entonces, el índice del cambio en peso de una muestra (índice de la reacción) se relaciona con la tasa de reacción según la siguiente ecuación:

$$\frac{d\alpha}{dt} = K(1 - \alpha)^n \quad (4)$$

Siendo α : cambio de la fracción de peso de la muestra

$$\alpha = \frac{(W_o - W_t)}{(W_o - W_\infty)} \quad (5)$$

Donde;

W_o : peso inicial de la muestra

W_t : peso de la muestra en el tiempo “ t ”

W_∞ : peso final de la muestra

t : tiempo

n : orden de la reacción

K : tasa de reacción

Luego, considérese que la temperatura se incrementa linealmente a una tasa constante “ β ” definida como:

$$\beta = \frac{dT}{dt} \quad (6)$$

Aquí “ T ” es la temperatura en el tiempo “ t ”.

Combinando las ecuaciones anteriores se tiene que:

$$\frac{d\alpha}{dT} = \frac{K}{\beta}(1 - \alpha)^n \quad (6.1)$$

Sustituyendo la expresión para “ K ” de Ec.3 en Ec.5.1:

$$\frac{d\alpha}{dT} = A e^{\left(\frac{-E}{RT}\right)} (1-\alpha)^n \quad (6.2)$$

Después de varias manipulaciones matemáticas se obtiene:

$$\frac{1-(1-\alpha)^{1-n}}{1-n} \approx \frac{ART^2}{\beta E} \left[1 - \frac{2RT}{E} \right] e^{\left(\frac{-E}{RT}\right)} \quad (6.3)$$

Para $n \neq 1$

A valores altos de E/RT y aplicando logaritmo natural:

$$\text{Ln} \left[\frac{1-(1-\alpha)^{1-n}}{(1-n)} \right] = \text{Ln} \left[\frac{AR}{\beta E} \left(1 - \frac{2RT}{E} \right) \right] - \frac{E}{RT} \quad (6.4)$$

Para $n \neq 1$

Así mismo, para $n = 1$ y a altos valores de E/RT :

$$\text{Ln} \left[-\text{Ln} \left(\frac{1-\alpha}{T^2} \right) \right] = \text{Ln} \left[\frac{AR}{\beta E} \left(1 - \frac{2RT}{E} \right) \right] - \frac{E}{RT} \quad (6.5)$$

Suponiendo $n = 1$, al graficar $-\text{Ln} \left[\frac{-\text{Ln}(1-\alpha)}{T^2} \right]$ vs $1/T$ se obtiene una línea recta con pendiente $-E/R$. El valor de E obtenido gráficamente es sustituido en la ecuación (6.5) para calcular el factor pre-exponencial A .

Si $n \neq 1$ y se realiza una gráfica entre $\text{Ln} \left[\frac{1-(1-\alpha)^{1-n}}{T^2(1-n)} \right]$ contra $1/T$ debe obtenerse una línea recta para el valor correcto de “ n ”. Este procedimiento es de ensayo y error, y aunque es directo, no es simple.

Reich y Stivala (1978), modificaron y simplificaron la expresión de Coats y Redfern y presentaron una aproximación en cálculos para determinar los parámetros cinéticos.

A continuación se presenta, como alternativa, la metodología expuesta por Segal y Fatu (1976), para determinar los parámetros cinéticos partiendo de un termograma TGA.

Sustituyendo la expresión de K en Ec.5:

$$\frac{d\alpha}{dT} = Ae^{\left(\frac{-E}{RT}\right)}(1-\alpha)^n \quad (7)$$

Aplicando logaritmo a ambos lados se tiene que:

$$\log\left(\frac{d\alpha}{dt}\right) = n \log(1-\alpha) - \frac{E}{2.3032R} \left(\frac{1}{T}\right) \quad (7.1)$$

Si se mantiene constante el término $\log^+(d\alpha/dt)$, osea

$$\log\left(\frac{d\alpha}{dt}\right) = \log K \quad (7.2)$$

Se consigue lo siguiente:

$$\log(1-\alpha) = \frac{E}{4.575n} \left(\frac{1}{T}\right) + \frac{\log K}{n} \quad (7.3)$$

Al graficar $\log(1-\alpha)$ contra $(1/T)$ se obtiene una línea recta inclinada cuya pendiente e intercepto permite, calcular ambos parámetros, la energía de activación

“ E ” y el orden de la ecuación “ n ”. El factor pre-exponencial “ A ” puede calcularse usando la ecuación (7.1).

Yoshiki y Phillips (1985), presentaron el desarrollo de una expresión para calcular los parámetros cinéticos desde los datos de un TGA. Esta expresión es aplicable a celdas cilíndricas y fue obtenida por modificación de la expresión original presentada por Bae (1972) para celdas esféricas. La ecuación aplicable para una reacción de orden n^{th} es la siguiente:

$$\left[\frac{e^{(\alpha_f)} - e^{(\alpha_m)}}{e^{(\alpha_f)} - e^{(\alpha_a)}} \right]^{e^{[\alpha(t_f - t_m)] - 1}} = \frac{\Delta T_m}{\Delta T_a} e^{[\alpha(t_a - t_m)]} \quad (8)$$

$$n = 1 - e^{[-\alpha(t_f - t_m)]} \quad (9)$$

$$B = A_0 e^{-\left(\frac{E}{RT_0}\right)} \quad (10)$$

$$\alpha t_m = Ln\left(\frac{\alpha}{B}\right) + (1 - n) \quad (11)$$

$$\alpha = \frac{E\Phi}{RT_0^2} \quad (12)$$

Donde;

n : orden de la reacción

E : energía de activación

A_0 : factor pre-exponencial de Arrhenius

t_m : tiempo de máxima tasa de reacción

t_f : tiempo de completación de la reacción

t_a : tiempo de un punto cualquiera de la curva DTA

ΔT_M : ΔT a la máxima tasa de reacción

ΔT_a : ΔT al “ t_a ”

ϕ : tasa de calentamiento

R : constante universal de los gases: $1.987 \text{ cal mole}^{-1} K^{-1}$

T_D : temperatura a la cual la curva DTA sale de la línea base.

Los parámetros cinéticos n , E y A se pueden determinar fácilmente mediante las expresiones anteriores.

En cuanto a funcionamiento, el DSC es similar al DTA y es usado para obtener información de la entalpía (calor de reacción) y para delinear los diferentes regímenes de reacción. En el DSC la energía requerida para mantener isotérmico la muestra del material de referencia es medida en función de la temperatura.

Al igual que el TGA, el DSC también emplea una tasa de calentamiento lineal para simplificar el análisis de datos. En el experimento DSC la cantidad de calor entregado por cualquier combustión exotérmica o la destilación / craqueo de las muestras de crudo se determina del diagrama de temperatura versus diferencial del flujo calor entre la muestra y la referencia (termograma DSC). El DSC y el TGA son técnicas complementarias de análisis térmico y de uso frecuente para obtener la máxima información sobre las reacciones de oxidación en combustión.

1.3.4.3.1. Dificultades al usar las técnicas de TGA y DSC para evaluar parámetros de combustión in situ

En décadas pasadas se desarrollaron procedimientos para utilizar TGA y DSC como herramienta de investigación barata y rápida para el proceso de combustión in situ (Vossoughi y otros 1985, Jha y Verkoczy 1986 y Kharrat y Vossoughi 1985). Como alternativa a las pruebas en tubos de combustión, estos investigadores propusieron los procedimientos de TGA/DSC para calcular rápidamente parámetros de combustión in situ tales como: deposición de combustible, porcentaje de crudo consumido como combustible, temperatura de combustión, temperatura de

autoignición, saturación mínima de crudo requerida para sostener el frente de combustión, y la cinética de combustión. Comparando esta aproximación con las pruebas en tubos de combustión, el uso de las técnicas TGA/DSC es menos costoso, requiere poca mano de obra en cuanto a ejecución y funcionamiento y menor consumo de tiempo en el análisis de los datos.

La principal limitante de esta aproximación es que estos procedimientos emplean a menudo condiciones experimentales diferentes a las encontradas en el yacimiento o en las pruebas en tubos de combustión. Por lo tanto, los resultados se ven posiblemente afectados por variables experimentales como por ejemplo: la tasa de calentamiento, la presión parcial del oxígeno, la tasa de purga de flujo de gas, el tamaño de la muestra, etc. Además, los experimentos de TGA y DSC carecen de las características de flujo de fluidos de las pruebas en tubos de combustión. Niclele y otros (1987) investigaron el efecto de las condiciones experimentales sobre los parámetros de combustión in situ generados por el TGA y DSC en términos de las limitaciones de transferencia de masa y de calor y la cinética de las reacciones, y arrojó las siguientes conclusiones:

1. La tasa de calor empleada en las técnicas TGA y DSC, afectan significativamente la deposición de combustible. La deposición de combustible incrementa con la disminución de la tasa de calentamiento debido al incremento de la oxidación a bajas temperaturas.
2. Los parámetros cinéticos derivados de los datos de TGA/DSC usando un modelo cinético de primer orden son menos rigurosos y son dependientes de la tasa de calentamiento de la muestra. La tasa de calentamiento del TGA/DSC debe ser consistente con el registro histórico termal del sistema que es simulado.
3. Puesto que los minerales de la roca y del crudo aceleran la deposición del combustible, los experimentos de investigación deben ser realizados con crudo y arena de yacimiento.
4. Los termogramas del TGA/DSC no son afectados por las tasas de flujo.
5. El error en las medidas de temperatura en las muestras de TGA (ΔT) se incrementa con el aumento de la saturación de petróleo, tasa de calentamiento,

tamaño de la muestra, caudal del gas de purga, y concentración de oxígeno. Por lo tanto el análisis TGA se debe diseñar cuidadosamente para reducir al mínimo el diferencial de temperatura (ΔT).

6. Como los parámetros de combustión “in situ” calculados desde las técnicas de análisis térmico son afectados por las condiciones experimentales, las condiciones utilizadas en las evaluaciones TGA/DSC podrían acercarse tanto como sea posible a aquellos encontrados en el sistema simulado.

1.3.4.4. Tasa de Aceleración Calorimétrica (ARC)

Las herramientas de análisis térmico (TGA, DTA, DSC) se limitan a presiones de operación baja y media. El ARC es un instrumento para estudiar la cinética de reacción exotérmica a alta presión (10000 psi) en el rango de temperaturas deseado (60 F-900 F ó 15.56 °C – 482 °C). La energía de activación de Arrhenius, el factor pre-exponencial, y el orden de la reacción, pueden calcularse a partir de los datos del ARC junto con la línea exotérmica. Aunque ambos análisis ARC y DSC son capaces de revelar reacciones de LTO y HTO, ARC es mucho mejor para estudiar reacciones en el intervalo entre LTO y HTO.

El ARC consiste de un contenedor de muestra esférico (bomba) pequeño (1 pulgada de diámetro) en el cual se colocan los reactivos (Figura I.4). La bomba se coloca dentro de un calorímetro previamente calentado. La entrada de energía a los calentadores del calorímetro es controlada manteniendo una diferencia de temperaturas entre la bomba y las paredes del calorímetro lo más cercana posible a cero. Las temperaturas son medidas con termopares colocadas en la bomba y en las paredes externas del calorímetro que contiene los calentadores. El flujo de calor hacia la parte externa de la bomba varía según las diferencias de temperaturas entre la bomba y las paredes del calorímetro. Esto permite el seguimiento de las reacciones exotérmicas bajo condiciones estrictamente adiabáticas. El factor clave en el diseño y la construcción del ARC es mantener perfectas condiciones casi adiabáticas. Una vez alcanzada la tasa de calor (el límite es 0.02 °C/min o más alta) la muestra termina su espiral térmico adiabáticamente, con el registro automático de los datos de tiempo,

temperatura y presión hasta que la reacción exotérmica llega a su culminación. Un traductor de presión colocado a la cabeza de la bomba permite la medición de presión dentro de la bomba.

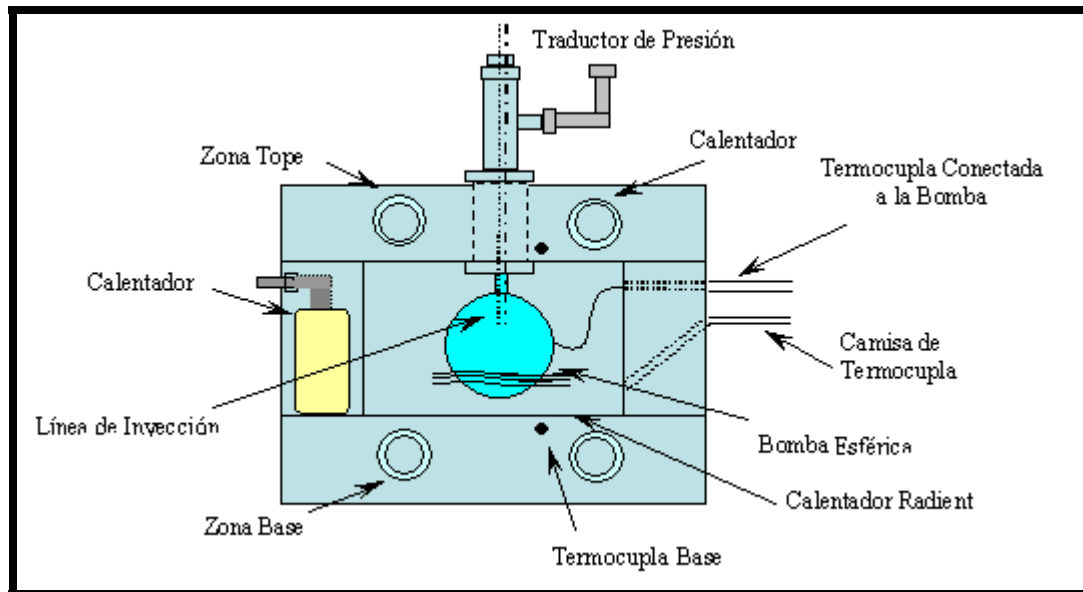


Figura I.4: Dibujo Representativo de un Equipo ARC.

Los resultados experimentales son generalmente presentados como gráficos del registro de la tasa de calor liberado ($^{\circ}\text{C}/\text{min}$) versus la temperatura. Debido a que el seguimiento de la reacción es adiabático, no se permite el paso de calor hacia los límites del sistema una vez que la combustión esté en curso. Así, en el gráfico de ARC, la presencia de alguna traza por encima del rango de temperatura indica una región de reacción exotérmica, mientras que la ausencia de puntos experimentales registrados no indica ninguna reacción (Yannimaras y Tiffin, 1998).

El ARC funciona generalmente como sistema cerrado, dentro del rango de presión y temperatura permitido. Este modo de funcionamiento es satisfactorio para obtener la mayoría de los parámetros cinéticos asociados a la oxidación de crudos. Sin embargo, puesto que en el yacimiento la cinética de reacción es dinámica y afectada por el flujo de oxígeno, se desea obtener parámetros cinéticos bajo condiciones de flujo. Por lo tanto la disposición de ARC es frecuentemente

modificada para que funcione tal cual como un sistema de flujo a cualquier presión hasta el límite de la presión del sistema.

1.3.4.4.1. Teoría del ARC

El ARC supone un solo modelo de reacción. Comenzando con la expresión de la tasa de Arrhenius y aplicando la ecuación de conservación de la masa (13) y la energía a un sistema adiabático tal como el ARC y luego de la manipulación algebraica se obtiene que:

$$\left(-\frac{dC}{dt} = KC_o^n \right) \quad (13)$$

$$\frac{dT}{dt} = Ae^{\left(\frac{-E}{RT}\right)} C_o^{N-1} (T_F - T_o) \left[\frac{T_F - T}{T_F - T_o} \right] \quad (14)$$

Donde;

n : orden de la reacción

A : factor pre-exponencial de Arrhenius

t : tiempo

C_o : concentración inicial de la muestra

T_F : temperatura final exotérmica

T_o : temperatura inicial exotérmica

R : constante universal de los gases: $1.987 \text{ cal mole}^{-1} K^{-1}$

Definiendo lo siguiente:

$$K' \equiv KC_o^{n-1} \equiv Ae^{\left(\frac{-E}{RT}\right)} C_o^{n-1} \quad (15)$$

y

$$mT = \frac{dT}{dt} \quad (16)$$

Se obtiene un valor K_T experimental a partir de los análisis del ARC de la siguiente forma:

$$K_T = \left(\frac{mT}{T_F - T_o} \right) \left(\frac{T_F - T_o}{T_F - T} \right)^n \quad (17)$$

Al realizar un gráfico de “K” versus “T” sobre una escala logarítmica, se obtiene “n” como la pendiente de la mejor aproximación de una línea recta. También de la definición de “k” se obtiene que:

$$E = \frac{RT_1T_2}{T_2 - T_1} \text{Ln} \left(\frac{K_2}{K_1} \right) \quad (18)$$

Del mismo modo, la energía de activación “E” se determina como la pendiente de la mejor línea recta obtenida.

1.3.4.4.2. Limitaciones de las pruebas ARC

Las pruebas de ARC permiten la determinación rápida de los parámetros cinéticos de oxidación. Sin embargo, los resultados son solamente cualitativos debidos a los defectos inherentes al sistema. En ARC los parámetros cinéticos (energía de activación y orden de la reacción) se calculan si se usa un solo modelo de reacción (generalmente un modelo de reacción HTO). Sin embargo, un único modelo de reacción no puede representar la oxidación del petróleo crudo porque el oxígeno se utiliza no solo para formar los óxidos y el agua (reacción del carbón del HTO) sino también para formar los compuestos oxigenados estables (reacción de LTO). Si ambas reacciones ocurren simultáneamente a través de la prueba, como suele suceder

en los casos del sistema ARC, los parámetros cinéticos no se pueden estimar cuantitativamente. En ARC se estiman los parámetros cinéticos en base a los datos que corresponden a temperaturas más altas (reacciones HTO). El modelo usado es luego extrapolado a temperaturas más bajas y los parámetros cinéticos para LTO son calculados basándose en las diferencias del flujo de calor entre los dos regímenes de temperaturas.

A pesar de todos sus defectos, el ARC sigue siendo una herramienta simple y útil para analizar cuantitativamente las reacciones de oxidación de los petróleos crudos y estudiar la reactividad del crudo a bajas temperaturas. Puesto que sigue la reacción exotérmica adiabáticamente, el ARC permite la determinación rápida de los parámetros cinéticos usando solo como variable la temperatura. Sin embargo sus limitaciones deben ser consideradas al usarla para seleccionar los crudos a los cuales se le aplicaría el proceso de combustión.

1.3.4.5. Técnica de análisis del gas efluente (EGA)

El EGA es una técnica de análisis cuantitativo realizado para determinar los parámetros cinéticos de la reacción de oxidación. En la bibliografía Canadiense ISC, estas técnicas usualmente se refieren como Rampa de temperatura de oxidación (Temperatura Ramped de Oxidación) (RTO). Las pruebas de rampa de temperatura de oxidación involucran el calentamiento controlado de núcleos saturados con crudo recombinado (o mezcla de arena y crudo) en un reactor de flujo aguas debajo de una corriente de aire. El propósito de esta prueba es estudiar el comportamiento de la oxidación y la cinética de reacción de un sistema roca-petróleo bajo condiciones controladas.

El equipo experimental instalado y usado para las pruebas EGA consiste de un reactor tubular tipo flujo (comúnmente llamado celda cinética) con la instrumentación apropiada, sistemas de control y lazos de flujo. Los detalles de la construcción de la celda cinética difieren de laboratorio a laboratorio.

El reactor es empacado con una muestra proveniente de la mezcla de arena y petróleo de interés y luego se somete a una tasa de calentamiento prescrita (20-40 °C

por hora) mientras que aire o un gas oxidante es puesto a fluir a través del mismo. El calentamiento es continuo a la tasa establecida hasta su culminación o una vez alcanzada la temperatura máxima permitida y después todo el resto de la prueba se lleva a cabo a esa temperatura. El flujo de aire continúa hasta que ningún cambio en la concentración del gas a la salida podría ser visto.

Una segunda celda es utilizada como celda de referencia. Esta celda es empacada con un núcleo seco y sometida a la misma tasa de calentamiento que la celda de prueba. Durante el transcurso de la corrida las temperaturas en las zonas correspondientes a la celda de prueba y a la celda de referencia son comparadas para aislar las eventuales oxidaciones exotérmicas/endotérmicas del crudo que ocurren en la celda de prueba.

Los parámetros cinéticos se determinan a partir de los análisis del gas fluyente (Mamora y otros, 1993; Borger y otros, 1985; Fassihi y Brigham, 1981).

Si m_o es la masa de crudo presente en la muestra, se puede definir una tasa de reacción específica “K” como:

$$K = \frac{\Delta m_{O_2}}{m_o \Delta t} = A e^{\left(\frac{-E}{RT}\right)} (P_{O_2})^n \quad (19)$$

Donde;

Δm_{O_2} : masa de oxígeno utilizada en un tiempo ΔT

P_{O_2} : presión parcial promedio del oxígeno

K : masa de oxígeno utilizado por unidad de tiempo respecto a la masa de crudo m_o

R : constante universal de los gases

“K” puede ser calculada desde los datos del gas fluyente.

Suponiendo que el orden de la reacción $n = 1$ y haciendo una gráfica de $\ln\left(\frac{K}{P_{O_2}}\right)$ vs.

$1/T$ se obtendrá una línea recta con pendiente $(-E/R)$ e intercepto “Ln(A)”.

Debido a la naturaleza cuantitativa de los datos del EGA, esta técnica es preferible a las técnicas de análisis térmico (TGA y DSC) para estimar los parámetros cinéticos de oxidación del petróleo crudo.

1.4. Pruebas en Tubos de Combustión (Celda Tubular)

Los tubos de combustión son simuladores físicos y representan una pequeña parte del yacimiento simulado a escala en el laboratorio con la restricción de flujo uni-dimensional (Prasad y Slater, 1986). Las pruebas en dicho dispositivo permiten la simulación de la propagación del frente de combustión y la naturaleza de las reacciones químicas dinámicas resultantes a condiciones de yacimiento.

Debido a que la naturaleza de propagación del frente de combustión es controlada por las reacciones químicas y la permeabilidad relativa característica del sistema yacimiento, los resultados de las pruebas en tubos de combustión pueden proporcionar un sentido cualitativo para la aplicación en campo. También sirve como medio para estimar el efecto neto de las correlaciones entre los diferentes mecanismos que afectan el proceso de combustión. Por lo tanto, las pruebas en tubos de combustión se han aceptado como método para producir datos confiables que describan el proceso de combustión “in situ”.

La desventaja principal de las pruebas en tubos de combustión es que son experimentos no escalados. Por lo cual, los datos obtenidos de ellos no pueden ser escalados y hacer correlaciones directas de los resultados del tubo de combustión al yacimiento en sí no es muy correcto. Sin embargo la experiencia ha mostrado, que ya que las pruebas se hacen con el crudo y la arena proveniente del yacimiento bajo condiciones de operación apropiadas, las reacciones químicas y la estequiometría de reacción en el tubo será muy parecida a la que ocurre en el yacimiento. Esto debido a que la estequiometría de las reacciones es controlada por la temperatura, la presión y las características químicas del crudo. El comportamiento de la combustión en el tubo, sin embargo, no será igual a como ocurre en el yacimiento ya que es afectado por la tasa de flujo y las saturaciones de los líquidos.

En el proceso de combustión húmeda, agua y aire se inyectan simultáneamente. Tres factores están asociados con la inyección simultánea de agua y aire. Estos son:

1. Flujo de múltiples fases a través el medio poroso
2. Efecto de transferencia de calor
3. Efecto de la inyección de agua sobre la eficiencia de combustión.

La segregación gravitacional es una consideración importante y este efecto es eliminado en el laboratorio ejecutando las pruebas con el tubo de combustión en posición vertical. Las pruebas de laboratorio son útiles en la determinación del coeficiente óptimo agua-aire (WAR) para combustión húmeda. Sin embargo se debe tener mucho cuidado el usar esta información para propósitos de diseño de campo porque la WAR es sensible a las características de transferencia de calor en tubos de combustión.

Aunque las pérdidas de calor en el tubo de combustión se consideran distintas a las que ocurren en el yacimiento, una analogía directa existe entre los dos sistemas. El yacimiento está naturalmente aislado por los estratos supra e infra adyacentes y las pérdidas de calor son relativamente pequeñas comparadas con la cantidad de calor generado. El tubo de laboratorio tiene altas pérdidas de calor debido a su construcción de metal y a la limitada cantidad de calor generado. Para disminuir estas pérdidas de calor y sostener un frente de combustión, calentadores eléctricos tipo cinta son colocados alrededor del tubo. Estos calentadores mantienen una condición exotérmica extendida la cual reduce el gradiente de temperatura con los alrededores del tubo y disminuye las pérdidas de calor. Es decir, los calentadores aumentan simplemente el nivel de energía total del sistema sin interferir con el mecanismo del proceso. Las propiedades de la transferencia térmica y el perfil de temperatura no se distorsionan por la presencia de calentadores en el sistema. El calor a través de tubo empacado representa lo que pasará en el yacimiento, con ciertas excepciones.

La interpretación de los datos para combustión húmeda es completamente dependiente de las propiedades de transferencia de calor del tubo de combustión. Si

las pérdidas de calor desde el tubo son excesivas y el frente de combustión apenas se mantiene, poca ventaja se observa extrayendo el calor detrás del frente. El agua inyectada tiene un efecto de enfriamiento en la zona de combustión, disminuyendo su temperatura y posiblemente apagando el proceso. Por el contrario, si se mantienen altas temperaturas por las cintas calentadoras (sistema aislado), se dispondrá de calor suficiente detrás del frente de combustión para vaporizar toda el agua inyectada. En este caso, el nivel de energía en la zona de combustión es apenas disminuida por el agua y se mantienen las altas temperaturas de combustión. Las grandes cantidades de agua en forma de vapor que atraviesan la zona de combustión no tienen ningún efecto nocivo en la reacción de combustión. Las condiciones reales en el yacimiento estarán en alguna parte entre los dos extremos. Las condiciones mantenidas en el tubo de combustión, se cree que representan lo que prevalece en el campo. Sin embargo, según lo mencionado previamente, la extrapolación de la razón agua-aire (WAR) de laboratorio a las condiciones de campo puede no ser confiable.

La consideración final para la inyección de agua-aire es cómo afectará a la eficiencia de combustión si grandes cantidades de agua pasan a través de la zona de combustión. Como se dijo anteriormente, las pruebas en tubos de combustión representan exactamente los mecanismos de reacción. Por lo tanto, los resultados del laboratorio predicen satisfactoriamente el comportamiento de la zona de combustión.

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

- Relación atómica (H/C) del combustible oxidado
- Relación oxígeno-combustible (OFR)
- Relación aire-combustible (AFR)
- Relación arena-oxígeno (OSR)
- Exceso de aire
- Consumo aparente de combustible
- Hidrocarburo líquido (petróleo) recuperado de la zona barrida

- Efectos de la razón de inyección agua-aire (WAR) (en caso de un proceso de combustión húmeda) sobre los parámetros de combustión.
- Propiedades de los fluidos producidos
- Temperatura máxima de combustión
- Estabilidad de la zona de combustión

1.4.1. Descripción de las pruebas en tubos de combustión

Aunque los detalles del diseño de las pruebas de combustión tipo tubo varían según el laboratorio donde se realice, todas incluyen cuatro componentes básicos que son: el tubo de combustión, un sistema de calentamiento y adquisición de datos, un sistema de control de flujo y un sistema de análisis de líquidos.

El tubo de combustión consiste en un tubo resistente a la corrosión de paredes delgadas contenido dentro de una camisa de presurización. El espesor de pared del tubo es usualmente inferior a 0.062 pulgadas para asegurar un calentamiento uniforme y reducir al mínimo la conducción de calor a lo largo de la pared del tubo. La camisa de presurización es fabricada aparte usualmente de acero al carbón y se diseña generalmente para soportar la presión de operación deseada. El espacio anular entre el tubo y la caja de presurización se llena con un material aislante poroso y presurizado con gas inerte para igualar la presión entre la pared interna y la externa del tubo de combustión. La diferencia de presión a través de la pared del tubo es pequeña.

Los tubos de combustión varían en cuanto a diámetro y longitud. Tubos tan grandes como de ocho pulgadas (20.32 cm) de diámetro y quince pies (4.572 m) de largo, se han utilizado en el pasado para simular el proceso (Parish y Craig, 1969). Sin embargo, en los diseños actuales se emplean tubos más pequeños para acortar el tiempo de ejecución de la prueba. Estos tubos son generalmente de tres a seis pies (aproximadamente de 91 a 182 cm) de longitud y de dos a cuatro pulgadas de diámetro (aproximadamente de 5 a 10 cm).

Es preferible utilizar tubos de diámetros mayores porque mantienen una mejor condición adiabática y flujos muchos menores. Belgrave y Moore, 1992 investigaron

el efecto del diseño del tubo (diámetro) sobre la ejecución de la prueba de combustión y concluyeron que diseños diferentes operados bajo las mismas condiciones pueden producir resultados distintos debido a las diferentes tasas de pérdidas de calor desde las paredes del tubo.

Según referencias bibliográficas, en pruebas con tubos de combustión se usan uno o dos diseños básicos:

- Tubos Aislados
- Tubos casi adiabáticos

Con los tubos aislados las pérdidas de calor son reducidas al mínimo sólo por aislamiento. Las operaciones en tubos aislados requieren altos flujos de aire, alrededor de 70 a 100 veces más que aquellos usados realmente en el yacimiento (Dietz y Weijdema, 1963). Tan elevados flujos de aire son necesarios para reducir el tiempo de permanencia del frente de combustión en el tubo y por lo tanto las pérdidas de calor. Estos flujos de aire tan altos son generalmente muy difíciles de mantener en el tubo debido a la alta caída de presión a través del núcleo. Además, a altas tasas, el requerimiento de aire y la deposición de combustible pueden incrementar con el aumento del flujo (Alexander y otros, 1962).

Operaciones con tubos casi adiabáticos pueden permitir la propagación del frente a bajas tasas. Para minimizar las pérdidas de calor a través de las paredes del tubo y mantener las condiciones adiabáticas, los diseños más actuales emplean tubos ensamblados con calentadores compensadores. Estos son bandas calentadoras de anchura estrecha (1 ó 2 pulgadas) colocados a lo largo del tubo a intervalos equidistantes y se diseñan para igualar la temperatura de la pared (calentador) con la temperatura del centro del tubo en la zona de combustión. Una inquietante en lo que respecta al uso de los calentadores es cómo minimizar la posibilidad de la influencia de los calentadores en el movimiento del frente de combustión. Aún cuando, el problema sobre la interacción térmica entre los calentadores y el empaque de arena ha sido observado por varios investigadores tales como Leaute y Collyer, 1984; Belgrave y otros, 1990 ninguna solución satisfactoria existe al problema.

Estudios de transferencia de calor radial en tubos de combustión realizados por Belgrave y Moore (1992) indican que mantener cercana a cero la diferencia de temperatura entre el empaque de arena y la pared del tubo no necesariamente implica una condición de operación adiabática. Su análisis muestra que si se colocan bajo las mismas condiciones de operación a tubos de diferente diseño, se podrían obtener resultados diferentes debido a la variación en orden de magnitud de las pérdidas de calor. También reveló que el diámetro del tubo y la longitud de las zonas de calentamiento juegan un papel muy importante en la realización de la condición adiabática. Una zona de calentamiento más corta y un tubo de diámetro amplio pueden dar lugar a pérdidas de calor más bajas y aproximarse a las condiciones adiabáticas.

Es necesario controlar de cerca la entrada de energía a cada uno de los calentadores para reducir al mínimo el gradiente axial de temperatura y las pérdidas laterales de calor de la sección individual de la arena. En cada zona de calentamiento se utilizan un par de termopares, una fijada a la pared externa del tubo y otra insertada en el centro del tubo para controlar la entrada de energía al calentador y mantener casi igual la temperatura de la pared del tubo y la del interior del empaque de arena. En cada zona de calentamiento la temperatura en la pared se mantiene usualmente a 5°C menos que la temperatura correspondiente al centro del tubo para minimizar las pérdidas de calor lateral y asegurar que los calentadores ni mantengan ni empujen el frente de combustión.

Durante la prueba, el tubo se coloca generalmente en forma vertical para reducir al mínimo los efectos de segregación gravitacional. Se ha documentado que en experimentos con tubos operando verticalmente a altas presiones, puede presentarse alguna distorsión en los resultados de las pruebas debido a la convección térmica del gas en la región anular entre el tubo y la camisa de presurización (Smith y Perkins, 1973). Belgrave y otros, 1990, investigaron este problema y encontraron que operando a alta presión, con, alto número de Rayleigh (capacidad calorífica) de los gases del anular y usando un aislante de alta permeabilidad en el anular, probablemente intensifica la circulación de convección en el anular e incrementa las

pérdidas de calor. Ellos recomiendan el uso de un gas de bajo peso molecular, baja capacidad específica de calor (bajo número de Rayleigh) tal como el helio, y un material aislante de poca permeabilidad (menos poroso) en el espacio anular para reducir al mínimo la transferencia térmica inducida por convección.

1.4.2. Procedimientos de ejecución de pruebas en tubos de combustión [2]

Una corrida típica de combustión en tubo comienza con el empaque de arena o núcleo seleccionado. Si se va a utilizar un núcleo del campo para la prueba, éste primero es triturado, homogeneizado y mezclado con una cantidad adicional de crudo y salmuera sintética antes de empacarse en el tubo. Todo el mezclado y empaque se realiza usualmente, en un área encerrada. Una porción de la mezcla se empaqueta dentro del tubo y los resultados de las medidas de las saturaciones de los fluidos permiten el cálculo de la porosidad y de la saturación volumétrica de cada fase fluente.

En un procedimiento de empaque adoptado por algunos laboratorios de los Estados Unidos, el tubo es empacado con material de núcleo triturado en incrementos de 500 gramos. Cada incremento se empaqueta al mismo volumen para asegurar una porosidad uniforme. Para facilitar el empaque, una de cada dos muestras de 500 gr de arena, se satura con metanol. Aproximadamente ½ pulgada de arena sílice de 20 a 40 mesh es empacada a cada extremo del tubo para prevenir que las líneas de producción se tapen por migración de finos. Después del empaque, el tubo se satura con metanol y se insertan los termopares. El empaque entonces se enjuaga con pentano y nitrógeno para limpiar y secar respectivamente el empaque de arena. Luego el paquete se satura con salmuera sintética similar a la del yacimiento y la porosidad y permeabilidad quedan establecidas. Se inyecta petróleo crudo hasta obtener la saturación residual de agua. Esta técnica conocida como el procedimiento de los “estados re-establecidos” se ha comprobado que produce mejores resultados que otras técnicas.

Luego, el tubo empacado es presurizado con nitrógeno a la presión de operación requerida y se comprueba la evidencia o no de fuga. La caja de presurización también se presuriza simultáneamente con gas inerte tal como el helio.

Después de revisar la presión, el tubo se comienza a calentar hasta la temperatura de yacimiento. El nitrógeno una vez más es puesto a fluir a través del empaque para establecer la permeabilidad al gas y para producir los líquidos móviles. La composición del gas producido se monitorea continuamente y se recoge cualquier líquido desplazado. Luego de que en el tubo se alcanza la temperatura del yacimiento y no se haya más producción de líquidos, se activan las cintas de calentamiento en la entrada. La temperatura en la cara de la arena se aumenta gradualmente hasta 650°F (343 °C) (500°F ó 260 °C para combustión húmeda) mientras fluye nitrógeno para facilitar la combustión. El caudal de nitrógeno se aumenta gradualmente a la tasa de flujo de aire del diseño. Cuando al finalizar la inyección se observa que en la arena se ha logrado la temperatura deseada, se detiene la inyección de nitrógeno y comienza el flujo de aire a la tasa deseada. Aquí el flujo se define como la tasa de inyección volumétrica de aire medida a condiciones estándar, 14.7 lpc y 60°F, dividida por el área transversal del tubo. La ignición se observa inmediatamente luego del cambio a inyección de aire. Los termopares registran un aumento significativo de temperatura en la conexión de entrada después de la ignición. Se confirma la información con la composición del gas fluyente.

Un flujo de aire típico empleado en un tubo de 4 pulgadas de diámetro es cerca de 100 PCN/pie²-hr (flujo de oxígeno 21 PCN/pie²-hr). El flujo se aumenta de vez en cuando para ayudar a reducir las pérdidas de calor, minimizar las LTO y mejorar la estabilidad de la zona de combustión.

Para las pruebas de combustión húmeda, luego de alcanzar la temperatura del yacimiento y que no se produzca ningún líquido, el caudal de nitrógeno se disminuye un poco y se comienza la inyección de agua en el tubo. La tasa de flujo de agua es gradualmente incrementada hasta que la relación agua-nitrógeno sea igual a la relación agua-aire (WAR) deseada según el tipo de combustión húmeda (normal o superhúmeda).

Luego, con el agua y nitrógeno fluyendo a través del tubo se encienden los calentadores al extremo de entrada. Cuando se acerca a la temperatura de ignición deseada (generalmente 500°F) se detiene el flujo de nitrógeno y comienza la

inyección de aire. Las tasas de flujo del aire y el agua son ambas graduadas para obtener la relación agua-aire deseada. Para una prueba de combustión húmeda normal se recomienda una WAR de 1.1 ft^3 de agua/Mscf.

Los datos registrados durante la corrida incluyen tasas de inyección de aire (también las tasas de inyección de aire para combustión húmeda), presión de inyección, temperatura en cada una de las localizaciones de los termopares (en el eje del tubo y en la pared del mismo), crudo producido, volúmenes de agua y gas que fluyen y la tasa y composición del gas producido. A los gases efluentes se les analiza el oxígeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono, hidrógeno, hidrocarburo, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno. También se le registra la energía de entrada en cada calentador.

Luego de la combustión, durante la propagación estable del frente de combustión en el tubo, una vez acabados los efectos de transición que había dejado la ignición al principio se registran todos los datos (excepto los volúmenes). El período estable de una combustión en un tubo es aquel durante el cual la velocidad del frente de combustión, el flujo de inyección de aire y la composición de los gases fluyentes son aproximadamente constantes. Esto es necesario porque se supone un tubo empacado para representar un elemento pequeño del yacimiento localizado a poca distancia aguas abajo del frente de combustión y no es afectado por los efectos transitorios del inicio.

Luego de la corrida de una prueba en tubos de combustión, se hacen las siguientes medidas para caracterizar la ejecución de la prueba:

- ✓ Se hace un análisis a la arena luego de la prueba para obtener un perfil axial de crudo recuperable, coque y agua.
- ✓ Propiedades del crudo (densidad, viscosidad, acidez y análisis elemental).
- ✓ Composición de las muestras de crudo producido en términos de Maltenos (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos).
- ✓ Ph del agua producida y análisis iónico.

Las mediciones de temperatura hechas durante la corrida de una prueba de combustión pueden usarse para monitorear el avance del frente de combustión. Dependiendo del tipo de combustión tres diferentes tipos de perfil de temperaturas son observados según muestra la Figura I.5. El perfil Tipo I es para una combustión seca ($WAR=0$); el perfil Tipo II se observa durante la inyección de agua a relativamente bajas relaciones agua-aire (combustión húmeda normal) y el perfil Tipo III se observa cuando se realiza la prueba de combustión súper-húmeda.

En el caso de una prueba de combustión seca la velocidad del frente de combustión es una función del flujo de aire y la concentración de combustible. La velocidad del frente de combustión es directamente proporcional a la cantidad de oxígeno suministrado (flujo de aire) e inversamente proporcional a la cantidad de combustible dispuesto que puede ser quemado a flujo de aire constante. Por lo tanto, el flujo mínimo de aire en cualquier situación dada es el menor flujo que puede sostener el avance del frente de combustión. El flujo mínimo de aire y la correspondiente velocidad del frente de combustión son factores importantes en el diseño y economía de una operación de combustión, porque ello determina la capacidad del compresor requerida para un arreglo específico de pozos. En combustión seca el frente de combustión y la zona de vapor avanzan prácticamente a la misma tasa.

La arena original del yacimiento contiene arcillas y minerales que a menudo contribuyen al aumento en la deposición de combustible. Por lo tanto, la velocidad del frente de combustión en las pruebas realizadas con arena propia del yacimiento por lo general es más lenta que cuando se utilizan arenas limpias bajo las mismas condiciones de operación.

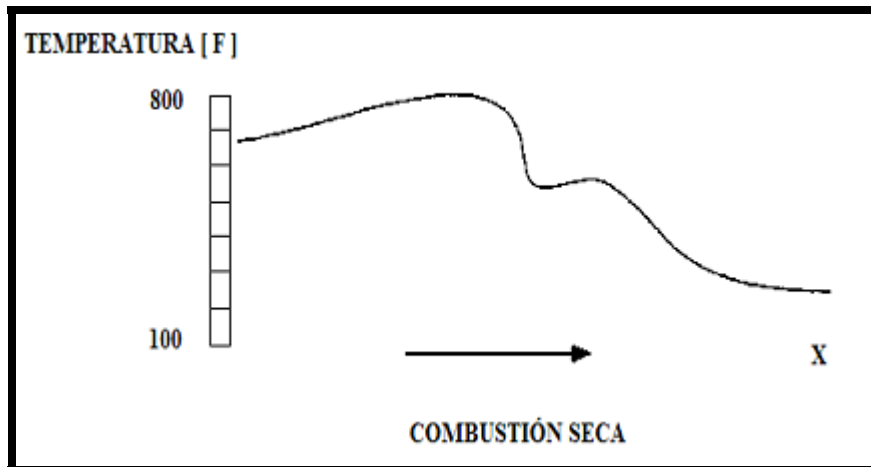


Figura I.5: Perfil de Temperaturas Tipo I [2].

En el caso de una combustión normal húmeda (perfil tipo II) se inyecta agua a valores relativamente bajos de WAR. El perfil de temperatura es similar al de la combustión seca excepto que la temperatura disminuye mucho más rápidamente detrás del frente de combustión y la meseta de vapor se alarga por la transferencia de calor adicional aguas abajo. El frente de vapor avanza a una tasa mucho más lenta pero uniforme que la del frente de combustión.

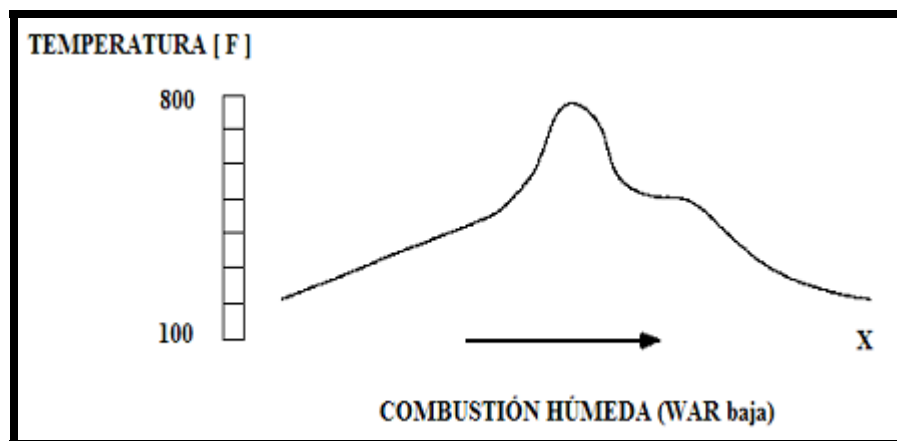


Figura I.6: Perfil de Temperaturas Tipo II.

En una prueba de combustión húmeda estable, el frente de combustión generalmente progresa mucho más rápido que el frente de vaporización (zona delante

del frente de combustión donde el agua se vaporiza). Las altas temperaturas alcanzadas en la zona de combustión son casi independientes de WAR y casi al mismo nivel que en combustión seca.

El perfil tipo III se observa a valores de WAR más altos, donde se tiene una combustión parcialmente apagada a la temperatura de la meseta de vapor. En este perfil la temperatura aumenta desde las condiciones de yacimiento, se empareja a la temperatura de vapor, y luego decrece. No se observa una temperatura por encima de la meseta de vapor. En este tipo, ambas zonas la de combustión y la de vaporización progresan casi a la misma tasa.

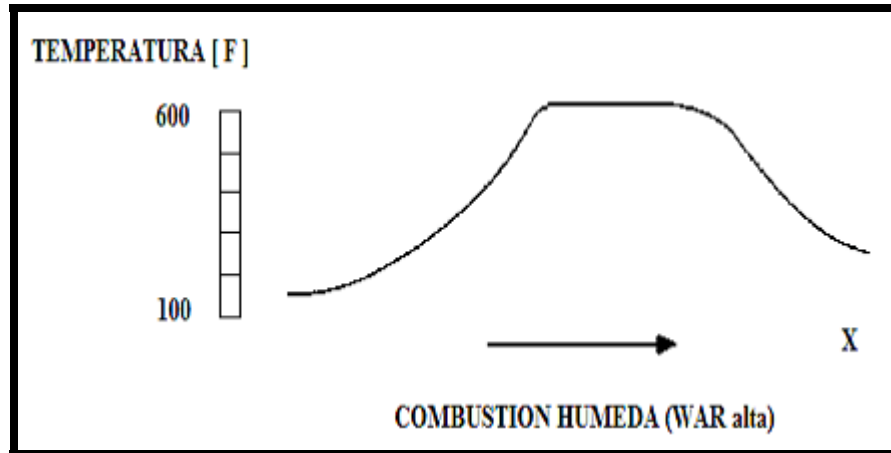


Figura I.7: Perfil de Temperaturas Tipo III.

1.4.3. Análisis de los datos obtenidos de pruebas en tubo de combustión

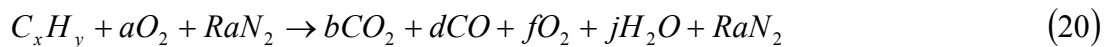
Según lo mencionado anteriormente, las pruebas en tubos de combustión proporcionan información útil sobre la influencia de los parámetros operacionales sobre el proceso. Los datos obtenidos de las pruebas en celdas tubular incluyen: la temperatura del frente de combustión, la composición y volumen de los gases efluentes, las cantidades de agua y crudo producidos, etc. Los parámetros del proceso tales como; requerimientos de aire, deposición de combustible, etc., se calculan a partir de éstos datos.

A continuación se detallan los procedimientos para analizar los datos provenientes del tubo de combustión. Estos procedimientos forman parte de investigaciones realizadas por los autores Dr. Garden Moore y el Dr. Raj Metha de la Universidad de Calgary, Canadá.

1.4.3.1. Estequiometría de Combustión a altas temperaturas

Como ya se explicó en párrafos anteriores, muchas son las reacciones químicas que ocurren en una celda tubular durante una prueba de combustión. Estas reacciones incluyen oxidación a baja temperaturas, pirólisis o craqueo térmico y oxidación a altas temperaturas. Aún así, cuando las reacciones de LTO y pirólisis ocurren dentro del tubo de combustión y son significativas, generalmente se supone que el proceso se puede representar con las reacciones HTO y en consecuencia se utiliza para el análisis de los datos provenientes de las pruebas en celdas tubulares.

La ecuación química que describe la combustión de coque puede escribirse como sigue a continuación:



Donde R es la relación de entre el porcentaje molar de oxígeno y nitrógeno contenido en el aire inyectado, o sea:

$$R = \frac{y_{N_2}}{y_{O_2}} \quad (21)$$

Para aire normal, con 21% de O₂ y 79 % de N₂, $R = \frac{79}{21} = 3.76$. Y *a*, *b*, *d*, *f*, *j*

corresponden a los coeficientes estequiométricos de la reacción.

Al balancear cada uno de los elementos, se obtienen las siguientes expresiones:

$$[\text{Carbón}]: \quad x = b + d$$

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

$$[\text{Hidrógeno}]: \quad y = 2j$$

Parámetros de Combustión:

1.- Razón Atómica Aparente (H/C)

$$\frac{H}{C} = \frac{y}{x} = \frac{4\left(a - b - \frac{d}{2} - f\right)}{(b + d)} \quad (22)$$

2.- Relación Oxígeno-Combustible: la cantidad mínima de oxígeno necesaria para quemar cierta unidad de masa de combustible que tiene una razón atómica equivalente a H/C dado por la ecuación (22).

$$\text{Oxígeno/Combustible} = \frac{(a) \times (\text{moles } O_2)}{\text{moles}_{\text{combustible}}} \quad (23)$$

Donde, el peso molecular del combustible viene dado por:

$$PM_{\text{Combustible}} = (12.011x + 1.008y) \quad (24)$$

(el peso atómico del carbón es 12.011 y el del hidrógeno es 1.008)

Suponiendo que el consumo de oxígeno es medido a volumen estándar y el peso del combustible en kilogramo (o lbm) por unidad de volumen de formación, se tiene que:

$$\frac{O_2}{F} = \frac{23.64a}{(12011x + 1008y)} \left[\frac{m^3(ST)}{kg} \right] \quad (25)$$

O bien;

$$\frac{O_2}{F} = \frac{379a}{(12.011x + 1.008y)} \left[\frac{PCN}{lb_m} \right] \quad (25.1)$$

Las condiciones de referencia para ambas ecuaciones son las siguientes:

$$\frac{m^3}{(ST)} = 101.325 \text{ kPa y } 15^\circ\text{C}$$

$$PCN = 14.696 \text{ psi y } 60 \text{ F}$$

En la ecuación (25) la constante 23.64 se refiere al volumen, en metro cúbico estándar, que ocupa un Kg-mol de gas a las condiciones de referencia. Y el valor 379 en la ecuación (25.1) guarda relación con el volumen en pies cúbico estándar ocupado por una lb-mol de gas también a las condiciones de referencia.

3.- Relación Aire-Combustible: es el volumen de aire requerido para quemar una unidad de combustible y es función de la cantidad de carbón y de hidrógeno presente

en el combustible y de la relación nitrógeno-oxígeno presente en el aire (ecuación 21).

$$\left(\frac{\text{Aire}}{\text{Combustible}} \right) = \frac{23.64(1+R) \times a}{(12.011x + 1.008y)} \left[\frac{m^3(ST)}{kg} \right] \quad (26)$$

O bien;

$$\left(\frac{\text{Aire}}{\text{Combustible}} \right) = \frac{379(1+R) \times a}{(12.001x + 1.008y)} \left[\frac{PCN}{lb_m} \right] \quad (26.1)$$

4.- Fracción de Oxígeno convertida en Óxidos de Carbón: este parámetro es un indicativo del grado de reacción LTO que ocurre en el tubo de combustión. Durante la prueba no todo el oxígeno inyectado es consumido para generar los óxidos de carbón o agua. Alguna fracción del oxígeno consumido reacciona con crudo para formar los compuestos oxigenados. La fracción de oxígeno que reacciona convertida en óxido de carbón es:

$$f_{O_{2R}} = \frac{\left(b - \frac{d}{2} \right)}{(a - f)} \quad (27)$$

1.4.3.2. Evaluación de los parámetros de combustión a partir de los datos de un analizador de gases efluentes

Suponiendo una composición del gas normalizada los parámetros de combustión se pueden calcular en términos de los coeficientes estequiométricos a, b, d, y f de la siguiente manera:

$$a = \frac{[N_2]}{R} \quad (28)$$

$$f = [O_2] \quad (29)$$

$$b = [CO_2] \quad (30)$$

$$d = [CO] \quad (31)$$

Donde; los corchetes “[]” denotan la composición normalizada in porcentaje molar.

Por lo tanto, los parámetros de combustión quedan expresados de la siguiente forma:

$$H/C = \frac{4\left(\frac{[N_2]}{R} - [CO_2] - \frac{[CO]}{2} - [O_2]\right)}{([CO_2] + [CO])} \quad (32)$$

$$(O_2 / Combustible) = \frac{23.64\left(\frac{[N_2]}{R}\right) \times 379\left(\frac{[N_2]}{R}\right)}{12.011([CO_2] + [CO]) + 4.032\left(\frac{[N_2]}{R} - [CO_2] - [CO]\right)} \quad (33)$$

$$(Aire / Combustible) = \frac{23.64(1 + R)\frac{[N_2]}{R}}{12.011([CO_2] + [CO]) + 4.032\left(\frac{[N_2]}{R} - [CO_2] - \frac{[CO]}{2} - [O_2]\right)} \quad (34)$$

Fracción de oxígeno inyectado convertido a oxido de carbón (f_{O_2}):

$$f_{O_2} = \frac{\left([CO_2] + \frac{[CO]}{2} \right)}{\frac{[N_2]}{R}} \quad (35)$$

Fracción de oxígeno que reaccionó y se convirtió a óxido de carbón (f_{O_2R}):

$$f_{O_2R} = \frac{\left([CO_2] + \frac{[CO]}{2} \right)}{\left(\frac{[N_2]}{R} - [O_2] \right)} \quad (36)$$

Fracción de Oxígeno utilizado (Y):

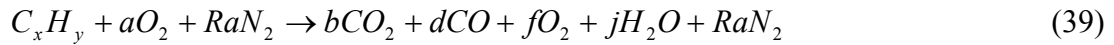
$$Y = \frac{\frac{[N_2]}{R} - [O_2]}{\frac{[N_2]}{R}} = 1 - R \frac{[O_2]}{[N_2]} \quad (37)$$

Oxígeno en exceso:

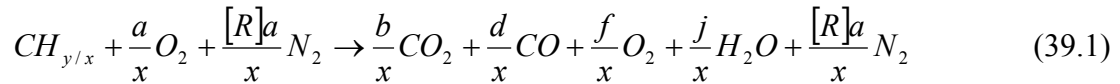
$$O_{2Exc} = \frac{(1 - Y)}{Y} \quad (38)$$

1.4.3.3. Forma alterna de la ecuación de combustión a altas temperaturas

1. Comenzando con la ecuación básica de combustión:



2. Al dividir la ecuación 30 entre “x”:



3. Definiendo “n” como la razón H/C= y/x se tiene que:

$$m = \frac{[CO_2]}{[CO]} \quad (40)$$

$$\frac{b}{x} = \frac{b}{(b+d)} = \frac{m}{(m+1)} \quad (40.1)$$

$$\frac{d}{x} = \frac{d}{(b+d)} = \frac{m}{(m+1)} \quad (40.2)$$

$$\frac{j}{x} = \frac{y}{2x} = \frac{n}{2} \quad (41)$$

$$\frac{a}{x} = \frac{b}{x} + \frac{1}{2}\left(\frac{d}{x}\right) + \frac{f}{x} + \frac{1}{2}\left(\frac{j}{x}\right) \quad (42)$$

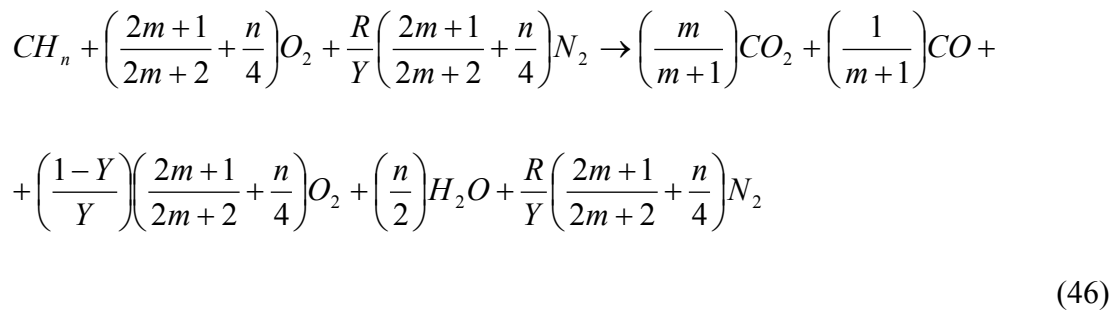
Donde (f/x) se calcula partiendo del oxígeno total utilizado (Y) como sigue:

$$Y = \frac{(a-f)}{a} \quad (43)$$

$$\therefore \frac{f}{x} = \frac{a}{x} [1-Y] \quad (44)$$

$$\therefore \frac{a}{x} = \frac{1}{y} \left(\frac{m}{m+1} + \frac{1}{2(m+1)} + \frac{n}{4} \right) = \frac{1}{y} \left(\frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4} \right) \quad (45)$$

Luego, la ecuación de combustión puede escribirse como:



La ecuación (46) es la ecuación de combustión originalmente propuesta por Benham y Poeltman en 1958, es la forma generalmente empleada por muchos investigadores. Por consiguientes, los parámetros de combustión en función de “n” y “m” se calculan como sigue a continuación.

1.- Relación Oxígeno-Combustible:

$$(O_2 / Combustible) = \frac{379 \frac{a}{x}}{\left(12.011 + 1.008 \frac{y}{x} \right)} \quad (47)$$

$$(O_2 / Combustible) = \frac{379 \left(\frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4} \right)}{(12.011 + 1.008n)} \left[\frac{PCN}{lb_m} \right] \quad (48)$$

2.- Relación Aire-Combustible:

$$(Aire / Combustible) = (1 + R) \left(\frac{O_2}{Combustible} \right) \quad (49)$$

3.- Fracción de oxígeno que reacciona y se convierte en oxido de carbón:

$$f_{o_2R} = \frac{\left(\frac{b}{x} + \frac{d/x}{2} \right)}{\left(\frac{a}{x} - \frac{f}{x} \right)} = \frac{\left(\frac{b}{x} \right)}{\frac{a}{x} \left(1 - \frac{f}{a} \right)} = \frac{\left(\frac{2m+1}{2m+2} \right)}{\left(\frac{2m+1}{m+2} + \frac{n}{4} \right)} \quad (50)$$

4.- Fracción de Oxígeno utilizado = Y

5.- Exceso de Oxígeno:

$$Exceso_Aire = \frac{[1 - Y]}{Y} \quad (51)$$

1.5. Pruebas de Combustión en Celdas Tridimensionales

Como se ha podido observar en esta y otras investigaciones, han sido muchos los estudios realizados para la evaluación del proceso de combustión in situ,

resultando éste una técnica con grandes ventajas sobre otros procesos de recuperación térmica. Extensos estudios de laboratorio y de campo se han reportados donde la alta eficacia en términos de la utilización del calor, alta eficiencia en el mecanismo de desplazamiento de crudo y el menor impacto generado al medio ambiente juegan un papel determinante sobre las ventajas de este proceso.

En un proceso de ISC convencional, se acostumbra a utilizar la configuración de pozos *inyector-vertical* y *productor-vertical*. El uso de una celda tridimensional nace de la idea de poder incorporar en laboratorio diferentes configuraciones (pozos horizontales, verticales y/o combinaciones de ellos) para evaluar el aprovechamiento de un área rectangular que representa un pequeño diferencial de área del yacimiento.

Si por ejemplo, se utiliza una configuración en la cual el pozo productor sea horizontal en vez de vertical, la propagación del frente atravesaría la parte base (horizontal) del pozo productor permitiendo que los fluidos de menor viscosidad, producto del calor generado por el frente de combustión, fluyan hacia los cañones perforados en el lado horizontal del pozo productor.

En términos generales las celdas de combustión tridimensionales, se utilizan para evaluar el proceso de combustión in situ a condiciones de laboratorio (del mismo modo que las operaciones en tubos de combustión) empleando un arreglo de pozos distinto al utilizado en una prueba de combustión convencional (*inyector-vertical*, *productor-vertical*).

1.5.1. Configuraciones de Pozos

Las configuraciones de pozos descritas a continuación surgen de distintos experimentos realizados por varios autores encargados de analizar el proceso de ISC en celdas 3D.

T. X. Xia y M. Greaves, en uno de sus experimentos para simular el proceso de combustión in situ en el laboratorio, básicamente colocan un pozo productor horizontal (HP) en la línea de impulsión del yacimiento mientras que la inyección de aire se hace por medio de un pozo inyector horizontal (HI) obteniendo así una

configuración de pozos tipo HIHP. El ensamblaje de todo el equipo en general (medidores, cilindros de inyección de agua y/o aire, calentadores, termopares, etc.) sigue casi el mismo principio básico que se utiliza en las pruebas en celdas tubulares.

Estos autores en otras de sus investigaciones acompañados de A. T. Turta (2002), utilizaron combinaciones entre pozos inyectoros y pozos productores según las pruebas ejecutadas en celdas 3D para evaluar el proceso ISC de crudos pesados (8°API y 10.5°API). Dichas combinaciones pueden ser del tipo: pozo inyector y productor en línea de conducción directa (direct line drive) y/o pozo inyector y productor en línea de conducción escalonada (staggered line drive). A continuación se muestran (Figuras I.8, I.9, y I.9.1) las diferentes combinaciones.

Configuraciones de pozos:

- ✓ VI: Inyector Vertical
- ✓ HP: Productor Horizontal
- ✓ VIHP: Inyector Vertical y Productor Horizontal
- ✓ HIHP: Inyector Horizontal y Productor Horizontal
- ✓ 2VIHP: dos Inyectores Vertical y un Productor Horizontal
- ✓ VI2HP: un Inyector Vertical y dos Productores Horizontal

En este caso en particular, los resultados experimentales demostraron que la configuración de pozos HIHP dentro del modelo físico de laboratorio es mucho más eficiente y rápida al momento de archivar los datos de las pruebas ya que la estabilización del frente de combustión se logra en un tiempo más corto. Sin embargo, la inyección de aire por medio de un pozo horizontal no es muy práctica en las pruebas de campo ya que se prefieren pozos inyectoros verticales por razones de seguridad. Considerando la configuración de un solo pozo inyector vertical es muy

lento alcanzar la estabilidad del frente debido al desarrollo de una zona de ignición mucho más pequeña comparada con la configuración inicial HIHP.

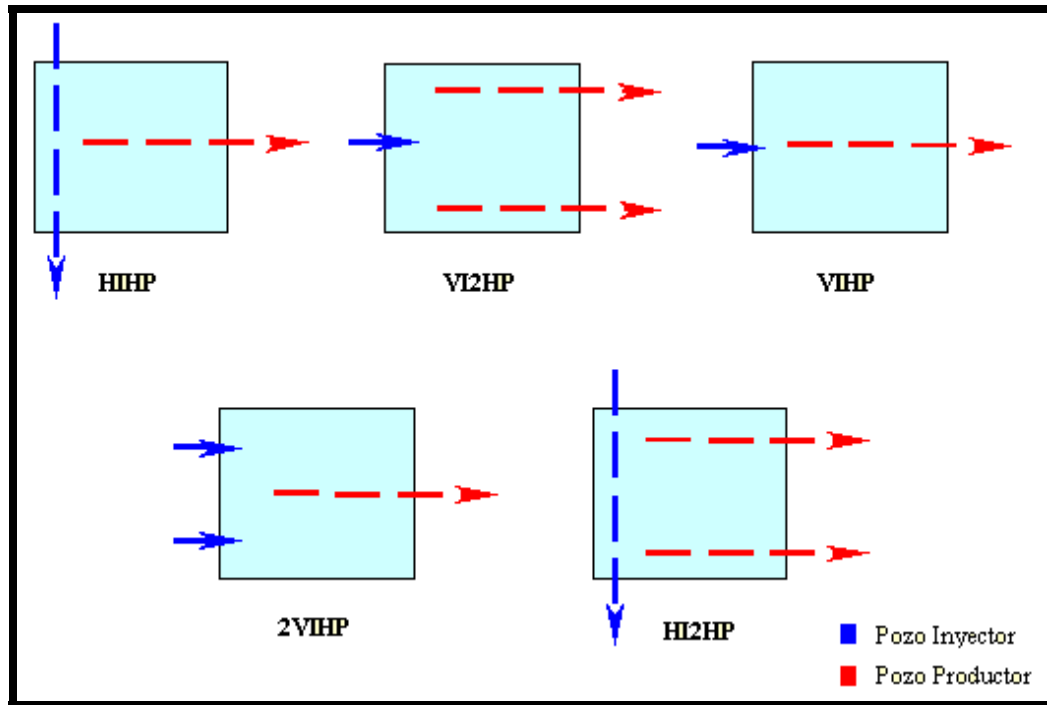


Figura I.8: Configuraciones de Pozos Productores e Inyectores.

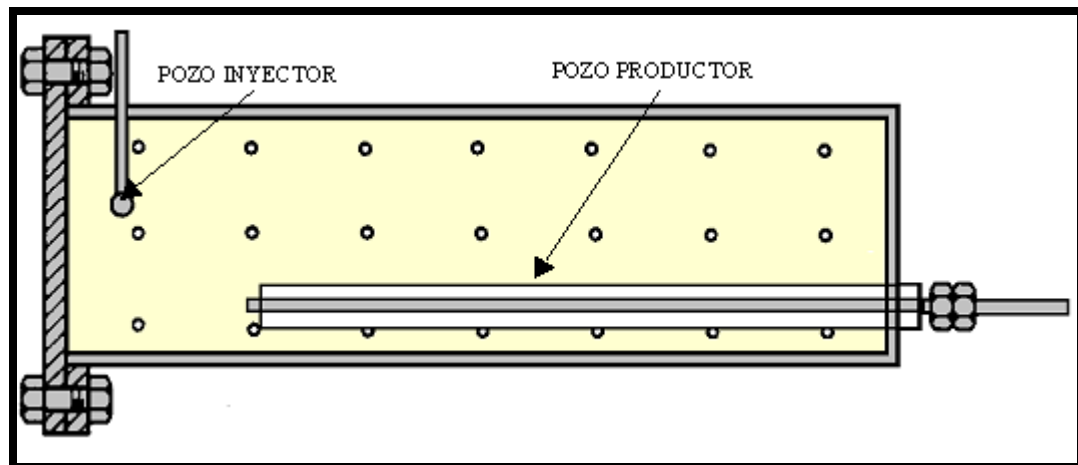


Figura I.9: Configuración Línea de Conducción Escalonada (Staggered Line Drive).

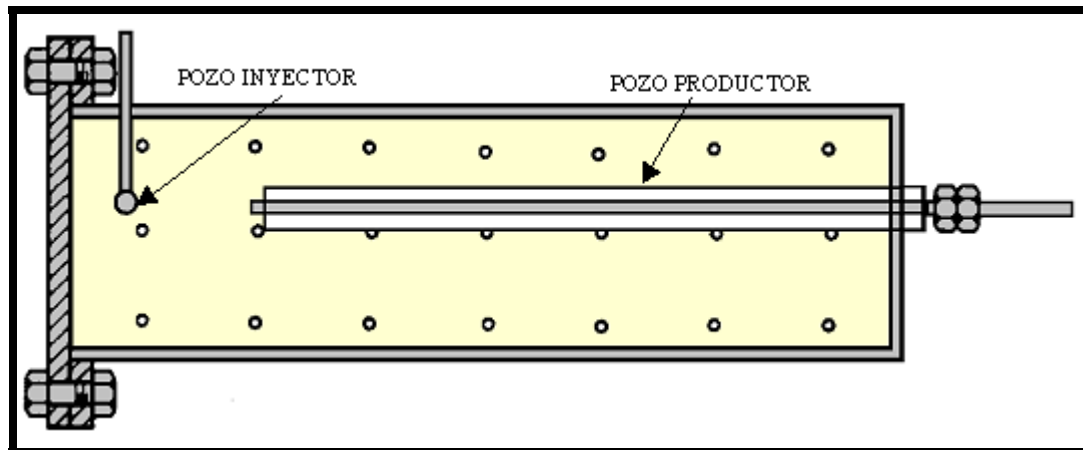


Figura I.9.1: Configuración Línea de Conducción Directa (Direct Line Drive).

En el próximo capítulo se describe en detalle la metodología utilizada para la definición de los parámetros involucrados en el diseño de las celdas tubular y tridimensional. Además se expone la sistemática empleada para el cumplimiento de los objetivos específicos propuestos en esta investigación.

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

En esta unidad se muestra la metodología realizada para el logro de los objetivos propuestos. A continuación, se presenta una serie evolutiva de pasos que describen la logística utilizada.

El procedimiento a seguir consistió de un plan de actividades donde se trataron los siguientes aspectos:

- VII. Recopilación de Información.
- VIII. Diseño de los Montajes Experimentales.
- IX. Deducción de los Modelos de Cálculo.
- X. Elaboración de Planes de Muestreo y Análisis.
- XI. Redacción de Procedimientos Experimentales.
- XII. Elaboración de Hoja de Especificación.

2.1. Recopilación de Información.

El proceso de recopilación de información se extendió en varias secciones de acuerdo a la información requerida en esta investigación. Se dividió en las siguientes etapas:

2.1.1. Revisión bibliográfica sobre Combustión In Situ.

La revisión bibliográfica parte de la obtención de toda aquella información teórica en general que permitiera el entendimiento y conocimiento del Proceso de Combustión In Situ. Para ello se consultó una gran cantidad de publicaciones (papers), manual de ISC, patentes, trabajos técnicos y guías que abarcaran el tema en cuestión.

2.1.2. Revisión bibliográfica sobre Sistemas 1D y 3D.

En este caso se compilaron trabajos relacionados al uso de celdas tubulares y tridimensionales para la simulación del proceso ISC en el laboratorio. También se acordó la selección de aquellas publicaciones que ejemplificaran sus pruebas a crudos pesados con gravedades API menores al 21,9 °API. De igual modo, se hizo énfasis en experimentos relacionados a los procesos de combustión seca y húmeda, siendo el mayor número de eventos los ensayos correspondientes a combustión seca. Se trató de hallar experimentos de combustión a crudos pesados venezolanos, pero fue limitada la información consiguiéndose, apenas tres publicaciones [5] [6] [7].

2.1.3. Obtención de los Parámetros de Operación para el Diseño de las Celdas.

En este punto se definen las condiciones de operación para ambas celdas, donde se incluyen los siguientes parámetros:

2.1.3.1. Presión.

Para seleccionar la presión de diseño más adecuada a las condiciones de operación se acudió a referencias bibliográficas relacionadas con la caracterización de algunos yacimientos existentes en Venezuela desde el punto de vista petrofísico y de ingeniería de yacimientos [8]. Estas características proporcionaron la información necesaria para fijar la presión máxima de operación como valor límite en las pruebas de Combustión In Situ en celdas de laboratorio (Tubular y Tridimensional). Se requiere que en dichas celdas se representen las condiciones de presión y temperatura de los yacimientos de crudos venezolanos, en particular crudos pesados con gravedad menor al 21.9°API. En los párrafos siguientes se plasma toda la información a la cual se hace referencia, principalmente aquellos yacimientos con gravedades API menor al 21.9°API.

Venezuela se ha destacado como uno de los países petroleros más importantes del mundo por el volumen de sus reservas, su potencial de producción y la variedad de sus crudos. Se han identificado unos 360 campos petrolíferos que representan más de 17.300 yacimientos de hidrocarburos en una extensión de 11.9 millones de

hectáreas (13% del territorio nacional), de las cuales el 52% se encuentra en la Provincia Oriental y el resto en la Provincia Occidental [8].

Se han producidos casi todos los diferentes tipos de crudos los cuales se clasifican según su gravedad API como sigue (Ver Tabla. 2.1):

Tabla. 2.1: Clasificación de los Crudos según su Gravedad API [8].

Tipo de Crudo	Gravedad API
Bitumen [B]	$\cong 8.2$
Crudos Extrapesados [XP]	≤ 9.9
Crudos Pesados [P]	10 - 21.9
Crudos Medianos [M]	22 - 29.9
Crudos Livianos [L] y Condensados [C]	> 30

La Provincia Occidental cuenta con las cuencas petrolíferas de Maracaibo la cual se divide en tres costas principales; la Costa Occidental, la Costa Centro Lago y la Costa Oriental llamada también Costa del Distrito Bolívar o Campo Costanero Bolívar. Además de la cuenca de Falcón específicamente el área de Oriente y Occidente se encuentran la cuenca Barinas-Apure en los Estados Barinas y Apure.

Se pueden mencionar algunos de los principales campos petroleros de la cuenca de Maracaibo en el área Costa Occidental, tales como: La Paz, Boscán, Concepción, Mara, Los Claros, Urdaneta, Los Manueles y Tarras. En la zona Costa Centro Lago se ubican los campos Lama y Lamar Centro y en la zona Costa Oriental, los campos Tía Juana, Lagunillas, Bachaquero, Ceuta, Motatán, Barua y Ambrosio.

La Provincia Oriental comprende las áreas de Maturín y Guárico que abarcan las zonas de Anaco, Oficina, Norte de Monagas, Sur de Monagas, Faja del Orinoco, y el área Las Mercedes respectivamente. En Anaco se localizan algunos campos petrolíferos conocidos como Santa Rosa, San Joaquín, El Roble, Santa Ana, entre otros. En la región Oficina se encuentran los campos Melones, Oficina Central,

Yopales, Oveja, Oritupano, Dación, Ostra, Mata, etc. Al Norte de Monagas se hallan otros campos tales como: El Furrrial, Santa Bárbara, Jusepín, Carito, Pedernales y Quiquire y al Sur de Monagas, los campos Jobo, Morichal, El Salto y Pílon. El área de la Faja del Orinoco de 54000 Km^2 [9] comprende los campos Cerro Negro, Hamaca, Zuata y Machete. Y por último en el Estado Guárico se encuentran los campos petroleros: Las Mercedes, Belén, Guavinita y Palacio. Estos son algunos de los principales campos petrolíferos que existen en Venezuela y a continuación (Tabla 2.2) se ilustran los yacimientos considerados típicos de la región donde se encuentran ubicados.

Tabla 2.2: Yacimientos de Hidrocarburos en Venezuela [8].

Campo	Yacimiento
Tía Juana	Formación Lagunillas
Lagunillas	Lag. Inf. - 07
Tía Juana	B - 6 - X - 03
Ceuta	Eoceno "C"/ VLG - 3676
Mara Oeste	Cretácico DM - 115
Silvestre	P1/2 (0017)
Oveja	J-3 (OM - 100)
Santa Rosa	RG - 14 - COEF
El Carito	"Arenas de Naricual"
El Furrrial	"Arenas de Naricual"
Pedemales	Arenas P-2
Cerro Negro	Miembro Morichal

En las próximas líneas se describen brevemente las características petrofísicas, propiedades de los fluidos, tipo de arena, condiciones de presión y temperatura de los yacimientos mostrados en la Tabla 2.2, además de otros aspectos básicos importantes para el diseño de las celdas de combustión in situ.

2.1.3.1.1. YACIMIENTO: Formación Lagunillas. Campo Tía Juana.

El Campo Tía Juana (tierra) está ubicado entre las ciudades de Cabimas y Lagunillas en la parte septentrional de la costa oriental del Lago de Maracaibo. Se encuentra dividido en dos campos; Tía Juana Principal y Tía Juana Este, en los cuales se reparten áreas para 18 proyectos térmicos (17 de inyección alterna de vapor y uno de inyección continua de vapor). El campo, desde el punto de vista de yacimientos, es una acumulación de petróleo pesado (POES mayor a 11 MMBN) que cubre una superficie de más de 39000 acres, donde se hallan perforados cerca de 2700 pozos, de los cuales más de 1800 todavía se encuentran activos.

La formación es una secuencia de lutitas y arenas no consolidadas de alta porosidad, alrededor del 36 por ciento. Las permeabilidades oscilan entre 2 y 6 Darcys y la saturación de agua irreducible es de alrededor del 10 %. Las principales arcillas son la caolinita, ilita y montmorilonita con volúmenes que pueden alcanzar de 10 a 20%. La salinidad se encuentra entre 2500 a 3500 ppm equivalente NaCl.

Para una presión de saturación de 725 lpca a una temperatura de 113°F, el factor volumétrico de formación del petróleo es 1.05 BY/BN y la relación gas-petróleo inicial 90 PCN/BN. Estos valores constituyen un promedio y varían según la profundidad en la cual se encuentran los intervalos productores. La gravedad del crudo fluctúa entre 9.2 y 14 °API (12 °API como promedio) y la temperatura entre 100 y 125°F. La presión inicial estaba comprendida entre 400 y 1000 lpca y la viscosidad del crudo a 100°F y presión atmosférica, entre 1500 y 70000 cp.

En 1964 comienza una prueba de IAV a gran escala, lo que aumentó la producción a niveles de 110 MBPPD. Mas adelante, a partir de 1969, se generalizó la IAV en el campo Tía Juana, hasta alcanzar 230 MBPPD en 1971, para luego declinar hasta los 60 MBPPD en 1986. En 1978 se inició el proyecto piloto de inyección continua de vapor (ICV) en el área M-6. Actualmente, el campo produce unos 80 MBPPD con 18% de Agua y Sedimentos y una RGP de 220 PCN/BN. Se inyectaron 34.1 millones de toneladas de vapor en 2266 pozos y se recuperaron 1775 MMBN de petróleo, estimándose que 1039 MMBN son adicionales a lo que se hubiese podido

producir por agotamiento natural. Se inyectaron aproximadamente 4675 toneladas de vapor por ciclo.

2.1.3.1.2. YACIMIENTO: Lagunillas Inferior-07 (LL-07). Campo Lagunillas (Lago).

Este yacimiento se encuentra en la costa oriental del Lago de Maracaibo, frente a la población de Lagunillas y al Norte de Bachaquero. En Mayo de 1926 comienza su actividad productiva y en él se han completado 960 pozos a una profundidad de aproximadamente 4200 pies. Cubre una extensión de unos 31000 acres y su POES es 3830 MMBN de crudo pesado.

Datos provenientes de unos 800 pozos se utilizaron para definir las propiedades petrofísicas del yacimiento LL-07 de los cuales sólo 31 tienen registros de porosidad. Por otra parte, existen pocas muestras de núcleos. El rango de espesor de las arenas LL-A, LL-B y LL-C oscila desde 20-51, 26-54 y 17-43 pies respectivamente. La porosidad para la arena LL-A varía entre 19-29% para la arena LL-B se halla entre 22-30 y para la arena LL-C entre 27 y 33%. Se ha determinado que la relación permeabilidad-espesor varía entre 25 y 275 darcys/pie, de lo cual se deduce una permeabilidad promedio para el yacimiento de 1500 md, lo cual está es válido por el análisis de núcleos.

Como resultados de análisis PVT a muestras tomadas a 3700 pbnm y a una temperatura de 140°F, se obtuvieron las siguientes propiedades de los fluidos del yacimiento LL-07: Presión Original 1785 lpca, Presión de Burbujeo (Pb) 1785 lpca, Factor Volumétrico del Petróleo @ Pb 1.145 BY/BN, RGP @ Pb 213 PCN/BN, Viscosidad del Petróleo @ Pb: 21 cp y Gravedad del Petróleo: 8 °API.

La presión original del yacimiento LL-07, igual a la de saturación, era de 1785 lpca y declinó a una tasa de agotamiento 0.67 lpca/MMBN. En 1984, cuando alcanzó la presión de 780 lpca, después de acumular 1400 MMBN de petróleo, se inició la inyección de agua. A raíz de ello, la presión actual del yacimiento se incrementó, hasta alcanzar los 911 lpca en la actualidad, lo cual indica el efecto positivo del proyecto de recuperación secundaria.

El mecanismo de producción preponderante en el yacimiento Lagunillas Inferior-07 es la compactación de las rocas, sobre todo en la parte centro-oriental. Asimismo, el empuje hidráulico ha contribuido en forma muy importante y, en menor cuantía, el empuje por gas en solución. Finalmente la inyección de aguas efluentes ha sido exitosa en el mantenimiento de la presión en el yacimiento y, por lo tanto, debe considerarse como otro mecanismo de producción.

2.1.3.1.3. YACIMIENTO: B-6-X.03. Campo Tía Juana (Lago).

El yacimiento B-6-X.03 se encuentra en Maracaibo cerca de su costa oriental, en el área Eoceno Norte del Campo Tía Juana. Se caracteriza por un POES de 2300 MMBN de petróleo mediano, por la inyección combinada de gas en la cresta y la implantación de cuatro proyectos de inyección de agua. El yacimiento ha acumulado desde el año 1945 una producción de 456 MMBN de petróleo, asociada a la completación de más de 240 pozos productores y 70 pozos inyectoros de agua y dos pozos inyectoros de gas.

La petrofísica del yacimiento B-6-X.03 viene dada por 24 núcleos de 24 pozos con cerca de 1500 mediciones de porosidad y 1900 de permeabilidad. El rango de algunas de las propiedades petrofísicas del yacimiento es como sigue: permeabilidad 63 a 144 md, porosidad de 14 a 15% y saturación de petróleo de 78 a 85%.

Para el yacimiento B-6-X.03 y los seis sectores que lo comprenden las cifras de las propiedades de los fluidos como por ejemplo la presión de burbuja oscila entre 1602 y 1916 lpca, Gravedad del petróleo entre 21 y 27 °API, Temperatura de yacimiento desde 177 hasta 190°F, Gas disuelto en el petróleo (Rsi) entre 226 y 396 PCN/BN, Viscosidad del petróleo (μ ob) entre 2.10 y 7.0 cp, Factor volumétrico del petróleo (Bob) entre 1.162 y 1.246 BY/BN. El análisis de agua de formación del yacimiento muestra 8000 ppm de cloruro con 3000 ppm de bicarbonatos.

La presión original era de 2500 lpca en 1944 a 5300 pbnm y había declinado a 990 lpca en 1973, cuando comienzan los proyectos de recuperación secundaria. La

presión se elevó a 1444 lpca, lo que indica que la presión se ha mantenido durante los últimos ocho años, oscilando entre 1404 y 1508 lpca.

Durante el período de agotamiento natural el empuje predominante en el yacimiento es gas en solución. La segregación gravitacional de gas y el empuje hidráulico del agua de un pequeño acuífero al suroeste del yacimiento son de menor importancia. Otro mecanismo de producción es el mantenimiento de presión a través de los proyectos de inyección combinada de gas y agua, lo que arrojó resultados positivos.

2.1.3.1.4. YACIMIENTO: "C" /VLG-3676. Campo Ceuta.

El yacimiento Eoceno "C" /VLG-3676, se encuentra ubicado al suroeste del Lago de Maracaibo y al suroeste del Campo Ceuta. Se extiende sobre una subdivisión del mismo, denominada Area 2 Sur, que cuenta con una zona de petróleo que cubre una superficie de 28000 acres para un POES de casi 2800 MMBN de petróleo liviano y se considera el mayor atractivo del campo Ceuta, por la gran productividad de los pozos completados en ella así como por el desarrollo del yacimiento en su parte meridional. La gravedad del petróleo es de 37°API.

El mecanismo de producción de este yacimiento se determinó fue por expansión de la roca y de los fluidos.

2.1.3.1.5. YACIMIENTO: Cretácico DM-115. Campo Mara Oeste.

El yacimiento Cretácico DM-115 del campo Mara Oeste está ubicado al noroeste de Maracaibo, a unos 8 km del campo Mara. Desde 1951 produce petróleo pesado subsaturado de 15°API proveniente del Cretácico (datum: 5500 pbnm) y principalmente de la Formación Apón, parte inferior del Grupo Cogollo. Los pozos se encuentran completados a hoyo abierto en la sección correspondiente al Grupo Cogollo.

La acumulación de hidrocarburos se localiza en las calizas del Grupo Cogollo, subdividido en las formaciones Apón, Lisure y Maraca, y en las de la Formación La

Luna. El Grupo Cogollo está caracterizado por una combinación de carbonatos y siliciclastos en su parte inferior y por depósitos carbonáticos limpios en su parte superior. La Formación La Luna, que es la roca madre más importante de la Cuenca de Maracaibo, está compuesta por calizas bituminosas intercaladas con lutitas marinas.

Producto de una evaluación de perfiles de pozos modernos de resistividad y porosidad a nivel de la formación del Cretácico y de la completación de dicha evaluación con información litológica se obtuvo una porosidad menor al 3% y una saturación de agua de 10 a 25% para la formación La Luna. Para las formaciones Grupo Cogollo y Rio Negro, el rango de porosidad osciló entre 8 a 12% y saturación de agua desde 12 al 100%. La salinidad del agua de formación oscila entre 30.000 y 40.000 ppm equivalente NaCl.

A partir de las pruebas iniciales se calculó una presión original de 2580 lpca (mas de 1400 lpca por encima de la presión de burbuja), la cual he declinado en forma progresiva, siendo actualmente de alrededor de 2000 lpca, lo que indica que el yacimiento continúa subsaturado.

La principal fuente de energía del yacimiento, teniendo en cuenta el comportamiento de su presión y producción es un empuje hidráulico combinado probablemente con la compactación de calizas fracturadas.

2.1.3.1.6. *YACIMIENTO: P - 1/2 (0017). Campo Silvestre.*

El yacimiento P-1/2 (0017) del campo Silvestre se encuentra situado a unos 35 km al sureste de la ciudad de Barinas. Abarca un área de 482 acres y tiene un espesor promedio de 59 pies. Es un yacimiento altamente subsaturado con presión de burbujeo de 175 lpca, siendo la original de 4120 lpca. Produce, mediante bombeo electrosumergible, un crudo mediano de 23,5 °API, prácticamente sin gas (19 PCN/BN), pero con un gran volumen de agua, que representa más del 60% del total acumulado de los fluidos.

Las características y el comportamiento del yacimiento indican que el principal mecanismo de producción es el empuje hidráulico.

2.1.3.1.7. YACIMIENTO: J-3 (OM-100). Campo Oveja.

El yacimiento J-3 (OM-100) del campo Oveja se encuentra a unos 20 km al suroeste de San Tomé, Estado Anzoátegui y abarca una superficie de casi 2300 acres. La producción comercial comenzó en junio de 1954. Para mantener la presión que declinaba, a partir de 1957 y durante tres años se le inyectó agua y posteriormente gas, desde 1963 hasta la fecha. Se trata de un yacimiento que produjo unos 55 MMbn de petróleo pesado de 20 °API, de los cuales 37 MMbn, o más del 25% del POES, se deben principalmente a la inyección de gas que logró mantener la presión del yacimiento durante más de 12 años.

Según un análisis realizado a 13 pozos para la adquisición de los datos petrofísicos que contaban con el juego completo de registros de resistividad y de porosidad, se determinaron valores de porosidad según los registros de densidad y neutrón corregidos por la influencia del contenido de arcilla en la arena. Los valores promedio resultante son comparables con los obtenidos de núcleos tomados en dos pozos y los valores promedios fueron los siguientes: Porosidad 30.2%, Saturación de agua 10.9%, Permeabilidad 2384 md.

Las propiedades de los fluidos del yacimiento J-3 (OM-100) se estimaron mediante correlaciones con valores de otros yacimientos similares. A continuación se muestran los parámetros obtenidos, así como otros datos relevantes: Datum 3300 pbnm, Temperatura 149°F, Presión inicial 1482 lpca, Presión de burbujeo, Pb, 1482 lpca, Relación gas-petróleo a la Pb, 209 PCN/BN, Factor volumétrico del petróleo a la Pb 1.127 BY/BN, Factor volumétrico del gas a la Pb 1.667 PCY/PCN, Viscosidad del petróleo a la Pb 4.65 cp y Gravedad del petróleo 20°API. La presión actual se encuentra aproximadamente en 1050 lpca, 60 lpca por debajo de la presión de mantenimiento del proyecto.

El yacimiento se consideró originalmente saturado, sin capa de gas inicial. Para la etapa de agotamiento natural los mecanismos de producción del yacimiento fueron el de gas en solución y el empuje hidráulico. Por su eficiencia, la inyección de gas después de 1963 constituye un mecanismo secundario de recobro.

2.1.3.1.8. YACIMIENTO: RG-14-COEF. Campo Santa Rosa.

Ubicado a unos 10 km al noreste de Anaco, en el Estado Anzoátegui, el yacimiento RG-14-COEF, descubierto en 1947, se extiende sobre una superficie de aproximadamente 26.000 acres y se caracteriza por una gran capa de gas condensado que cubre una zona de petróleo liviano. Desde 1955, debido a una fuerte caída de presión, ha estado sometido a inyección de gas.

La gravedad del petróleo según análisis PVT demostró ser de 37.2 °API, a una RGP inicial 1881 PCN/BN. En la capa de gas condensado, la gravedad medida fue de 51,5°API y la RGP inicial del gas condensado, 13.200 pcn/bn.

Actualmente, después de más de 40 años de inyección de gas, la producción ha bajado drásticamente y se incrementaron tanto la RGP como el porcentaje de agua (330 bppd, 100.000 pcn/bn, 39% de A y S). La presión del yacimiento declinó de 4445 lpca a 2625 lpca. Se explica esta anomalía por una posible fuga de parte del gas inyectado en el flanco este del domo que pasa lateralmente al flanco oeste, a lo largo de la arena CO-G.

2.1.3.1.9. YACIMIENTO: Arenas de Naricual. Campo Carito Central.

El campo Mulata/Carito se encuentra ubicado a unos 40 km al oeste de Maturín, capital del Estado de Monagas. El campo ha sido subdividido en tres áreas: Carito Norte, Carito Oeste y Carito Central. Esta última cuenta con casi 1900 MMbn de petróleo y condensado original en sitio, en lo que se denomina localmente "Formación Naricual", y constituye una de las mayores reservas de hidrocarburos de la cuenca. "La Formación Naricual", de 1400 pies de espesor, se caracteriza por una capa de gas condensado de considerables dimensiones y presenta la particularidad de que, en la zona de petróleo, tanto la presión de rocío como la presión de burbujeo varían con la profundidad, lo cual determina cambios bastante significativos en las propiedades de los fluidos y en el tipo de crudo producido.

2.1.3.1.10. YACIMIENTO: Arenas de Naricual. Campo El Furrial.

El campo El Furrial está situado al norte del Estado Monagas a unos 35 km al oeste de Maturín. La formación que se denomina localmente "Formación Naricual" del campo El Furrial, con un POES de 6900 MMbn, es una de las mayores reservas de petróleo mediano del área. La columna de hidrocarburos está constituida por un crudo de naturaleza asfáltica, caracterizado por la variación de su gravedad API, del contenido de asfaltenos y de las propiedades termodinámicas con la profundidad.

Los límites de los yacimientos al norte y al sur están determinados por una capa de bitumen ("Tar mat") presente en toda la estructura, mientras que al este y al oeste los límites están constituidos por fallas normales que separan El Furrial de los campos adyacentes, El Corozo, y Carito respectivamente.

2.1.3.1.11. YACIMIENTO: Arenas P2. Campo Pedernales.

El campo Pedernales se encuentra ubicado en la ribera norte del Delta del Orinoco, en el estado Delta Amacuro, bajo pantanos, manglares y ríos afectados por las mareas del mar. Las arenas P2 constituyen los principales productores de la Formación La Pica. Se ha estimado la existencia de reservas probadas de 76 MMbn y 377 MMbn de reservas probables de petróleo pesado/mediano.

Los estudios petrofísicos de registros con guaya y núcleos muestran que la litología del Miembro Pedernales está formada principalmente por areniscas, limolitas y lutitas. Las arcillas son mayormente illita con algo de caolinita y esmectita. Las areniscas presentan granos finos a medios y distribución de buena a moderada con poca o ninguna cementación. En los granos más finos y arenas más arcillosas, la saturación de agua irreducible puede ser alta. Existe una buena correlación entre los valores de porosidad obtenidos a partir de los núcleos y de los registros. La salinidad del agua de formación se ubica alrededor de 20.000 ppm (NaCl). Los rangos de valores de estos parámetros son los siguientes: Arena neta petrolífera 128-254 pies, Porosidad 16-30%, Saturación de agua 18-37% y Permeabilidad 100-1000 md.

Las arenas de Pedernales contienen un petróleo subsaturado de 17 a 23 °API con un contenido de azufre del 3%. La información acerca del fluido es limitada y de pobre calidad. Por ello las propiedades de los fluidos fueron estimadas utilizando una

ecuación de estado que toma en consideración la variación de dichas propiedades con la profundidad. Los resultados obtenidos a un plano de referencia de 5500 pbnm (PVV) son los siguientes: Presión original 2900-3400 lpca (probable 3200 lpca), Presión de burbuja, Pb, 1833-3461 lpca (2671), Viscosidad del petróleo a la Pb, 10.3-18.2 cp (13.3 cp), FVF del petróleo a la Pb, 1.13-1.24 BY/BN (1.19 BY/BN), RGP a la Pb, 268-558 PCN/BN (413 PCN/BN), Gravedad del petróleo 17-23 °API (21.5 °API). En septiembre de 1995 se implementó un proyecto de inyección de gas en el sector suroeste del campo.

2.1.3.1.12. YACIMIENTO: Miembro Morichal. Campo Cerro Negro (AREA BITOR).

La Faja Petrolífera del Orinoco se considera como la acumulación conocida de crudos pesados y extrapesados más grande del mundo. Se extiende sobre una superficie de 13,3 millones de acres aproximadamente, con reservas de petróleo original en sitio (POES) de 1200 billones de barriles. El sector Cerro Negro, uno de los cuatro en que se encuentra dividida, está ubicado en la parte oriental al sur de los Estados Monagas y Anzoátegui. El Area Bitor, dentro de este sector, cubre una superficie de 44.500 acres y contiene un BOES (Bitumen Original En Sitio) de más de 19.600 millones de barriles.

La evaluación petrofísica de las Unidades de los Miembros Morichal, Yabo y Jobo/Pilón es resultado del estudio de 70 pozos disponibles con perfiles de porosidad adecuados (densidad y neutrón) y de 206 pozos con curvas de resistividad solamente (laterolog), así como del análisis de núcleos de dos pozos y de muestras de cuatro pozos. Los resultados se presentan a continuación: espesor neto es de 218 pies para el miembro morichal, Porosidad 31%, Permeabilidad de 11000 md y Saturación de agua 18%.

A continuación, la Tabla 2.3. muestra una comparación del promedio de las propiedades de los fluidos en varios pozos (datum: 2500 pbnm.) con el PVT del pozo CO-04, considerado como el más representativo del área.

Tabla. 2.3: Comparación entre propiedades de los fluidos [8].

Propiedades	Promedio	PVT-CO-04
Presión de Burbuja, Pb [Lpca]	1143	1041
RGBitumen @ Pb [PCN/BN]	72	79
FVF del Bitumen @ Pb [BY/BN]	1.047	1.047
Viscosidad Bitumen @ Pb [cp]	71000	19342
Temperatura [°F]	131	126
Gravedad del Bitumen [°API]	8.1	7.1

La producción acumulada hasta 1998 fue de 96 MMbn de bitumen, obtenido principalmente mediante bombeo mecánico (Dic. 96: 70 Mbbpd con 12% A y S y RGB de 160 pcn/bn) y que hasta Julio de 1996 se habían perforado 349 pozos, incluyendo cuatro pozos horizontales en los cuales se utilizó con éxito el bombeo electrosumergible con dosificación de diluyente a nivel de la entrada de la bomba. Igualmente, se hicieron 23 reperforaciones horizontales completadas inicialmente con bombeo de cavidad progresiva. Otras pruebas de campo realizadas incluyen la inyección cíclica de vapor, la perforación de pozos espaciados a 150, 300 y 400 metros, los cambios de disolvente a nivel de pozo y diferentes maneras de completación de pozos. Se supone que, originalmente el crudo en el Miembro Morichal estaba saturado de gas a su presión inicial, lo cual implica que un posible mecanismo de producción podría ser el empuje por gas en solución. Del mismo modo, la compactación podría incidir favorablemente en la recuperación de bitumen, como ocurre en la Costa Bolívar, pero todavía la producción es relativamente muy pequeña en comparación con el POES y no se ha observado subsidencia hasta la fecha. Otro posible mecanismo de producción a considerar es el empuje hidráulico.

Analizando las presiones de los diferentes yacimientos que se muestran en la Tabla 2.4. es de notar que para crudos con gravedad menor o igual a 21.9°API la presión inicial de yacimiento se encuentra en un rango entre 400 y 2580 lpca mientras

que para yacimientos de crudos mediano a liviano (mayor a 21.9°API) su presión oscila entre 2500 y 11367 lpca.

Tabla. 2.4: Características de Yacimientos de Hidrocarburos en Venezuela.

Yacimiento	Presión [lpca]	Gravedad [°API]	Tyac. [°C]	Viscosidad @ Tyac. [cp]	Poros. [%]	Permeab. [md]
Formación Lagunillas	400-1000	9-14	38-52	1500-70000	36	2000-6000
Lagunillas Inferior-07	1785	8-18	60	21	19-33	1500
B-6-X.03	2500	21-27	81-88	3.8 –7.1	14-15	63-144
"C"/VLG-3676	10000	37	152	0.253	11-17	50-1000
Cretácico DM-115	2580 (inicial) 2000 (actual)	16	69	-	3-12	1-3
P-1/2 (0017)	4120	24	143	2.20	18-20	90-556
J-3 (OM-100)	1482	20	65	4,65	30	2384
RG-14-COEF	4445	37	138	0,25	15-20	286
Arenas de Naricual (Carito Central)	11367 (inicial) 7630 (actual)	20-32	138	-	11-15	40-1000
Arenas de Naricual (El Furril)	11020	<8-30	133	0,2-63	14-15	268-509
Arenas P2	2900-3400	17-23	-	10-18	16-30	100-1000
Miembro Morichal Campo Cerro Negro	1143	8,1	55	71000	28-35	4000-20000

También se observa que para el Campo Mara Oeste de crudo pesado (15°API) ubicado al Noreste de Maracaibo, Estado Zulia, la presión de yacimiento referida al Datum de 5500 pbnm específicamente en la Formación Apón es de 3200 lpca (según análisis PVT), 2580 lpca (según pruebas iniciales) y para Diciembre del 1996 producto de una declinación progresiva, la presión del yacimiento se encontró en 2000 lpca.

Por otro lado, de los datos más recientes concernientes a las condiciones de presión actual y temperatura actual de los crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco, los cuales tienen gravedades entre 8 y 12 °API (petróleo pesado y extrapesado), se

puede decir que los yacimientos que conforman tan extensa zona petrolífera tienen una presión inicial que varía entre 400 y 1700 lpc y una viscosidad desde 500 a 2500 cp [9].

Tomando en cuenta los valores de presión de las diferentes zonas productoras de Venezuela principalmente en los crudos pesados del noroeste de Maracaibo y de la Faja Petrolífera del Orinoco es válido fijar una presión de diseño de 2000 lpca la cual supera a la presión de los crudos de la Faja y es la más elevada que se encuentra en la referencia consultada [8]. De esta manera se podrían ejecutar pruebas tanto para los crudos pesados de la Faja del Orinoco y los crudos pesados del noroeste de Maracaibo. En cuanto a la temperatura, estos yacimientos reflejan un rango entre 38 y 70 °C y una porosidad desde 3 hasta 36% y su permeabilidad se encuentra en el orden de 1500 a 20000 md.

2.1.3.2. *Aislante Térmico.*

El tipo de aislante a escoger se justificó a razón de trabajar con un material granular, de fácil manipulación, ligero, natural y de mínimos riesgos asociados a la salud. Para ello se optó por emplear Vermiculita y/o Perlita, ambos materiales son aislantes naturales, manejables y no dañinos al hombre y medio ambiente. Muchos autores han utilizado estos aislantes por las razones antes mencionadas. A continuación se especifican las características térmicas y químicas de estos materiales.

➤ *Perlita:*

La perlita no es un nombre comercial sino un término genérico para un silicato de formación natural. La característica distintiva que diferencia a la perlita de otros cristales volcánicos es que, al calentarla a una determinada temperatura, su capacidad de expansión genera un aumento de cuatro a veinte veces su volumen original. Esta expansión se debe a la presencia de un 2% a 6% de agua en la roca de perlita en estado natural. Cuando se calienta rápidamente por encima de 871°C, la roca estalla repentinamente a medida que el agua combinada se evapora y crea un número

incontable de diminutas burbujas que confieren al material su increíble ligereza y otras propiedades físicas excepcionales de la perlita expandida.

El proceso de expansión también produce una de las características más distintivas de la perlita: su color blanco. Mientras que el color de la roca en estado natural puede situarse entre un gris claro transparente a un negro brillante, el color de la perlita expandida es entre un blanco nieve y un blanco grisáceo.

Se consigue perlita expandida fabricada hasta un peso mínimo de 32 kg/m^3 , por lo que se adapta a numerosas aplicaciones. Debido a que es una forma de cristal natural, está clasificada como inerte químicamente y posee un pH aproximado de 7.

De la ficha técnica de este material [10] se extrajo las siguientes características:

- Es una roca volcánica, vítrea, que contiene agua de cristalización en su molécula.
- Al calentarse a 1200°C el agua ocluida se transforma en vapor y obra como expandente, hasta constituir un grano ligero, formado por micro celdas cerradas y vacías, aumentando su volumen hasta 20 veces. Es solo un proceso físico.
- Una vez aumentado su volumen sigue conservando sus propiedades iniciales.
- No contiene ni emite ninguna sustancia tóxica o dañina.
- No contiene sustancia orgánica, es un mineral.
- No quema, evita la propagación del fuego, resiste sin fundir hasta 1000°C , es un producto contra el fuego.
- Es un vidrio natural (silicato de aluminio, potasio y sodio). Estable con el tiempo.
- Tiene una densidad muy baja, comprendida entre 50 y 125 kg/m^3 ; de ello resulta un excelente material de aislamiento térmico y acústico.
- Es el material aislante más económico de la actualidad.
- Mejor aislante obtenido de la naturaleza.
- Elimina cualquier intercambio térmico por conducción y radiación.

- Los granos de la Perlita inmovilizan el aire presente evitando la transmisión térmica por convección.

Intrínsecamente en la información recolectada, se observó que durante pruebas de combustión in situ a alta presión, preferiblemente se utiliza la Perlita como aislante térmico según lo publica R.S Prasad, en su trabajo titulado “*High-Pressure Combustion Tube Test*” en el cual la presión de operación es de 3000 psi.

➤ *Vermiculita*

Es un mineral de la familia de la mica compuesto básicamente por Silicatos de Aluminio, Magnesio y Hierro. Su forma natural es la de una mica de color pardo y estructura laminar, conteniendo agua interlaminada. Al igual que la perlita, la característica principal de la vermiculita es que al calentarla a una temperatura determinada, su capacidad de expansión o exfoliación produce que aumente de ocho a veinte veces su volumen original. Esta exfoliación se debe a la presencia de agua en el mineral crudo. Al calentarse velozmente por encima de 870°C, a medida que el agua se evapora se va transformando cada partícula laminar del mineral en un fuelle a modo de gusano y crea un gran número de pequeñas capas con reflejos metálicos, de color pardo, con baja densidad aparente y elevada porosidad.

Las densidades aparentes de la vermiculita oscilan entre 60 y 140 kgs/m^3 según el análisis granulométrico.

Según la hoja técnica de este material [11] se encontraron las siguientes características:

- Mantiene su capacidad de aislamiento térmico entre 200°C y 1200°C.
- Su conductividad térmica es de 0.053 $\text{Kcal}/\text{hr} - \text{m}^\circ\text{C}$ para una temperatura media de 20°C.
- Su capacidad calorífica es muy baja de 0.2.
- Las paredes brillantes de las laminillas de mica de vermiculita forman una multitud de pantallas que reflejan y dispersan la energía calorífica transmitida

por radiación, y convierten a dicho material en el aislante ideal para altas temperaturas.

- Es un material resistente al fuego.
- Su punto de fusión es de 1730°C y la temperatura de reblandamiento es 1250°C.
- Es un mineral incombustible y químicamente muy estable a altas temperaturas lo que lo convierte en un material idóneo para la protección contra el fuego.
- Es insensible a los agentes atmosféricos y al paso del tiempo.
- Es estable, químicamente neutro (pH=7.2) e inerte, no es higroscópica y no produce ninguna acción sobre el hierro o el acero.

A. M Garon, además de otros escritores emplearon Vermiculita como aislante térmico en sus pruebas de combustión a una presión de operación comprendida en el rango entre 0 y 1000 psi.

2.1.3.3. Dimensiones de las Celdas 1D y 3D.

La selección de este parámetro se hizo en base a la recopilación obtenida de diferentes publicaciones consultadas. Para ello se establecieron varios criterios de compilación. El primero de ellos fue que las pruebas de combustión in situ en el laboratorio se realizarán sobre crudos pesados y extrapesados (< 21.9 °API). Segundo, que la presión de operación fuera por encima de 1000 lpc, debido a la definición de la presión de diseño acordada en el punto 2.1.3.1. Y tercero, que las pruebas se ejecutarán mínimo, bajo la modalidad de combustión seca y húmeda. En las próximas líneas se precisa en detalle el proceso de selección de las dimensiones tanto para la celda tubular como para la celda tridimensional.

2.1.3.3.1. Celda Tubular

Las dimensiones de la celda tubular se obtuvieron mediante un análisis ilustrativo producto de la revisión bibliográfica de diferentes trabajos de investigación realizados desde el año 1957 hasta 2006. Para ello se coleccionó documentación

amplia que muestran las longitudes, los diámetros y espesores utilizados en dichos trabajos. Este análisis consistió en realizar un gráfico que muestra la variación en el tiempo, de las longitudes, diámetros y espesores de las celdas manipuladas. Se hizo un bosquejo amplio con toda la información obtenida para comparar estos parámetros.

Aunque muy variados han sido los diámetros, longitudes y espesores utilizados por los distintos autores (Ver Tabla 2.5), se puede observar en la Figura II.1, que dichos diseños tienden a mantenerse en el tiempo en el rango comprendido entre 0.5 y 1.5 metros en cuanto a longitud se refiere.

Tabla 2.5: Dimensiones de Tubos de Combustión utilizadas por diferentes autores.

Año	Longitud [cm.]	Diámetro Interno [cm.]	Espesor [cm.]	Autor	Tipo de Combustión
1957	122	12,3	0,15879	William L. Martin	Seca
1963	80.8	5.585	0.0508	Lawrence A Wilson	Seca
1965	114	6,35	0,124	W. L Penberthy	Seca
1968	482,6	10	NR*	Dietz D. N	Seca
1969	355,6	32,23	0,2794	Parrish D. R	Seca y Húmeda
1971	109,22	5,08	0,0508	Alderman J. H	Seca
1973	210	19,8	0,2	Jacques G. Burger	Seca y Húmeda
1973	175,26	8,89	0,07366	Smith F. W	Seca
1974	81,2	5,4	0,0635	A. M Garon	Seca y Húmeda
1974	66	5,4	0,0635	A. M Garon	Seca y Húmeda
1982	139,7	6,35	0,15879	Jon T. Moss	Seca
1982	101.6	12,5	0,826	Shapour Vossoughi	Seca
1982	154,4	6,35	0,15879	Jon T. Moss	Seca
1984	121,92	7,62	NR*	Laute y Collyer	Seca
1986	183	10	0,11	R. S Prasad	Seca, Húmeda y Súper húmeda
1987	152,4	7,62	0,10668	Bousaid	Seca
1987	80,5	5,5	NR*	M. Kumar	Seca y Húmeda
1990	50	NR	NR*	Hervé Petit	Seca
1991	110	5	NR*	L. R Sibbald	Seca
1991	87,63	6,35	NR*	Victor Adesegun	Seca
1993	91,44	7,62	0,04064	Mamora	Seca
1995	99,06	7,57936	0,04064	Mamora	Seca
1997	182,88	7,62	NR*	D. V. Yannimaras	Seca
1997	182,88	10,16	0,0042	Mehta	Seca
1998	182,88	10,16	NR*	Yannimaras	Seca
2002	70	5,17	NR*	J.E Sanmiguel	Calentamiento
2006	100	7,5	0,04064	J. Cristofari	Seca y con Solvente

* No reportado.

Al detallar la figura en cuestión (Figura II.1) es claro que aún cuando en los años 1957-1965 se usaron celdas con longitudes menores a metro y medio (Dietz y Parrish), en el período comprendido entre 1968 y 1969 las celdas llegaron a medir entre 3.5 y 4.8 metros retornando entonces desde 1971 hasta ahora a disminuir su largo manteniendo una variación, como ya se mencionó antes, entre 0.5 y 1.50 metros. Esto es indicativo que con el paso del tiempo se ha optado por representar el proceso de combustión in situ en celdas con longitudes similares al rango establecido al comienzo de las investigaciones con la finalidad de reducir el tiempo de las corridas experimentales y mejorar la manipulación de este dispositivo.

La Tabla 2.5. indica en forma resumida toda la información que se dispuso, en cuanto a las dimensiones de la celda tubular y tipo de prueba gracias al los tantos experimentos realizados por los diferentes autores.

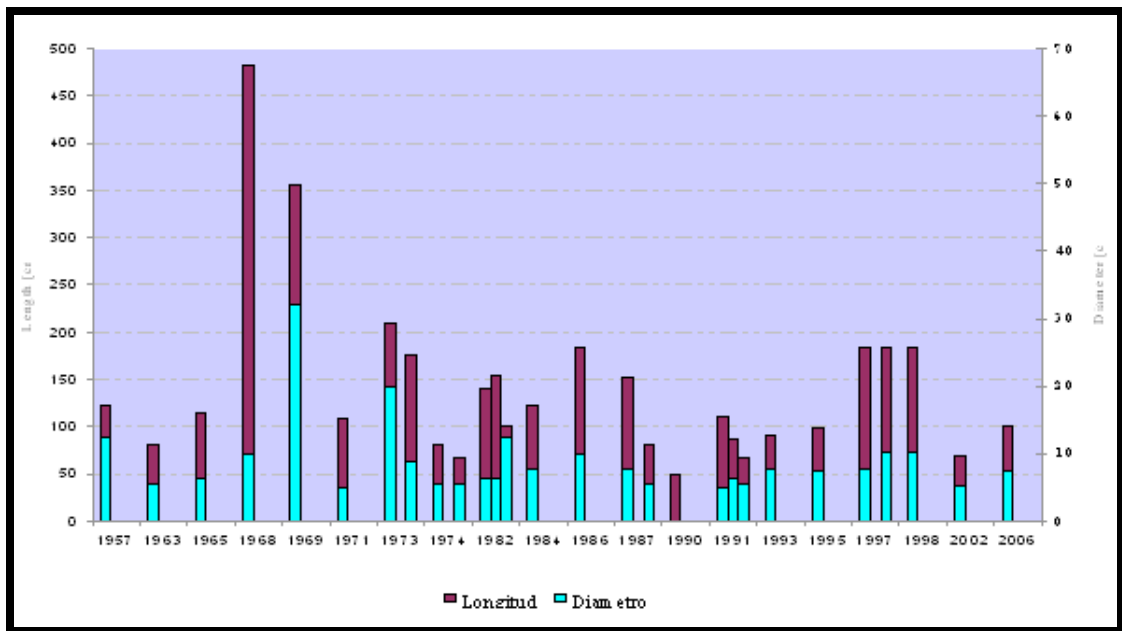


Figura II.1: Variación de las Dimensiones de Celdas de Combustión con el Tiempo.

La Figura II.2 se elaboró a razón de relacionar el número de ejemplares publicados y consultados con la gran cantidad de diseños que se aplican para la simulación del proceso ISC a condiciones de yacimientos, en cuartos de laboratorio

ya sea en universidades y/o centros de investigación de otros países, como por ejemplo Canadá y Texas.

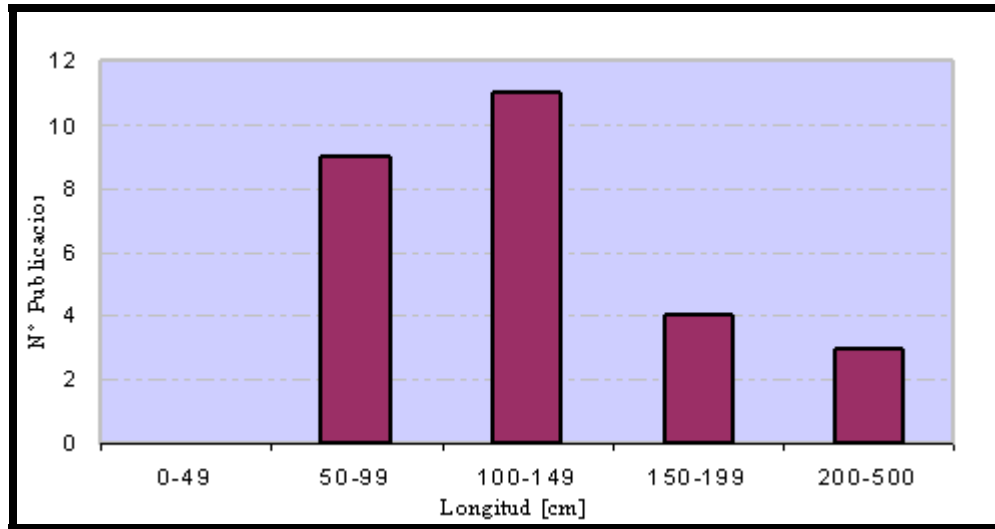


Figura II.2: Relación entre en número de publicaciones consultadas y la Longitud de la Celda 1D.

Siguiendo con la discusión enfocada en la longitud y diámetro del tubo, recurrir a una celda de tres a cinco metros de longitud trascendería a un aumento en el tiempo de ejecución de las pruebas y se incrementaría la dificultad que se presenta a la hora de manipular el equipo durante la fase de preparación de la celda y ejecución de las pruebas.

Por otro lado, tal como lo señala la escala derecha correspondiente al diámetro de los tubos, también es fácil de reconocer que en el transcurso del tiempo ha ocurrido una fluctuación de dicho parámetro entre 5 y 10 centímetros siendo mayor para tubos de longitudes más grandes. En cuanto al espesor de pared se podría decir que es menor a 0.15748 cm. La gran mayoría de los investigadores emplearon espesores delgados justificando que con ello las pérdidas de calor son menores y es posible que por razones de seguridad la camisa de presurización deba diseñarse de un material tal que le permita trabajar a la misma presión de operación del tubo de combustión.

Tomando en consideración toda la información anterior, en una hoja Excel, se calculó el promedio de las longitudes y diámetros disponibles y se escogió como espesor máximo el valor más alto encontrado, según se indicó anteriormente. Las dimensiones establecidas en este diseño, concuerdan con lo estipulado en el manual de combustión in situ [2] para la realización de pruebas de ISC en celdas tubulares de laboratorio.

2.1.3.3.2. Celda Tridimensional

Precisar las dimensiones de la celda tridimensional basándose en las publicaciones recopiladas fue mucho más sencillo ya que la cantidad de trabajos consultados en comparación con las numerosas publicaciones referentes a las celdas tubulares fue mucho menor.

Esta celda aparece por primera vez en el año 1999 en los estudios realizados por M.Greaves, S.R. Ren y T.X. Xia. Ellos al igual que otros autores [3] [4] implementaron estas pruebas para la evaluación del frente combustión con diferentes configuraciones de pozos, mencionadas en el capítulo anterior.

Del mismo modo que el punto anterior, también se realizó un gráfico ilustrativo que mostrara la tendencia que siguen las dimensiones de la celda 3D con respecto al tiempo desde el año 1999 hasta 2005.

Como puede observarse, en la Figura II.3 es muy fácil visualizar que en los últimos tres años ha prevalecido el uso de celdas de 60 centímetros de largo y que durante seis años el ancho de las mismas ha sido de 40 centímetros. Así mismo, la altura, en el 99% de los trabajos consultados, corresponde a un valor de 10 centímetros.

En este sentido se optó por definir las dimensiones de la celda tridimensional según los resultados reflejados en la Figura II.3 y el espesor de pared de la celda 3D queda establecido como lo señala Xia y Greaves en uno de sus trabajos patente.

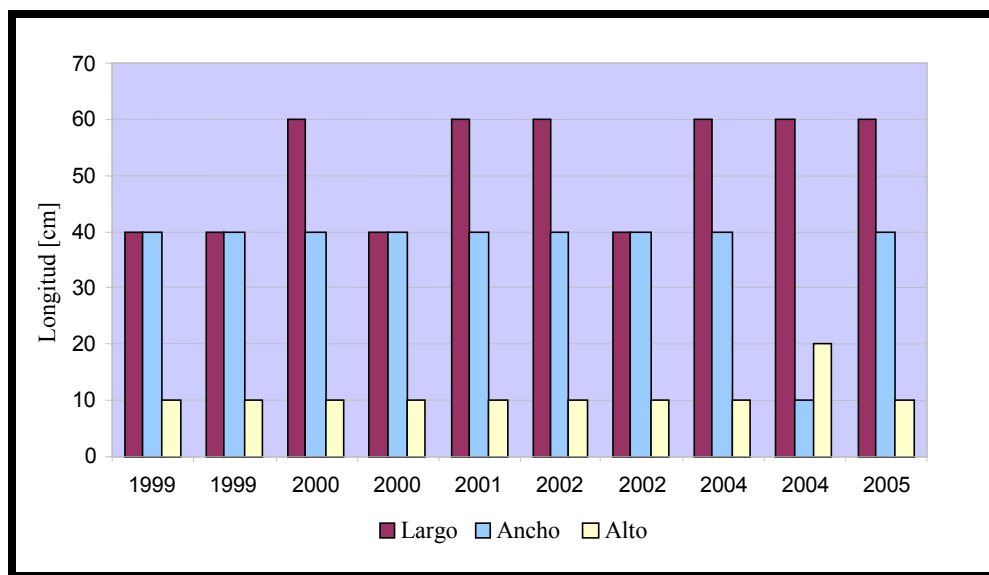


Figura II.3: Variación de las Dimensiones de las Celdas 3D en función del Tiempo.

2.1.3.4. *Temperatura*

Al igual que la presión, la temperatura de diseño es de gran relevancia ya que de ello dependerá el material o acero a utilizar para la construcción de la celda según las condiciones de operación definidas en esta investigación.

La escogencia de dicho parámetro se basó en indagar en cada uno de los experimentos revisados, qué valor máximo de temperatura fue hallado en las pruebas de combustión. Del mismo modo que en los puntos anteriores se enfocó en aquellos experimentos realizados a crudos pesados y extrapesados.

Al estudiar los informes de cada uno de los experimentos tanto para celdas tubulares como para celdas tridimensionales se encontró que la temperatura máxima de combustión osciló entre 580 y 750 °C como puede observarse en la Figura II.4.

Es importante acotar que posiblemente se realizaron experiencias con petróleo de aquellos yacimientos que por ciertos motivos hayan sufrido, por ejemplo, algún tipo de tratamiento químico para su mejor extracción, lo cual bien pudo incidir directamente en el aumento y/o disminución de la temperatura de combustión durante las pruebas. Además, los crudos utilizados no fueron venezolanos y obtener un valor dependiendo sólo de estos crudos es un insuficiente para los requerimientos de esta

investigación. Por tal razón se comparó el rango de valores obtenidos con la temperatura máxima de combustión alcanzada en los ensayos realizados por los investigadores D. D. Mamora (1995) y Néstor Hernández (2003) quienes trabajaron con Crudo Hamaca de Venezuela cuya gravedad API se encuentra entre 9 y 10 °API. Conjugando dichos resultados se obtuvo una temperatura máxima de combustión de aproximadamente 500 a 530 °C [5] [6].

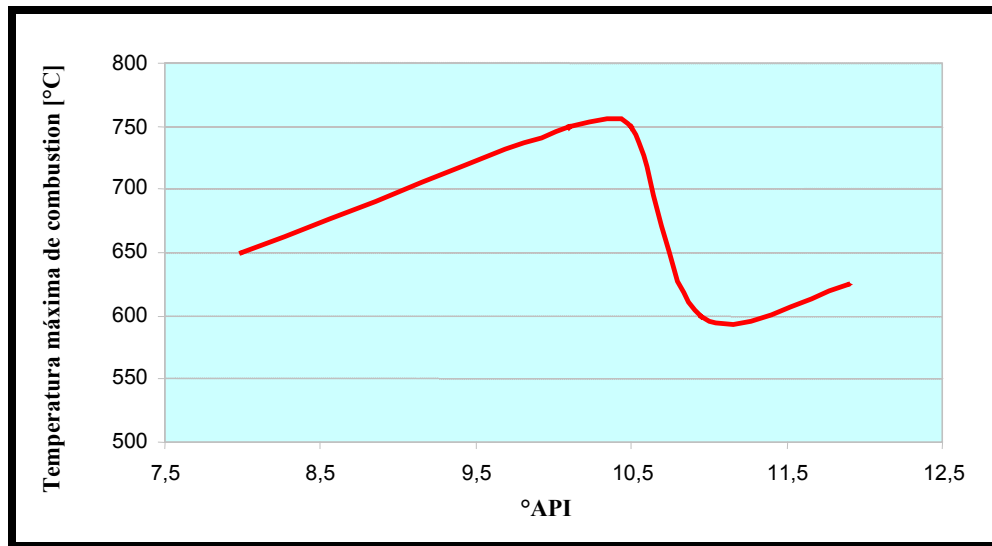


Figura II. 4: Temperatura Máxima de Combustión.

El escenario anterior permitió concretar una temperatura máxima de diseño de 700°C como condición límite según los planteamientos descritos en esta investigación.

2.1.3.5. *Flujos de Aire y Agua*

2.1.3.5.1. *Celda Tubular*

La elección de los flujos de aire y agua (para combustión húmeda) se fundamentó en discernir entre ensayos de combustión seca y combustión húmeda y/o súper húmeda. Luego se eligieron aquellos experimentos hechos a crudos pesados (< 21.9°API) como se ha indicado muchas veces en este trabajo. Por último se evaluaron las relaciones agua-aire (WAR) manejadas por distintos autores.

Apartando las consideraciones anteriores, uno de los argumentos para la selección de la tasa de flujo a utilizar, fue que la presión de operación estaría mínimo en el orden de los 1000 lpc lo que permitió reconocer aquellas pruebas realizadas en un rango entre 1000 y 3000 lpc. Este criterio se aplicó a razón de tratar de representar lo más cercano posible las condiciones de los crudos pesados de los yacimientos venezolanos.

Mas adelante, en la Figura II.5 es posible notar que mientras más pesado es el petróleo, mayores resultan las tasas de inyección de aire. Durante una prueba de combustión con crudo extrapesado de la faja [5], al inicio de la inyección de aire se observa un incremento brusco de la presión, producto del impedimento que ofrece el crudo para que el aire lo atraviese. Algunos autores [11] para solventar esta situación inyectan nitrógeno antes de la inyección de aire. El nitrógeno funciona como un agente permeable que facilita el flujo de aire a través del empaque de arena impregnada de crudo. Otra opción es inyectar aire a bajas tasas al comienzo de la inyección para impedir el incremento brusco de la presión durante este procedimiento y luego de estabilizar la presión, aumentar el flujo de aire.

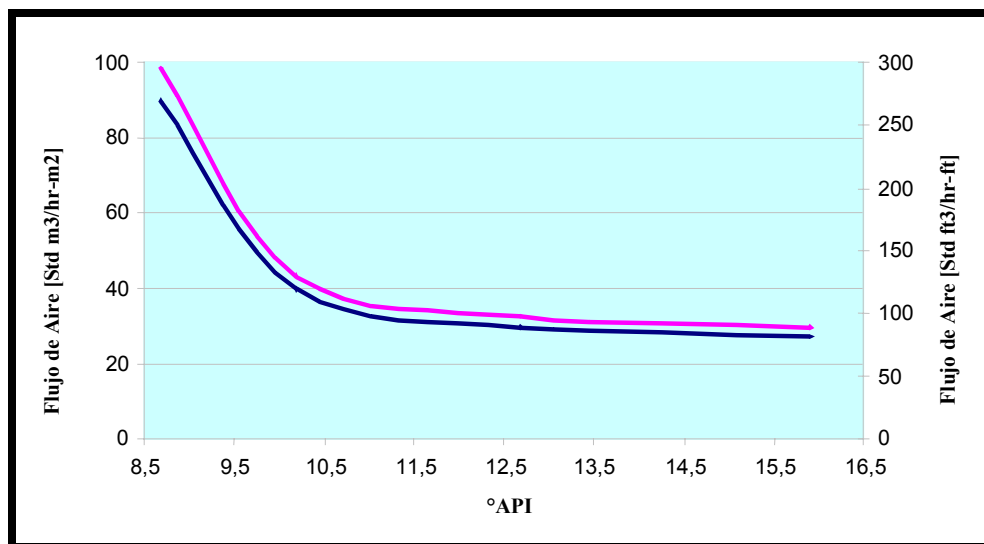


Figura II.5: Relación entre el Flujo de Aire Inyectado y la Gravedad API.

La Figura II.5 se muestra el gráfico realizado que relaciona el flujo de aire inyectado (en función del área) con la gravedad API de los crudos utilizados.

De los informes finales que resultaron gracias al criterio utilizado, se halló una tasa de inyección en función del área en el rango de operación entre 20 y 130 [Std ft³/ hr - ft²], siendo el mínimo de 20 [Std ft³/ hr - ft²] para crudos con 20°API. Consultando el “*In Situ Combustion handbook*” se halló que por lo general durante prueba de combustión en un tubo de cuatro pulgadas de diámetro suele emplearse un flujo de aire alrededor de 100 [Std ft³/ hr - ft²]. Este valor se halla dentro del rango definido para el diseño.

En cuanto a las cifras citadas referente a la relación agua-aire se pudo observar que dicha relación se mantuvo en el intervalo comprendido entre 1 y 6 [ft³/ Mft³Std]. Al indagar en el manual de combustión in situ se recomendó que, para el caso de combustión húmeda normal se acostumbra a usar una WAR de 1.1 [ft³ agua/ Mscf aire].

Atendiendo a estos resultados se definen la tasa de inyección de aire y la relación agua-aire como se muestran en la sección de resultados obtenidos de este trabajo.

2.1.3.5.2. Celda Tridimensional

Respecto a la celda tridimensional no pudo aplicarse el mismo criterio anterior en cuanto a la presión de operación, ya que en los informes recopilados la presión máxima de operación hallada fue de 100 lpc. Por lo que se procedió entonces la evaluación directa de las tasas empleadas por sus autores [4]. Es importante señalar que estos experimentos se realizaron a crudos entre 8 y 20,8 °API y se obtuvo como máximo flujo de aire 98 PCN/ hr - ft² y el mínimo valor encontrado fue de 19 PCN/ hr-ft² siendo este último correspondiente a un crudo de 20,8°API.

En cuanto a la relación agua-aire se mantuvo en el intervalo comprendido entre 0,042 y 1,1 [ft³agua/ MPCN aire]. Con este factor es posible hallar el flujo de agua a inyectar, para las pruebas de combustión húmeda multiplicando dicho factor por la tasa de aire empleada.

2.1.3.6. *Calentadores Externos*

Estos dispositivos son de suma importancia ya que de ellos dependerá el logro de las condiciones semi-adiabáticas necesarias en este tipo de pruebas debido a las altas pérdidas de calor que se generan por conducción.

La gran mayoría de los autores usan cintas de calentamiento entre 1 a 2 pulgadas de ancho (2.54 - 5.08 centímetros) [2], cuya potencia dependerá de las pérdidas de calor por conducción.

2.1.3.7. *Potencia de los Calentadores Externos*

La obtención de este parámetro se basó en algunas suposiciones encontradas en la referencia [12], en la cual se emplea cierto modelo matemático para el estudio de transferencia de calor hacia los alrededores desde una celda de combustión.

Muchas opiniones se han emitido por diferentes investigadores acerca de las complicaciones que implican el estudio de la propagación del calor de combustión a través del medio poroso. Para hacer el análisis más simple, el principio de transferencia de calor utilizado por Bailey y Larkin establece las siguientes suposiciones:

1. El frente de combustión se mueve sobre el eje axial a velocidad y temperatura constante bajo un flujo de aire constante en un sistema cilíndrico.
2. Dentro del tubo de combustión la temperatura se mantiene radialmente constante hasta la pared interna del tubo, pero existen pérdidas de calor hacia el espacio anular y hacia el los alrededores por condiciones de equilibrio, ya que la temperatura ambiente no necesariamente es la misma que la temperatura interna del empaque.
3. Convección y Conducción son los principales mecanismos de transferencia de calor en el tubo de combustión.
4. El frente de combustión se considera plano, es decir, sin espesor.
5. El coeficiente de convección entre el gas y la arena adyacente se considera infinitamente grande.
6. Las propiedades físicas y térmicas son independiente de la temperatura.

Considerando lo anteriormente señalado se tomó el segundo punto y se aplicó como criterio para la obtención del parámetro en cuestión. Esto permitió la idea de suponer que la máxima temperatura de combustión se conservara uniforme a lo largo de la celda de combustión y que esta temperatura fuera la misma en la pared interna del tubo como se muestra en la Figura II.6 [1].

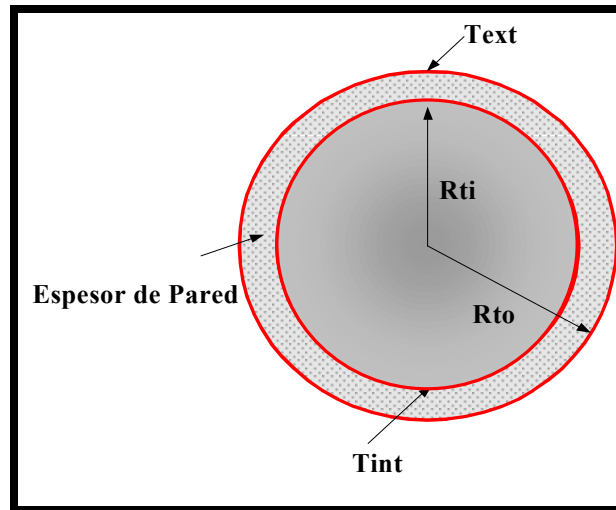


Figura II.6: Sección Areal del Tubo de Combustión.

Es decir, $T_{int} = T_{max_combustión}$ la cual se definió en 700°C . Esta suposición admite cálculos sencillos para el cómputo de las pérdidas de calor generadas por conducción en el tubo de combustión. Otro criterio empleado, y que se acostumbra hacer para que los calentadores externos no incidan sobre el calor de combustión es fijar un diferencial de temperatura entre T_{int} y T_{ext} de 5 a 10°C [5], siendo T_{int} mayor que T_{ext} .

También es importante definir el tipo de material (acero) a utilizar para el diseño. Este material deberá ajustarse a las condiciones de presión y temperatura del diseño además de acoplarse a la disminución de las pérdidas de calor generadas por conducción.

R.S. Prasad, empleó en su experimento un acero del tipo Inconel $^{\circ}600$ a una presión de operación de 3000 psi y obtuvo una temperatura máxima de combustión de

1366 F (741 °C) para combustión seca y 640 F (338 °C) para combustión húmeda. Utilizó 13 calentadores de 1000 watt de potencia para controlar las pérdidas de calor por conducción en un tubo de 183 cm. de longitud y 10 cm. de diámetro interno.

El acero Inconel °600 tiene una conductividad térmica de 12.08 BTU/pie-hr-F a 800 F (427 °C) [14]. Si se destinara este material para la construcción del tubo se deberán compensar las pérdidas de calor que se calculan de la ecuación (52) bajo ciertas condiciones.

La tasa de pérdida de calor por convección a través de una tubería de acero viene dada por la siguiente ecuación [2]:

$$Q = \frac{2\pi K_{Hs} (T_{int} - T_{ext}) \Delta L}{\ln\left(\frac{R_{to}}{R_{ti}}\right)} \quad (52)$$

Donde;

Q : Tasa de pérdidas de calor [BTU/hr].

K_{Hs} : Conductividad térmica del material (acero) [BTU/h-pie-F].

T_{int} : Temperatura de la pared interna del tubo [F].

T_{ext} : Temperatura de la pared externa del tubo [F].

R_{to} : Radio externo del tubo [pie].

R_{ti} : Radio interno del tubo [pie].

En este caso particular, para un tubo de 3.0839 pie de longitud, 0.3281 pie de diámetro interno, 5.166E-03 pie de espesor de pared y un diferencial de temperatura de 41 F, las pérdidas de calor por conducción serían: 35055.42 BTU/hr lo que equivale a 10273.73 Joule/seg.

Si se decide por escoger cintas de calentamiento de 2.54 cm. de ancho, se demandarían 37 calentadores para cubrir todo el tubo y cada uno deberá operar a 278

watt de potencia. Al aplicar cintas de 5.08 cm. de ancho, se requerirían aproximadamente 19 calentadores de 541 watt de potencia cada uno.

Por otro lado, para un cuerpo de área A , espesor ΔX , flujo lineal de calor y diferencia de temperatura ΔT la pérdida de calor por conducción viene dada por la ecuación (53) de la siguiente forma [2]:

$$Q_c = \frac{K_H A \Delta T}{\Delta X} \quad (53)$$

El espesor de pared utilizado en los diferentes diseños de celdas tridimensional fue de 4 milímetros (1.3123E-02 pie) [4]. Por lo que, para la celda 3D de área 2.5833 pie², espesor de 1.3123E-02 pie, 1.9685 pie de largo y un diferencial de temperatura de 41 F, se obtuvo por medio de la ecuación (44) una pérdida de calor de: 97483.3 BTU/hr, lo que equivaldría a 28569.5 Joule/seg.

Al considerar el mismo criterio empleado para la celda tubular y se optara por el uso de bandas de calentamiento de 2.54 cm. de ancho, se necesitarían 24 calentadores de 1190 watt dispersos a lo largo de la celda. Y usando bandas de 5.08 cm. de ancho como otra opción, se condicionaría el número de calentadores a 12 bandas eléctricas 2381 watt de potencia.

Las bandas de calentamiento, deberán tener una longitud tal, que permita cubrir toda el área transversal al flujo de fluidos correspondiente al ancho de banda a utilizar a lo largo del tubo, es decir, en el caso de la celda tubular, la longitud de la cinta de calentamiento debería corresponder al perímetro de la celda y en el caso de la celda tridimensional sería la suma de las longitudes de cada uno de los lados de la celda.

2.1.3.8. *Analizadores y Cromatógrafos*

El uso de estos equipos es vital para la evaluación de los experimentos de combustión in situ en el laboratorio, ya que estos instrumentos permiten la percepción del funcionamiento o no de la prueba.

Los analizadores de gas empleados monitorean las concentraciones de Oxígeno (O₂), Monóxido de Carbono (CO) y Dióxido de Carbono (CO₂) de los gases producidos durante el proceso de combustión.

Los cromatógrafos determinan la composición de los gases de producción. Varios autores emplean cromatógrafos en línea a la salida del tubo una vez separadas las fases gas-líquido [4].

Estos equipos deben detallar su rango de medición, ya que muchos analizadores de gas, por ejemplo, en sus especificaciones tienen un límite en cuanto a la concentración del gas a analizar. Dentro de las publicaciones consultadas no hubo descripción de las características de los equipos.

2.1.3.9. Sensores de Presión

Básicamente los sensores de presión se utilizan para detectar algún cambio en las condiciones de operación. Estos sensores son colocados de una manera tal, que permite en control de la presión, por ejemplo en la celda de combustión y la camisa de presurización.

2.2. Diseño de los Montajes Experimentales

El diseño de los montajes experimentales de ambas celdas consistió en acoplar de forma ordenada y coherente todos los equipos básicos que se requieren al momento de ejecutar una prueba de combustión in situ en el laboratorio. A continuación se muestra una esquematización de los instrumentos necesarios.

Los experimentos estudiados en su mayoría, presentan tres unidades principales para el desarrollo de las pruebas que a su vez comprenden el uso de analizadores de gases, cromatógrafos de gas, y una unidad de adquisición de datos.

El diagrama básico correspondiente a un experimento de combustión in situ en el laboratorio empleando un tubo de combustión es como sigue a continuación:

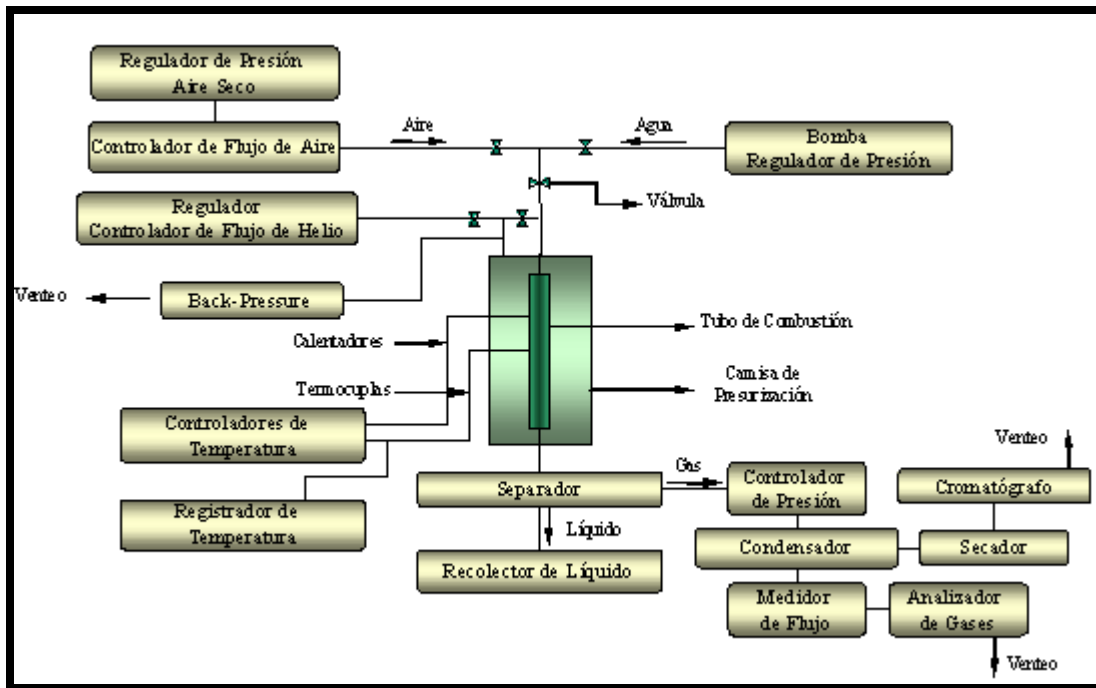


Figura II.7: Equipos Asociados a Prueba de Combustión In Situ.

La Figura II.7 es un esquema básico del ensamblaje de equipos demandados para las corridas de los experimentos de combustión in situ. Se observa claramente el uso de reguladores de presión que permiten monitorear las presiones de suministro de aire y agua durante las corridas de combustión seca y combustión húmeda respectivamente. La tasa de inyección de aire es ajustada colocando un controlador de flujo a la salida del supliador de aire. Además otro controlador de flujo se sitúa a la salida del cilindro de suministro de gas inerte (Helio) para la presurización de la camisa y un regulador de presión que mantiene la presión interna de la camisa igual a la presión de operación del tubo. Un conjunto de calentadores y termopares rodean el tubo de combustión para registrar las temperaturas generadas durante la prueba que a su vez están acoplados a un sistema de adquisición de datos y controladores de temperaturas. Estos últimos necesariamente deben mantener el tubo a condiciones muy próximas a las adiabáticas. Los fluidos producidos pasan a través de un separador de fases a presión atmosférica donde los líquidos separados son recolectados y llevados a análisis posteriores mientras que la corriente de gas

producida es deshidratada y analizada por cromatógrafos y analizadores de O_2 , CO_2 y CO .

Citando el caso correspondiente a la celda tridimensional estos experimentos de llevan a cabo bajo el mismo principio utilizado en el esquema anterior. Las diferencias se evidencian principalmente en la geometría de la celda.

En el próximo capítulo se muestran los esquemas representativos del ensamblaje de los equipos utilizados durante una prueba de combustión in situ con celdas tubular y tridimensional.

2.3. Dedución de los Modelos de Cálculo

Para el cumplimiento de este objetivo se obtuvo del manual de combustión in situ todos aquellos modelos y/o procedimientos necesarios para la evaluación de los experimentos de combustión in situ en celdas tubulares.

En principio se construyó una hoja Excel donde se exponen los cálculos pertinentes a los siguientes aspectos:

1. Determinación de parámetros Cinéticos.
 - 1.1. Procedimiento según Coast y Redfem (1964)
 - 1.2. Procedimiento según Sigal y Fatu (1976)
 - 1.3. Procedimiento según Yoshiki y Phillips (1985)
2. Técnica de Análisis EGA, de los gases fluyentes.
3. Determinación de los parámetros de Combustión a partir de la composición de los gases producidos.
 - 3.1. Relación Carbono/Hidrógeno
 - 3.2. Relación Oxígeno/Combustible
 - 3.3. Fracción de Oxígeno Convertida en Oxido de Carbón
 - 3.4. Porcentaje de Exceso de Aire
 - 3.5. Relación $(CO_2+CO)/CO$
 - 3.6. Relación $(CO_2+CO)/N_2$
4. Análisis de los requerimientos de Aire y Combustible

- 4.1. Determinación de la cantidad de Carbón Quemado
- 4.2. Determinación de la cantidad de Oxígeno Consumido
- 4.3. Consumo de Agua e Hidrógeno de Combustión
- 4.4. Combustible Total Consumido
- 4.5. Requerimiento de Combustible
- 4.6. Requerimiento de Aire
5. Cálculos parámetros de combustión a partir de datos estabilizados
6. Balance de Masas
 - 6.1. Balance de Masas para el procedimiento de Saturación de Agua
 - 6.2 Balance de Masas para el procedimiento de Saturación de Crudo
 - 6.3 Balance de Masas para el procedimiento de Combustión In Situ

Es importante resaltar que la deducción correspondiente a los aspectos que se inician en el punto 1 hasta el 15 se explicó detalladamente en el marco referencial de esta investigación por lo que no se ahondará nuevamente en esta sección.

En lo que respecta al Balance de Masas, más adelante se detalla en qué consistió la deducción de dichos balances y cómo deberían realizarse luego de culminar los procesos de saturación de agua, saturación de crudo y combustión in situ.

2.3.1. Balance de Masas Saturación de Agua

A continuación se muestra el propósito del balance de masas para el proceso de saturación con agua y los cálculos que deben realizarse luego de culminar la prueba de saturación.

Considerando el esquema mostrado en la Figura II.8 el cual refleja un ejemplo sencillo del montaje de los equipos para la saturación de la celda tubular con agua, se define como volumen de control aquella sección encerrada por el recuadro de línea intercalada, correspondiente a la celda tubular empacada con arena.

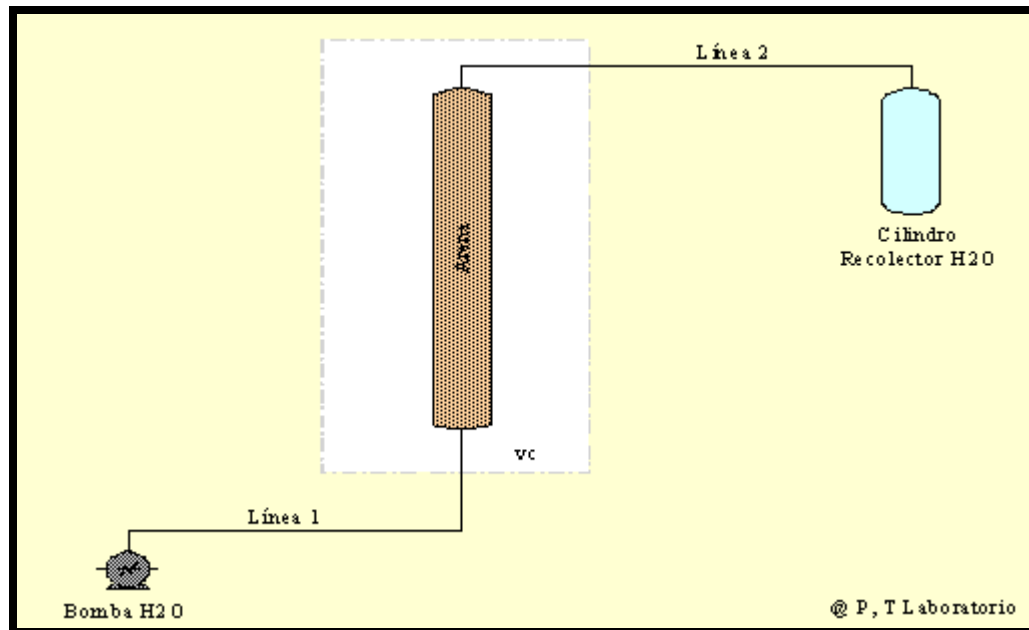


Figura II.8: Esquema Básico de Saturación con Agua.

En principio, antes de proceder a la saturación de la celda, ésta debe ser previamente empacada con arena y en dicho procedimiento de empaque debe considerarse o tomar nota de los siguientes datos:

1. Peso inicial de la celda con sus conexiones y termocuplas ya ubicadas en la misma.
2. Peso inicial del beaker con el contenido de arena.
3. Peso Final del beaker con lo que quedó de arena.
4. Peso final de la celda empacada, más conexiones y termocuplas.
5. Longitud de la celda.
6. Diámetro interno de la celda.

Una vez empacada, y saturada la celda completamente con agua se obtiene entonces un último dato es cual corresponde al punto siguiente:

7. El peso de la celda contenida de agua y arena.

Luego de culminar el proceso y obtenida toda la información antes mencionada, se construye una hoja Excel con todos los cálculos necesarios para el balance de masas. Dichos cálculos parten de la Ley de conservación de masas la cual establece lo siguiente:

$$\sum Masas_{Entrada (vc)} = \sum Masas_{Salida (vc)} \quad (54)$$

Considerando lo señalado en la *Ec.45*, el balance de masas general dentro de un proceso de saturación con agua según se muestra en la *Figura.9* es de la siguiente forma:

$$M_{H_2O_Celda} + M_{H_2O_Linea1} = M_{H_2O_CR} + M_{H_2O_Linea2} \quad (55)$$

Al concluir la saturación de la celda, es necesario evaluar el balance de masas expuesto en la ecuación (*Ec.46*) y cerciorarse del cumplimiento del mismo. Esto permitirá el control de las variables del proceso y en cierto modo ayudará al análisis de los resultados obtenidos.

Así mismo por medio del balance de masas es muy sencillo determinar los siguientes parámetros:

- Peso Neto de Arena utilizada
- Peso Neto de Arena Empacada
- Masa de Agua en la Celda
- Porosidad del Empaque de Arena.

Los cálculos correspondientes a dichos parámetros se suministran en forma detallada además de sus fórmulas, en la hoja de cálculos realizada para esta investigación. También se mostrarán en la sección de análisis de resultados.

2.3.2. Balance de Masas Saturación de Crudo

Partiendo del esquema de la Figura II.8.1 la cual es un patrón ilustrativo que muestra el acoplamiento de los equipos utilizados durante el proceso de saturación con crudo, se define como volumen de control el sistema compuesto por: celda tubular, arena y agua.

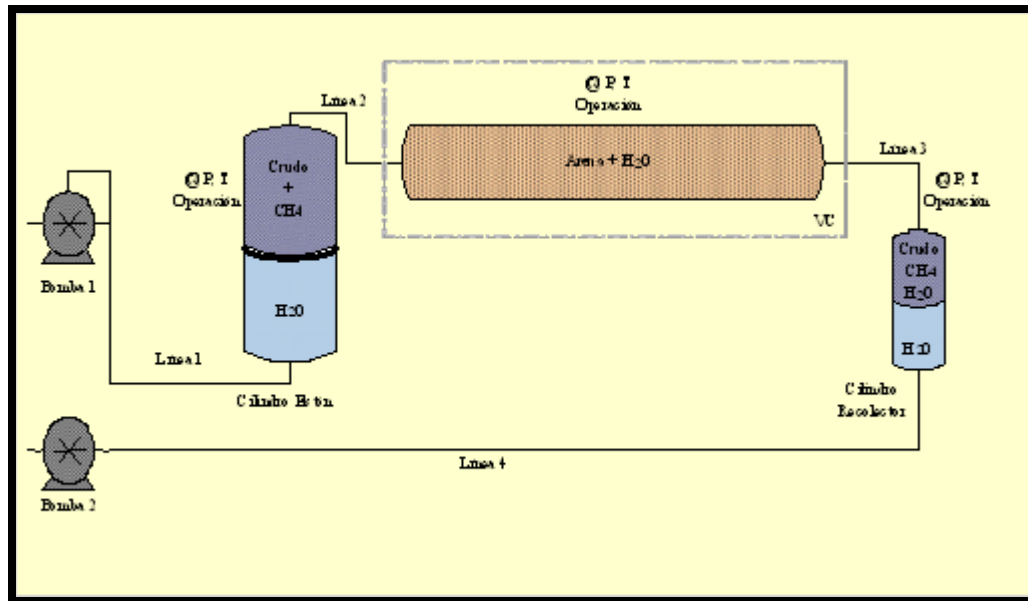


Figura II.8.1: Esquema Básico de Saturación con Crudo.

Del mismo modo que en el proceso de saturación con agua, antes y una vez finalizado el proceso de saturación con crudo, debe tomarse en cuenta los siguientes datos:

Antes:

1. Densidad del crudo vivo a condiciones de operación.
2. Gravedad API del crudo muerto.
3. Relación Gas Petróleo obtenida.
4. Densidad del metano utilizado en el proceso de recombinación.
5. Presión y temperatura de operación.
6. Presión y temperatura de laboratorio.
7. Densidad del agua a las condiciones del laboratorio.

8. Densidad del agua a las condiciones de operación.
9. Peso del cilindro recolector.
10. Volumen de agua inicial en el cilindro recolector.

Después:

11. Peso de la celda, más crudo vivo y agua residual.
12. Peso del cilindro recolector, más agua recolectada, y crudo vivo.
13. Peso del Cilindro Recolector más crudo muerto.
14. Volumen de Crudo Muerto en las líneas.

Igualmente se construye una hoja Excel próximo a la culminación de proceso de saturación, donde se exponen en forma detallada los cálculos necesarios que parten del balance de masas establecido por la ecuación (45) y que aplicado a un proceso de saturación con crudo (Figura II.8.1) resulta de la siguiente manera:

$$M_{CV(L2)} + M_{CV(Celda)} + M_{H_2O(Celda)} = M_{CV(L3)} + M_{CV(CR)} + M_{H_2O(Desplazada)} \quad (56)$$

Del mismo modo que en el balance general del proceso de saturación con agua, el balance de masas referido a la saturación con crudo permite hallar las siguientes variables importantes en la evaluación del proceso ISC:

- Masa de crudo muerto que sale de la celda.
- Masa de crudo vivo recuperado.
- Masa de crudo vivo inyectado.
- Masa de crudo vivo en la celda.
- Volumen de Crudo vivo en la celda.
- Saturación de crudo vivo en el empaque de arena.
- Saturación de agua en el empaque de arena.

Mas adelante, en el capítulo de discusión de resultados se exponen las hojas Excel que contienen los cálculos correspondientes a estas variables de manera clara y específica.

2.3.3. Balance de Masas Combustión In Situ

Atendiendo a las numerosas variables que se suscitan de una prueba de combustión in situ en el laboratorio, es preciso desarrollar un balance de masas para el control de los fluidos que se producen. Este balance, permite la evaluación del proceso ISC, de los parámetros que intervienen en pruebas de este tipo y en términos generales, el buen desarrollo del experimento. De acuerdo con la representación gráfica de una prueba de ISC mostrada en la Figura II.8.2, el balance de masas para dicho proceso según lo establecido en la ecuación (54) es de la siguiente forma:

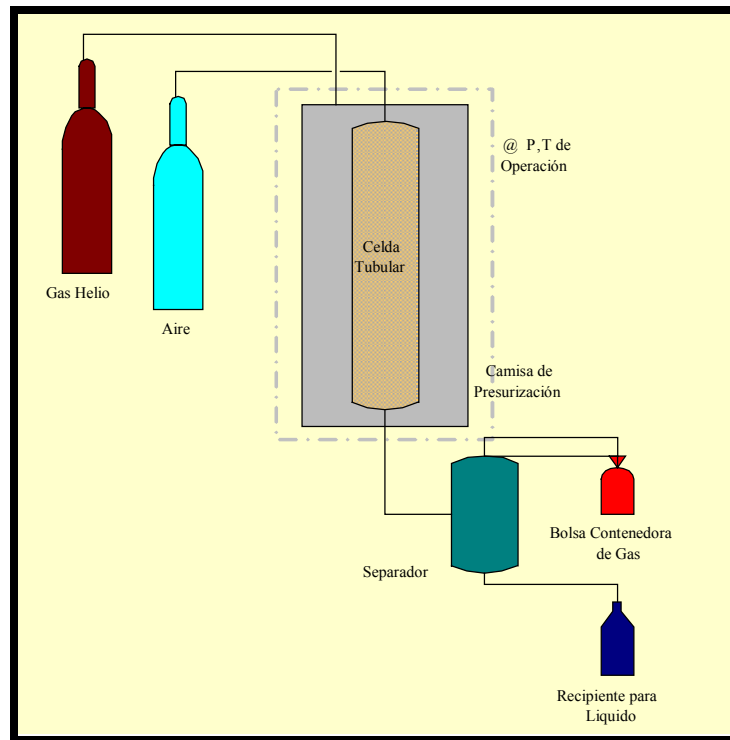


Figura II.8.2: Esquema Básico de Combustión In Situ.

$$\begin{aligned}
 M_{gas_empuje} + M_{aire} + M_{crudo} + M_{Agua} + M_{gas_asociado} + M_{gas_empuje_celda} = \\
 M_{gas_combustión} + M_{Líquido} + M_{coque} + M_{gas_separador} + M_{crudo_lineas}
 \end{aligned}
 \tag{57}$$

Cada uno de los términos presente en la ecuación (57) es de suma importancia para el seguimiento de las pruebas de combustión in situ. Todo ello conlleva al control de los parámetros necesarios para llevar a cabo un proceso con mayor credibilidad y objetividad.

Para efectos de cálculos, antes de la ejecución del experimento de combustión in situ a condiciones de yacimiento se deben considerar los siguientes aspectos:

- Los componentes que actuarán como reactantes
- Masa y densidad de los reactantes
- Gravedad API del crudo muerto
- Relación gas petróleo
- Masa de crudo muerto

Luego de concluida la prueba, los análisis necesarios discutidos más adelante, admiten el cálculo de las siguientes variables:

- Masa final de livianos
- Masa final de medianos
- Masa final de pesados
- Masa final de líquidos (agua y crudo) producidos
- Agua formada por combustión
- Hidrógeno del hidrocarburo que se quema
- Carbono del hidrocarburo que se quema
- Crudo residual
- Coque
- Crudo total consumido
- Gases producidos (masa y volúmenes)

Finalmente en el mismo archivo de Excel se hallan los factores de recobro gracias a los diferentes mecanismos de producción como son; empuje, expansión térmica y combustión. Más adelante se muestran las hojas de cálculo correspondientes al proceso ISC.

Todos los cálculos concernientes a los balances del proceso de saturación de agua, saturación de crudo y combustión in situ se muestran en el archivo “Parámetros de Combustión” que se presenta como anexo (CD) en este trabajo especial de grado.

2.4. Elaboración de Planes de Muestreo y Análisis

El logro de este objetivo se llevó a cabo mediante la investigación de los diferentes tipos de análisis realizados a los fluidos producidos (gas y líquido) del proceso de combustión in situ en el laboratorio. Se consultaron una serie de normas ASTM, PDVSA y COVENIN y algunos procedimientos del Laboratorio de Procesos Térmicos para el cumplimiento del mismo.

Tomando en consideración la información disponible en el manual de combustión in situ [2] los análisis requeridos de una prueba de combustión son los siguientes:

- Análisis a la arena luego de finalizada la prueba para obtener un perfil axial de crudo recuperado, coque y agua.
- Análisis de las propiedades del crudo (densidad, viscosidad, acidez y análisis elemental).
- Análisis SARA
- Análisis de Ph del agua producida y análisis Ion.

Estos análisis son muy similares a los que se realizan en el Laboratorio de Procesos Térmicos de Pdvsa Intevep, los cuales se mencionan a continuación:

- Análisis SARA
- Determinación de Metales
- Contenido de Agua y Sedimentos
- Limpieza de Arena

- Análisis Termogravimétrico (TGA)
- Viscosidad Cinemática
- Gravedad API
- Destilación simulada

Considerando lo señalado anteriormente en los próximos párrafos se hará una descripción breve del fundamento de cada uno de estos análisis.

Análisis SARA:

La norma PDVSA 400, utilizada en el Laboratorio de Procesos Térmicos de Pdvsa Intevep, la cual hace referencia a las normas ATAE3-ME5005, ATAE3-ME5006, IP-143/90 y ATAE3-ME5012, describe la metodología a seguir para la cuantificación de tipos de hidrocarburos (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos, SARA) por cromatografía en capa fina sobre gel de sílice, combinada con un detector de ionización a la llama. Dicha norma es aplicable a muestras de petróleo crudo o de productos derivados del petróleo con un punto inicial de ebullición igual o superior a 230°C.

El procedimiento consta de dos etapas: en la primera, se separan los componentes saturados, aromáticos y polares, estos últimos agrupan a las resinas y aromáticos. En la segunda etapa, se separan los maltenos de los asfaltenos y se cuantifican los asfaltenos. Las resinas se calculan por diferencia con respecto al cien por ciento en peso. Se requieren 25 mg de muestra para disolverlas en 1 ml de cloroformo : tolueno 1:1 antes de aplicar las muestras en los Chromarods.

Determinación de Metales:

Se dispone del método utilizado por la norma venezolana COVENIN 2044, titulada “Determinación de Metales por Espectrofotometría de Absorción atómica en llama”, la cual especifica la determinación en petróleo crudo, fracciones de craqueo,

residuales, destilados y productos del petróleo, tales como aceites, lubricantes, de los siguientes metales: Aluminio, Antimonio, Cadmio, Calcio, Cobalto, Cobre, Hierro, Litio, Magnesio, Manganeso, Molibdeno, Níquel, Plomo, Sodio, Titanio y Vanadio.

El método empleado para el tratamiento de la muestra, varía según se determinen los elementos volátiles o no volátiles. Para la determinación de los elementos no volátiles, el método implica la combustión de la muestra en un crisol de zirconio o de cuarzo, la calcinación de las cenizas a 600 ° C durante dos horas y la posterior disolución del residuo en ácido nítrico o mezcla de ácido nítrico con ácido clorhídrico. La solución resultante es enrasada con agua e introducida en la llama de un espectrofotómetro de absorción atómica, el cual es calibrado previamente con soluciones patrones.

Para la determinación de los elementos volátiles, el método consiste en una digestión ácida, en la cual la muestra es oxidada con ácido sulfúrico y ácido nítrico usando un sistema de reflujo. El proceso de acidificación es repetido varias veces hasta obtener una solución transparente. La solución final es enrasada con agua y la concentración de metal en la muestra es calculada según lo descrito anteriormente.

Contenido de Agua y Sedimentos:

La norma COVENIN 2683-90 se utiliza para la obtención del porcentaje de agua y sedimentos por el método de centrifugación. Esta norma está basada en la norma internacional ASTM D-4004. El método consiste en colocar en un tubo de centrifugación de forma cónica volúmenes iguales de tolueno saturado con agua y crudo. Luego del proceso de centrífuga se leen el volumen de agua y la capa de sedimentos en el fondo del tubo.

Limpieza de Arena:

Se aplica el método estándar (norma ASTM G-120) para la determinación de impurezas residuales solubles en materiales y componentes por extracto de Soxhlet.

El proceso de limpieza de arenas (consolidadas o no) mediante el método Dean-Stark se realiza básicamente en cuatro etapas: la primera consta del pesado del dedal con la muestra impregnada, seguida de una etapa de eliminación de restos de crudo empleando para esto la extracción-destilación de un solvente, en este caso Diclorometano, el cual es sometido a reflujo continuo hasta haber arrastrado consigo la mayor o total cantidad de crudo que se encuentre impregnado en la arena, luego una etapa de secado de la misma en una estufa con campana de extracción encima por un lapso mínimo de 12 horas y finalmente el pesado nuevamente del dedal con la arena limpia. Este análisis es indispensable ya que el mismo contabiliza la cantidad de crudo que se ha quedado en la arena luego de someterla a un determinado proceso.

Análisis Termogravimétrico(TGA):

Este análisis en términos generales, es utilizado para la determinación del contenido de coque de una determinada muestra de arena obtenida del proceso final (desempaque) de la prueba de combustión. En el marco teórico se hace énfasis del fundamento de este tipo de análisis.

Viscosidad Cinemática:

La norma internacional ASTM D-445 fue destinada para la determinación de la viscosidad cinemática, ν , de los productos de petróleos líquidos, transparentes y opacos, midiendo el tiempo de un volumen de líquido que fluye bajo gravedad a través de un viscosímetro capilar de cristal calibrado. La viscosidad dinámica, η , puede ser obtenida multiplicando la viscosidad cinemática por la densidad, ρ , del líquido.

Gravedad API:

La determinación de este parámetro implica el uso de la norma venezolana COVENIN 883-2002 la cual se basa en el principio de que la gravedad API de un líquido esta relacionada directamente con la profundidad de inmersión de un cuerpo

que en él flote. El cuerpo flotante, el cual se ha graduado en unidades API en dicho método, y se conoce como Hidrómetro API.

La gravedad API se lee observando el hidrómetro API que flota libremente y anotando la graduación más cercana a la aparente intercepción de la superficie del plano horizontal del líquido con escala vertical del hidrómetro, después de logrado el equilibrio térmico.

Respecto a la temperatura de la muestra, ésta se mide separadamente en un termómetro adecuado que cumpla las especificaciones establecidas en la norma venezolana COVENIN 1898 o en un termómetro el cual es parte integral del hidrómetro (termo hidrómetro).

Destilación Simulada:

Este análisis abarca la determinación de la distribución del punto de ebullición de las fracciones destiladas del petróleo. La norma ASTM D-6352 aplica dicho método a fracciones destiladas del petróleo con un rango de puntos de ebullición comprendido entre 174°C y 700°C, desde C1 hasta C90. No es aplicable a crudos con componentes de bajo peso molecular.

Por medio de la destilación simulada se puede obtener las cantidades de componentes livianos, medianos y pesados en una muestra de crudo dada.

En lo que respecta al muestreo de los fluidos producidos (gases y líquidos) todos son recolectados en cilindros de almacenamiento para el caso de los líquidos y bolsas resistentes de almacenamiento si se trata de los gases producidos. A su vez, estas muestras se someten a los análisis anteriormente mencionados.

Las muestras se toman de acuerdo al avance de la prueba. En primer lugar, antes de la inyección de aire es común inyectar un gas inerte (helio) que permita el paso mucho más fácil del aire a través del medio poroso logrado gracias al empaque de la celda. Durante la presencia de helio ocurre una producción de líquido debido al desplazamiento de crudo por parte del gas inerte que ingresa a medio poroso. En este momento se produce fluido el cual debe recolectarse para el balance de masas.

Igualmente, otro momento adecuado para la toma de muestras es durante la etapa de calentamiento. La producción de líquido que se genera en dicho espacio de tiempo es debido a la expansión térmica que produce el calentamiento interno de la celda.

Finalmente, se toman muestras consecutivas de gas y líquido una vez comenzada la combustión lo cual se aprecia en el sistema de recolección de datos, específicamente en los perfiles de temperaturas generados por los termopares colocadas a lo largo de la celda.

El período entre la toma de una muestra de líquido y otra dependerá del tiempo de llene del espacio que corresponde a la fase líquida del separador así como también del volumen del contenedor de líquido.

Del mismo modo ocurre para el muestreo de los gases producidos si los dispositivos analizadores de gases se encuentran separados del sistema de recolección de muestras. De lo contrario en la medida que los gases salen del separador, estos son inmediatamente analizados por los dispositivos analizadores de gas en la corriente.

2.5. Redacción de los Procedimientos Experimentales

En relación con los procedimientos experimentales, se agrupó toda aquella información referente a los pasos a seguir durante la ejecución de las pruebas de combustión in situ en laboratorios haciendo uso de celdas tubulares y tridimensionales que cada uno de los ensayistas publicaron en sus trabajos, los cuales no son descritos de forma detallada.

Además el criterio de selección se basó en escoger aquellos procedimientos similares unos de los otros y las mejoras que cada autor pudo aportar a su experimento. Esto se aplicó a la celda tridimensional.

En cuanto a la celda tubular, además de aplicar el criterio anterior, dichos procedimientos se redactaron en base a los pasos realizados por el investigador Néstor Hernández [5] en su trabajo titulado “Evaluación Experimental del Proceso de

Combustión In Situ Empleando Crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco”, agregando como novedoso el uso de una camisa de presurización.

2.6. Elaboración de Hoja de Especificación

De acuerdo con lo planteado en los aspectos anteriores se desarrolló una hoja de especificación en la cual se exponen en detalle la descripción de las dimensiones, condiciones de presión y temperatura y flujos de inyección de aire que deben tomarse en cuenta para el diseño de las celdas tubular y tridimensional.

CAPÍTULO III

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Aplicando la metodología descrita en el capítulo anterior, se obtuvo los siguientes resultados.

3.1. Resultados de la Recopilación de Información:

La información relacionada a la definición de los parámetros operacionales y condiciones de presión, temperatura, tipo de aislante y todo aquello referente al diseño de las celdas, se encuentra representada en las Figuras II.1, II.2, II.3, II.4, II.5 y II.6, Tablas 2.4 y 2.5 y por último en la referencia [10]. A partir de dichos diagramas se obtuvo la siguiente tabla de resultados:

Tabla. 3.1: Parámetros de Diseño Celda Tubular.

Presión de Operación [psia]:	2000	Máximo
Gravedad API [°API]:	21.9	Máximo
Temperatura Máxima de Combustión [°C]:	700	Máximo
Aislante Térmico:	Perlita	Vermiculita (Baja Presión)
Longitud de la Celda [cm]:	94	Aprox: 3 pie
Diámetro de la Celda [cm]:	10	Aprox: 4 pulg
Espesor de Pared [cm]:	0,15748	Máximo
Flujo de Aire [Std ft ³ /hr-ft ²]:	20 - 130	Siendo mín. 20 para crudo de 20°API
Cantidad de Cintas de Calentamiento [n°]:	37	2,54 cm (ancho)
Cantidad de Cintas de Calentamiento [n°]:	19	5,08 cm (ancho)
Potencia de c/u de los Calentadores [watt]:	278	37 calentadores
Potencia de c/u de los Calentadores [watt]:	541	19 calentadores
Relación Agua-Gas Inyectado (WGRs o WAR) [ft ³ /Mft ³ Std] y/o [m ³ /M m ³ Std]:	1.0 - 6.0	Siendo máx 6 para un crudo de 20°API.

Del mismo modo se determinaron los parámetros para el diseño de la celda tridimensional, obteniendo los valores mostrados en la Tabla. 3.2.

Tabla. 3.2.- Parámetros de Diseño Celda Tridimensional.

Presión de Operación [psia]:	2000	Máximo
Gravedad API [°API]:	21.9	Máximo
Temperatura Máxima de Combustión [°C]:	700	Máximo
Aislante Térmico:	Perlita	Vermiculita (Baja Presión)
Longitud de la Celda [cm]:	60	Aprox. 1,97 pie
Ancho de la Celda [cm]:	40	Aprox. 1,31 pie
Alto de la Celda [cm]:	10	Aprox. 0,33 pie
Espesor de Pared [cm]:	0,4	-
Flujo de Aire [Std ft3/hr-ft2]:	19-98	Siendo mín. 19 para crudo de 20,8°API
Cantidad de Cintas de Calentamiento [n°]:	24	2,54 cm (ancho)
Cantidad de Cintas de Calentamiento [n°]:	12	5,08 cm (ancho)
Potencia de c/u de los Calentadores [watt]:	1190	24 calentadores
Potencia de c/u de los Calentadores [watt]:	2381	12 calentadores
Relación Agua-Gas Inyectado (WGRs o WAR) [ft3/Mft3 Std] y/o [m3/M m3 Std]:	0,042-1,1	-

Para efectos del diseño mecánico de ambas celdas (tubular y tridimensional) y ejecución de las pruebas de combustión en el laboratorio, deberán considerarse los aspectos mostrados en las Tablas 3.1 y 3.2.

3.2. Resultados del Diseño de los Montajes Experimentales:

Tal como se describe en la sección de metodología, toda la información obtenida de la recopilación de datos facilitó la realización del esquema expuesto en la Figura II.7 así como también, propició la construcción de las Figuras III.1 y III.1.2 las cuales representan el montaje de los equipos que comúnmente son utilizados para la

ejecución de experimentos de combustión in situ, en el laboratorio, a condiciones de yacimientos, haciendo uso de celdas tubular y tridimensional.

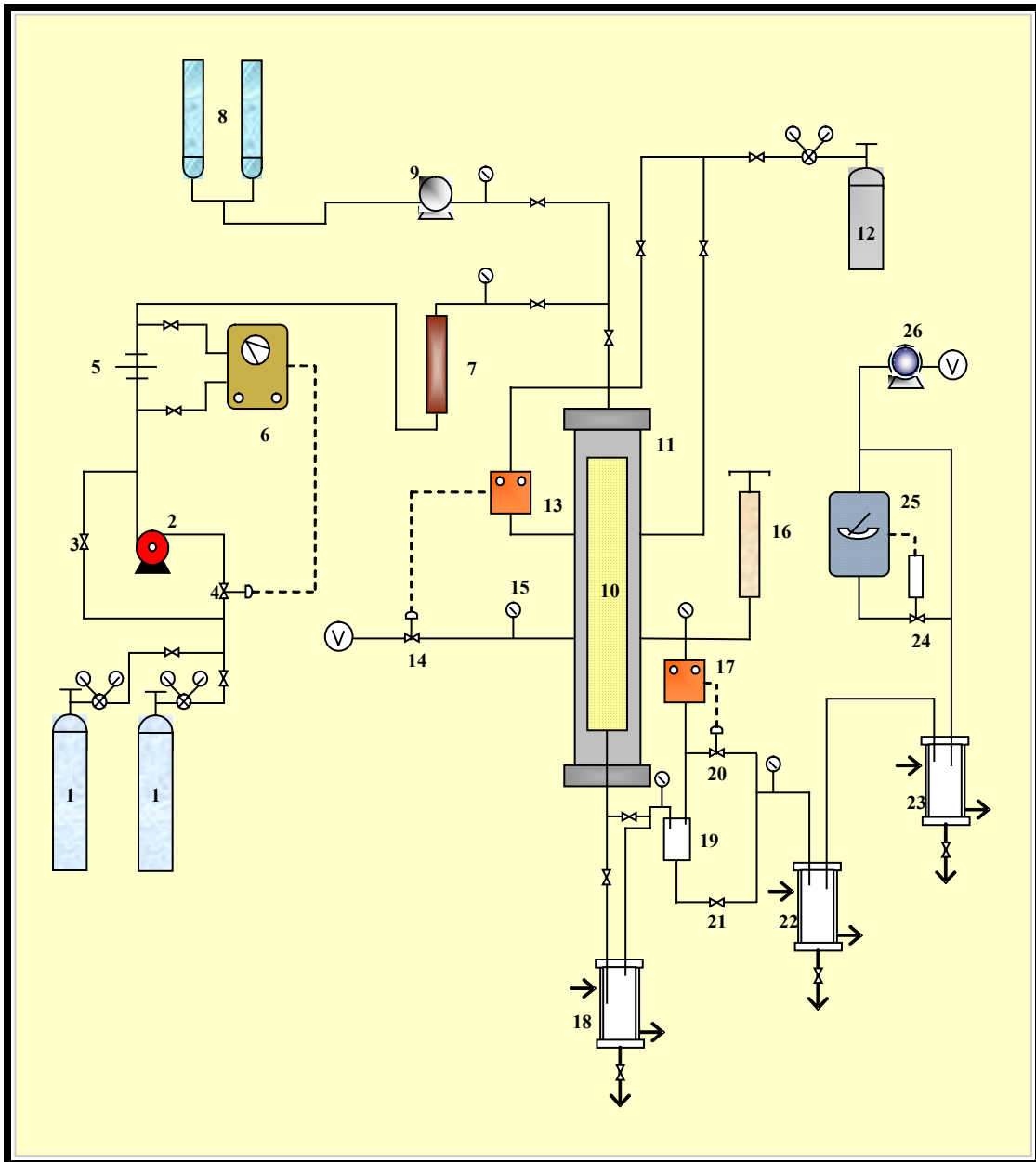


Figura III.1: Montaje de los Equipos Experimentales Correspondiente a la Celda Tubular [2] (Mod. Ana González).

A continuación se especifican los nombres de los dispositivos enumerados en la Figura III.1.

1. Cilindros de Alta Presión (Aire y Helio).
2. Compresor.

3. Válvula.
4. Válvula.
5. Medidor de Orificio.
6. Controlador de Flujo.
7. Rotámetros.
8. Cilindros de Agua.
9. Bomba.
10. Tubo de Combustión o Celda Tubular.
11. Camisa de Presurización.
12. Cilindro de Alta Presión (Helio o Nitrógeno).
13. Controlador de Presión Diferencial.
14. Válvula.
15. Manómetro.
16. Bomba Ruska.
17. Controlador de presión Diferencial.
18. Condensador
19. Separador de Alta Presión.
20. Válvula.
21. Válvula.
22. Separador de Baja Presión.
23. Condensador.
24. Válvula.
25. Cromatógrafo.
26. Medidor de desplazamiento positivo.

Una vez hecho el ensamblaje de los equipos, la realización de las pruebas de fugas, pruebas hidrostáticas y calibración de los equipos son indispensables antes de comenzar con el experimento de combustión. Esto suministrará mayor credibilidad al experimento y mayor seguridad al grupo de personas encargadas de la puesta en práctica del ensayo y de igual manera a los mismos dispositivos.

Como puede observarse en la Figura III.1.2 la cual ilustra un segundo esquema referido a la preparación de los aparatos necesarios para lograr iniciar las pruebas de combustión a condiciones de yacimiento. En este caso recurriendo al uso de una celda tridimensional.

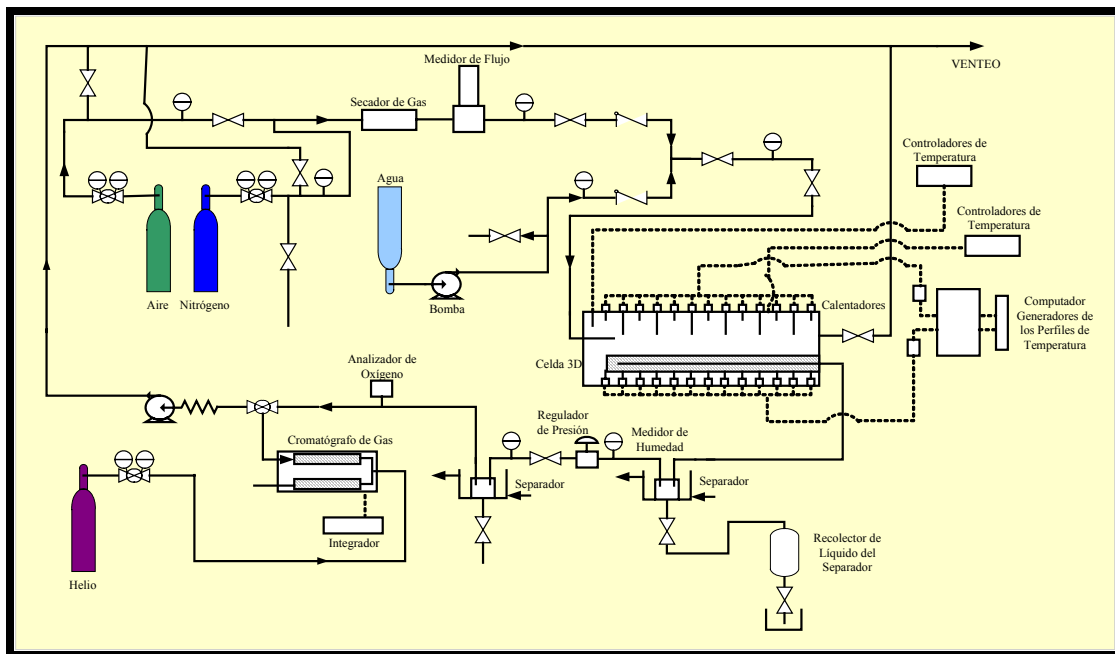


Figura III.1.2: Montaje de los Equipos Experimentales Correspondiente a la Celda 3D [4] (Mod. Ana González).

Las Figuras III.1 y III.1.2 representan el ensamblaje de todos los equipos necesarios para ejecutar una prueba de laboratorio utilizando una celda tubular y una celda tridimensional respectivamente.

Es importante acotar que agrupar todos los dispositivos en un sistema experimental de acuerdo a lo ilustrado en las Figuras III.1 y III.12 es mucho más eficiente y más práctico que tener alguna de las secciones de monitoreo fuera del ensamblaje, es decir, por ejemplo, la sección de análisis de los gases efluentes debe estar incluida en el sistema ya que los resultados referentes a la medición de oxígeno, monóxido y dióxido de carbono en tiempo de ejecución tiene mayor credibilidad que luego de haber sido almacenado en “bolsas” y dirigido a una sección aparte del sistema ensamblado para su posterior análisis. Esto debido a que posiblemente ocurran ciertas eventualidades (rompimiento) durante el traslado de las bolsas lo cual implique la realización de la prueba nuevamente y la obtención de resultados erróneos o incompletos.

3.3. Resultados de la Deducción de los Modelos de Cálculo:

La deducción de los modelos de cálculo producto de la metodología empleada en el capítulo anterior arrojó las siguientes hojas de cálculo.

3.3.1. Determinación de los Parámetros Cinéticos:

Desde la Figura III.2 hasta la III.2.D. se muestran en forma detallada los procedimientos de cálculo utilizados para la determinación de la cinética de reacción o conocida también como el índice o grado de transformación química del reactante al producto. Para ello se apuntó hacia lo descrito en el capítulo metodológico de esta investigación, específicamente en los aspectos 1.1, 1.2 y 1.3 obteniendo las siguientes hojas de cálculo.

La Figura III.2 muestra una pequeña introducción del porqué de la determinación de los parámetros cinéticos de manera que sea más sencillo el entendimiento de los procedimientos desarrollados en la hoja de cálculo.

Es importante señalar, que en este caso en particular, debido a que los parámetros se obtienen de manera gráfica, sólo se desarrolló en la hoja de cálculo el procedimiento que debe aplicarse para construir dichos gráficos y determinar de allí los parámetros cinéticos.

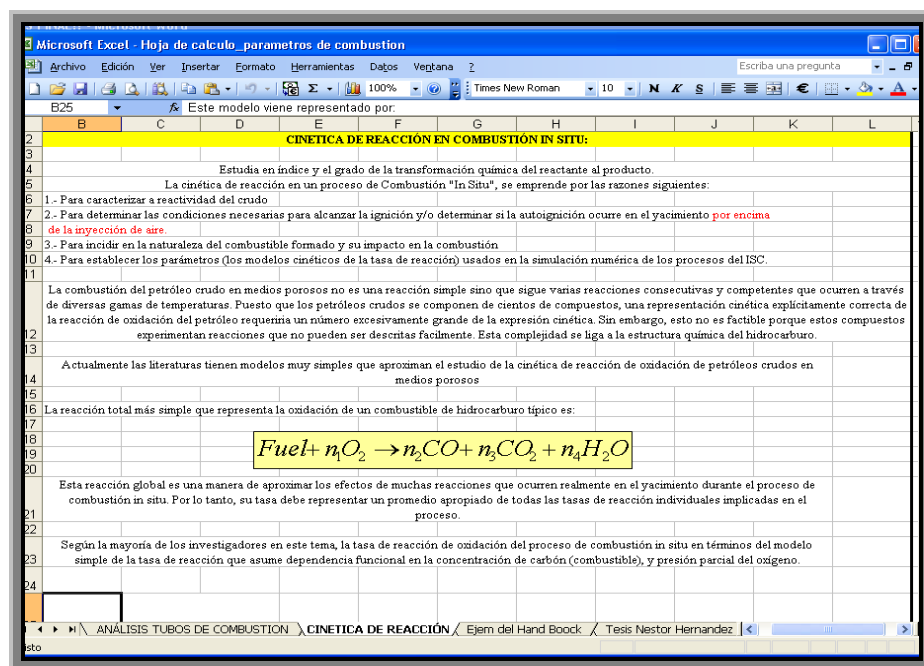


Figura III.2: Deducción de los Parámetros Cinéticos para la Evaluación del Proceso ISC.

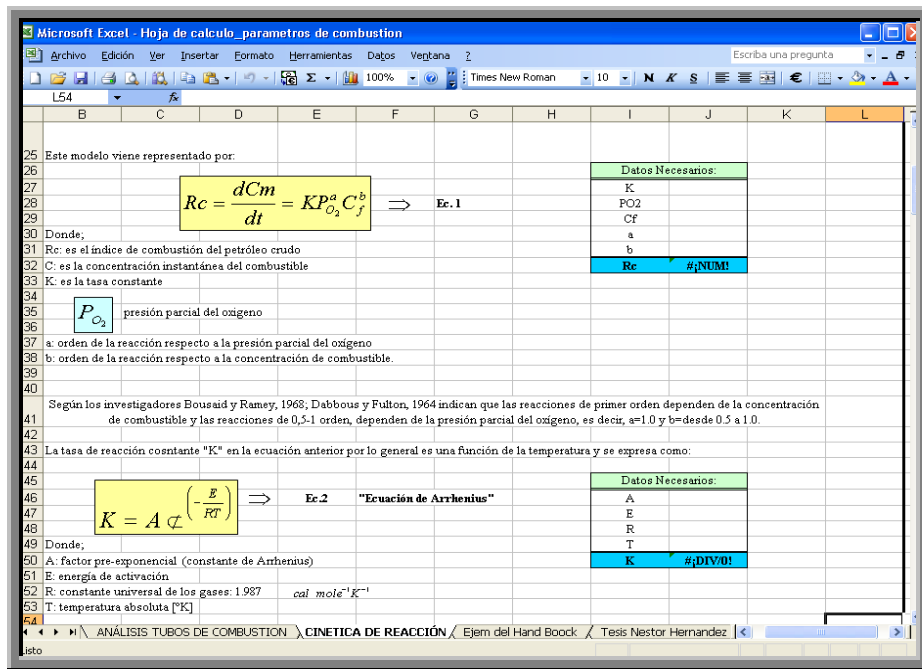


Figura III.2A.

En la Figura III.2B se puede observar el comienzo de la deduccin correspondiente a los procedimientos descritos por Coast y Redfem, 1964 mediante el uso de termogramas. La Figura III.2C. muestra paso a paso el desarrollo de este mtodo. Mientras que la Figura III.2D. ilustra la culminacin del mtodo y finalmente los parmetros que deben ser graficados para obtener una funcin que permita la obtencin de los parmetros cinticos.

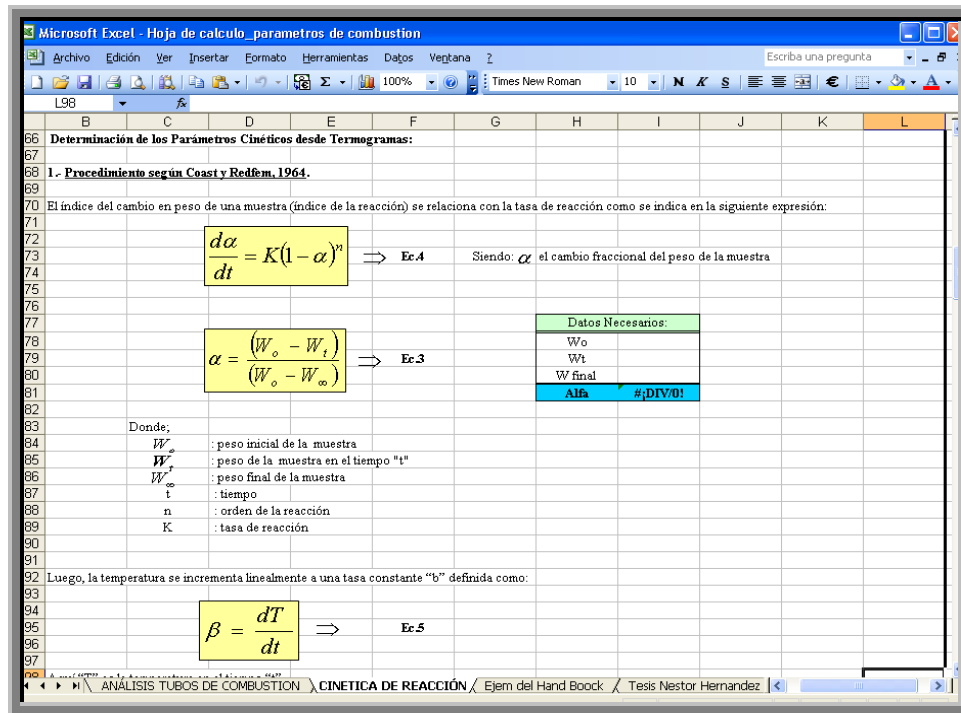


Figura III.2B.

La Figura III.2.1A. muestra la deducción del modelo desarrollado por Segal y Fatu en 1976. Este método implica el uso de un termograma de análisis termogravimétrico (TGA).

El procedimiento según Yoshiki y Phillips (1985), queda representado en la hoja Excel correspondiente a la Figura III.2.1B. de la cual pueden determinarse los parámetros cinéticos tales como: energía de activación, factor pre-exponencial de Arrhenius y orden de la reacción.

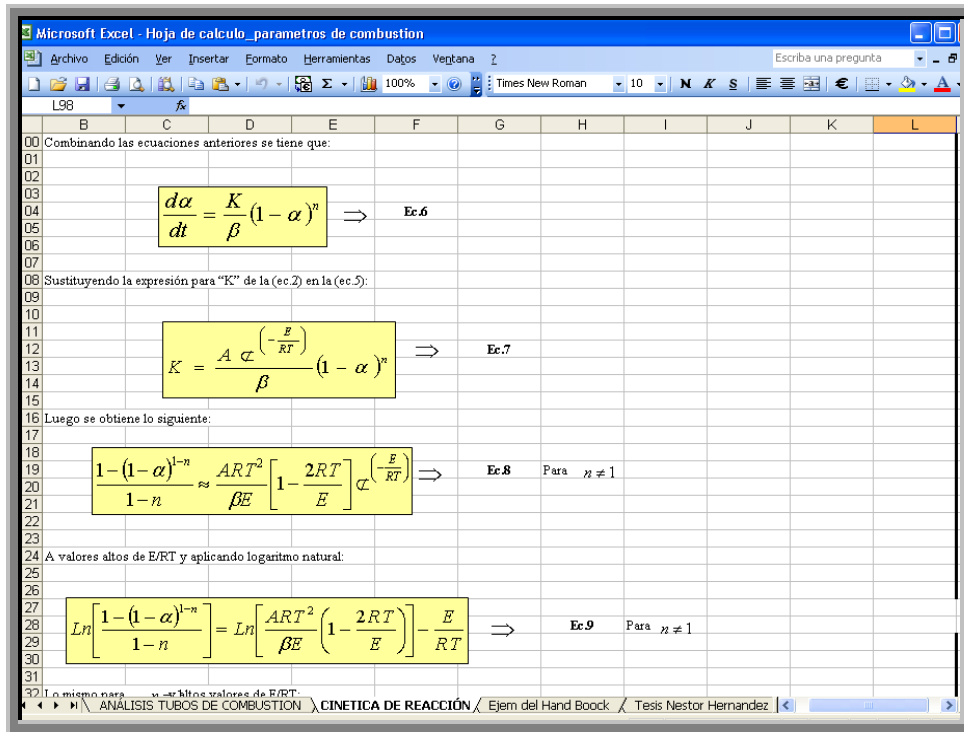


Figura III.2C.

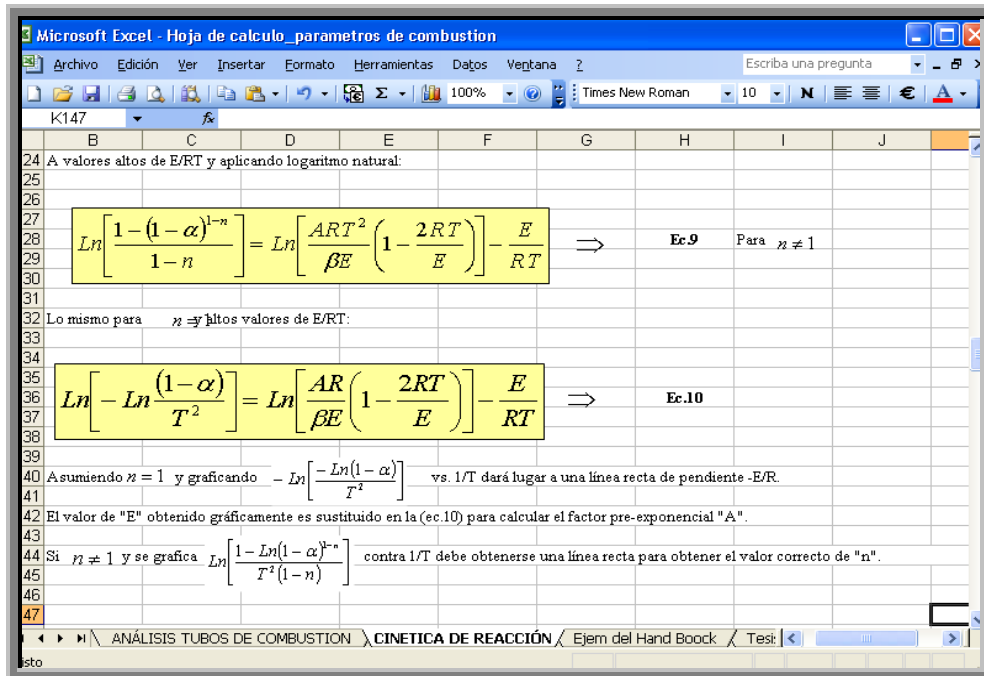


Figura III.2D.

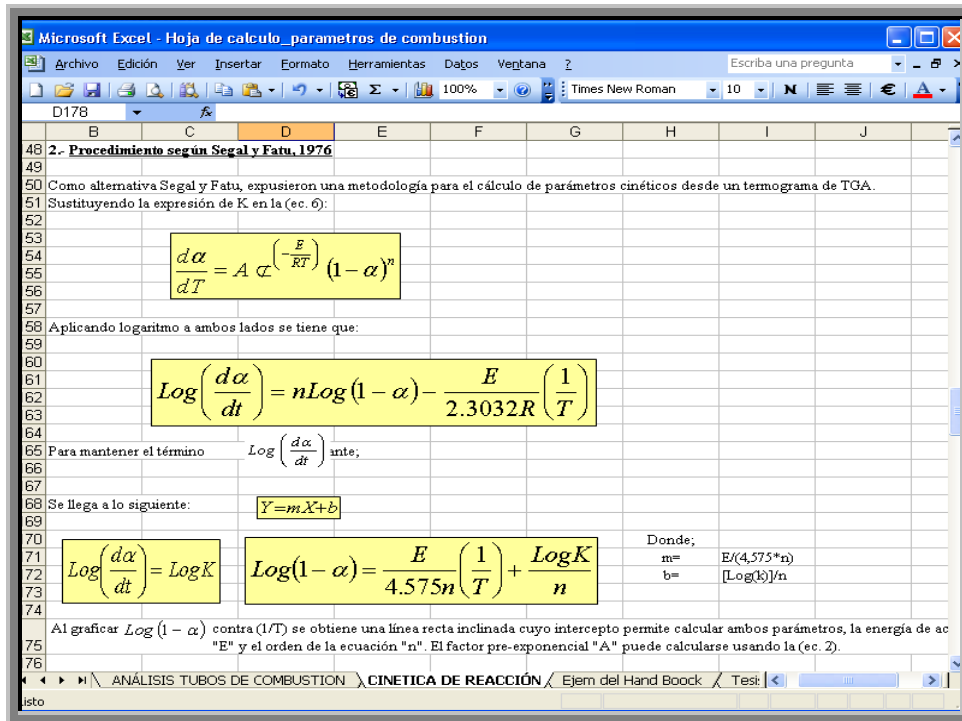


Figura III.2.1A: Deducción de los Parámetros Cinéticos para la Evaluación del Proceso ISC, Según Sigal y Fatu (1976).

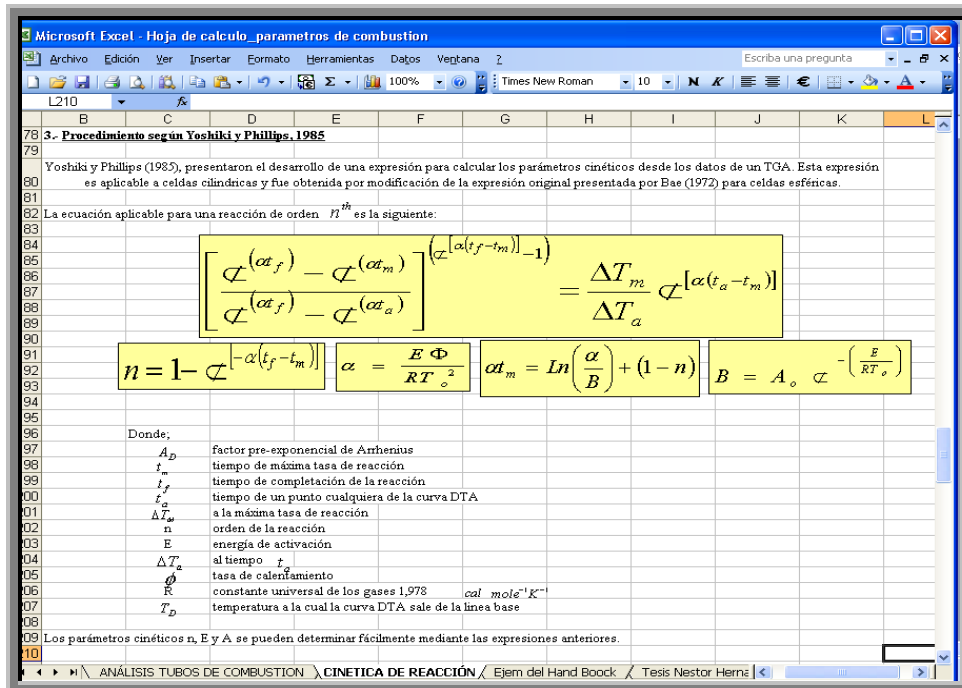


Figura III.2.1B: Deducción de los Parámetros Cinéticos para la Evaluación del Proceso ISC, Según Yoshihi y Phillips (1985).

3.3.2. Técnica de Análisis de los Gases Fluientes (EGA):

El uso de la técnica EGA implica también un procedimiento gráfico para la determinación de los parámetros cinéticos por lo que en la Figura III.3 se expone la metodología a seguir para la construcción del gráfico y cálculo de los parámetros.

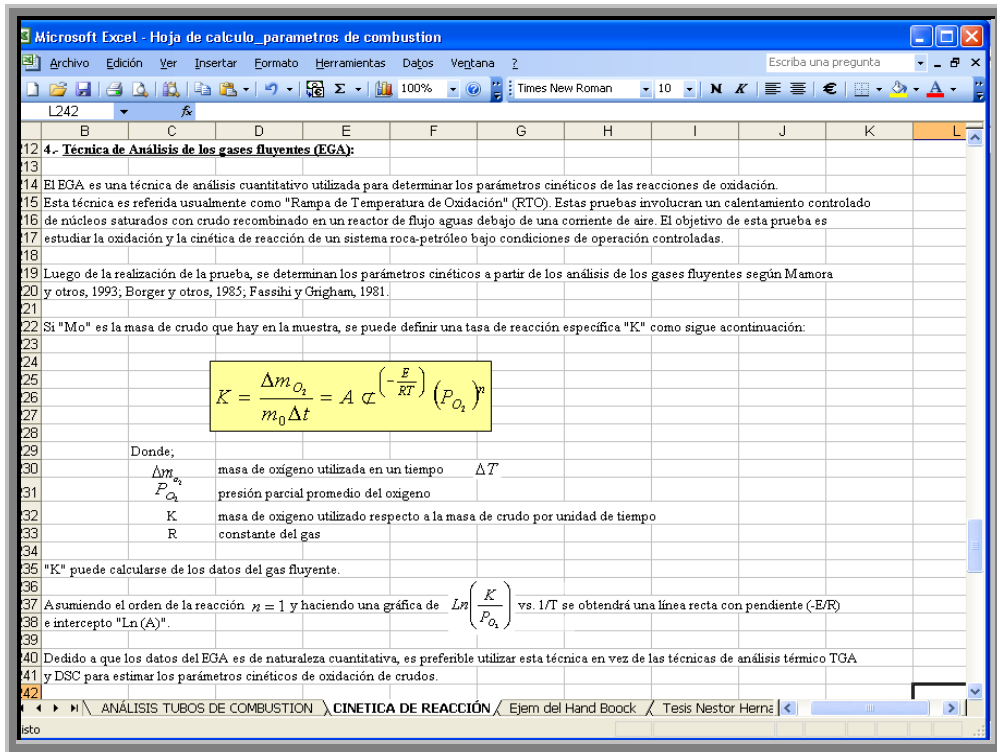


Figura III.3: Técnica de Análisis de los Gases Efluentes (EGA).

3.3.3. Cálculo de los parámetros de combustión a partir de la composición de los gases producidos:

La primera hoja de cálculo corresponde a los análisis realizados a las pruebas hechas en tubos de combustión.

La Figura III.4 muestra un ejemplo típico del método utilizado en forma detallada para determinar los parámetros de combustión a altas temperaturas a partir de la composición molar de los gases producidos. El cálculo comienza con la relación molar entre el porcentaje de nitrógeno presente en el aire de inyección y el porcentaje

de oxígeno en el mismo. También se puede observar que los componentes a evaluar son: CO₂, CO, O₂, N₂, H₂, C₁₊, H₂S; estos son los porcentajes molares de los gases producidos del ensayo de combustión in situ.

Al definir los datos anteriores y obtener la razón molar R, se inicia el cálculo de los parámetros de combustión según se muestra a continuación:

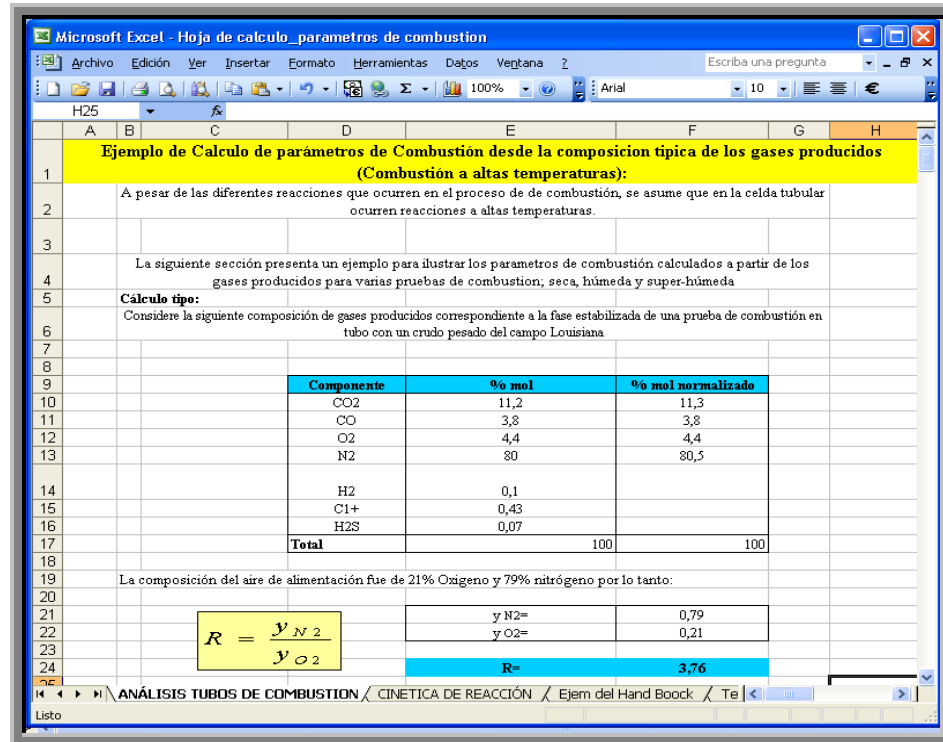


Figura III.4: Parámetros de Combustión partiendo de la Composición de los Gases Producidos.

La Figura III.4A. muestra en forma detallada la metodología de calculo empleada para la determinación de los siguientes parámetros: relación hidrógeno-carbono luego de la prueba de combustión, relación oxígeno-combustible en [scf/lbm de combustible] y la relación aire-combustible en [scf/lbm de combustible] como los primeros tres parámetros de combustión.

Es necesario resaltar que en dicha hoja de cálculo y todas las demás realizadas se exponen las fórmulas empleadas por lo cual se decidió no desarrollarlas una vez más en la metodología de esta investigación.

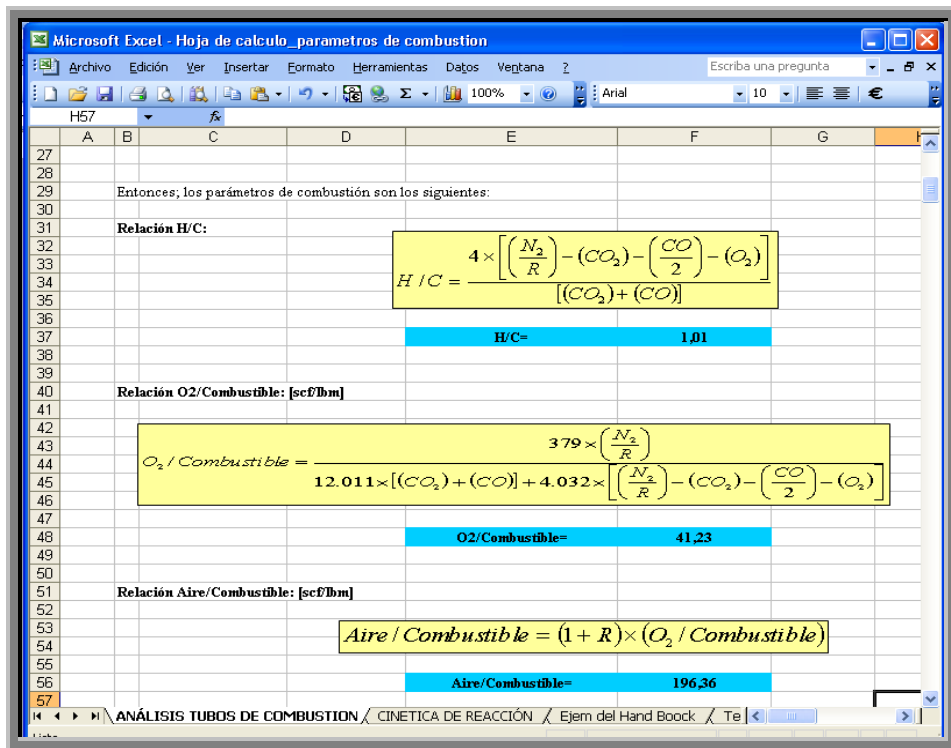


Figura III.4A.

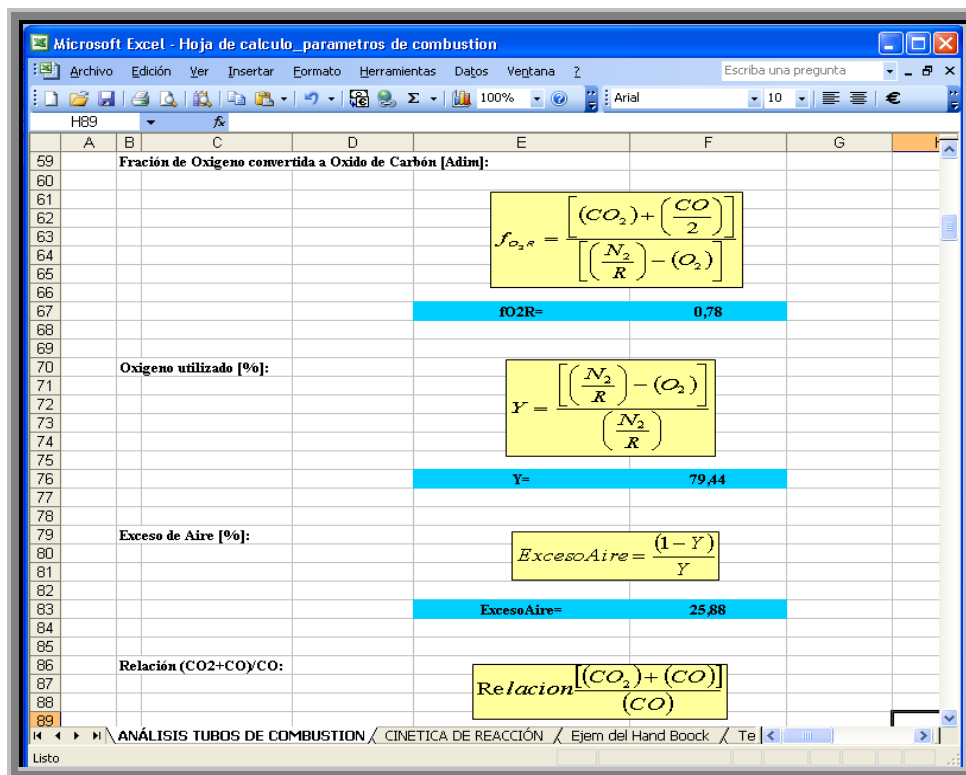


Figura III.4B.

La imagen correspondiente a la Figura III.4B. sobresalen los pasos para determinar la fracción de oxígeno convertida en carbón, el porcentaje de oxígeno utilizado, exceso de aire en porcentaje y la relación $(CO_2+CO)/CO$. El cálculo de la relación $(CO_2+CO)/N_2$ es muy similar al de $(CO_2+CO)/CO$ diferenciando sólo el denominador de la fracción el cual en este caso corresponde al N_2 .

3.3.4. *Análisis de los Requerimientos de Aire y Combustible:*

Un segundo análisis es dirigido a los requerimientos de aire y combustible para pruebas de combustión in situ. Dicho análisis parte de los siguientes datos obtenidos del ensayo, tales como: masa inicial de arena, masa inicial de crudo, masa inicial de agua, tasa de inyección de aire, total de aire inyectado, masa de crudo recuperado como líquido, volumen de barrido, volumen acumulado de gas producido, peso molecular de los gases a la salida y área de la sección transversal al flujo.

Análisis de los Requerimientos de Aire y Combustible para pruebas de Combustión en Tubos			
Datos del Analisis del tubo de combustión: (cálculo tipo)			
Masa inicial de arena [gr]:		22593	
Masa inicial de crudo [gr]:		5355	
Masa inicial de agua [gr]:		669	
Tasa de inyección de Aire [m ³ (ST)/h]:		0,367	
Total de aire inyectado [m ³ (ST)/h]:		4,44	[21% O ₂ , Balance N ₂]
Volumen Acumulado del Gas Producido [m ³ (ST):			Peso Molecular [Kg/Kmol]
Nitrogeno		3,606	28
Oxigeno		0,01	32
CO ₂		0,67	44
CO		0,177	28
Crudo Recuperado como liquido [gr]:		4743	
Volumen de Barrido [m ³]:		0,0143	
Area representativa del Tubo de Combustión [m ²]:		7,77E-03	
Recobro de Hidrocarburo liquido [%]:			88,57142857

Figura III.5: Análisis de los Requerimientos de Aire y Combustible.

La Figura III.5 representa, en un principio, el cálculo de los mismos parámetros anteriores, y más adelante se mostrarán dos métodos de deducción reflejados en la hoja de cálculo, de los requerimientos de aire y combustible. La deducción comienza con el cálculo del porcentaje de recobro de hidrocarburo líquido. Luego, se determina la cantidad de carbón quemado y los moles de carbón quemado como se observa en la Figura III.5A.

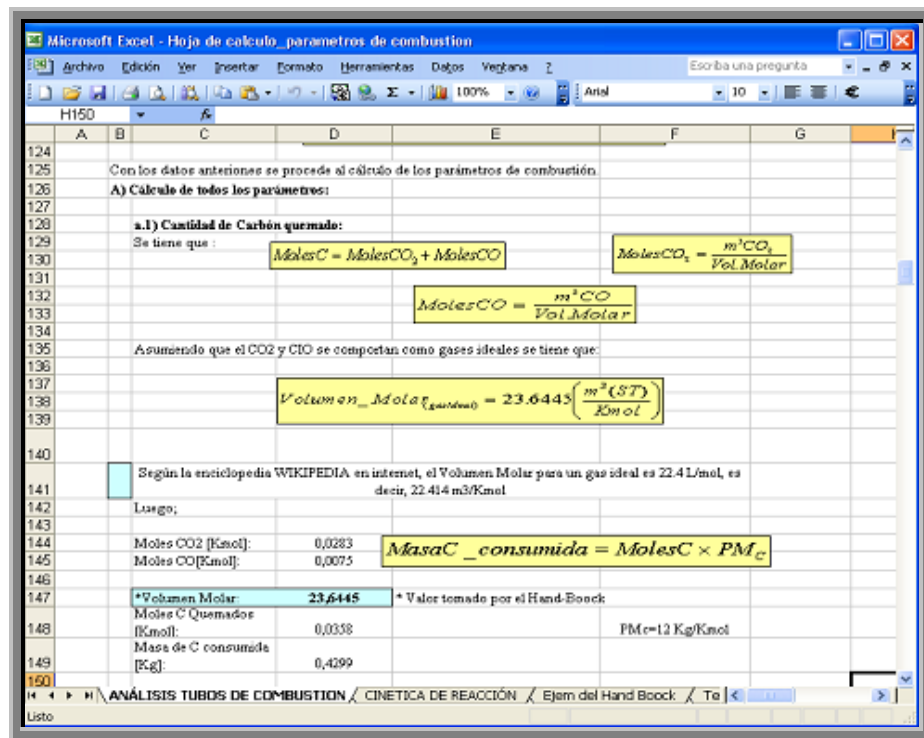


Figura III.5A.

La Figura III.5B. detalla la deducción de la cantidad de oxígeno consumido, moles de oxígeno consumido, volumen de oxígeno inyectado y moles de oxígeno inyectado.

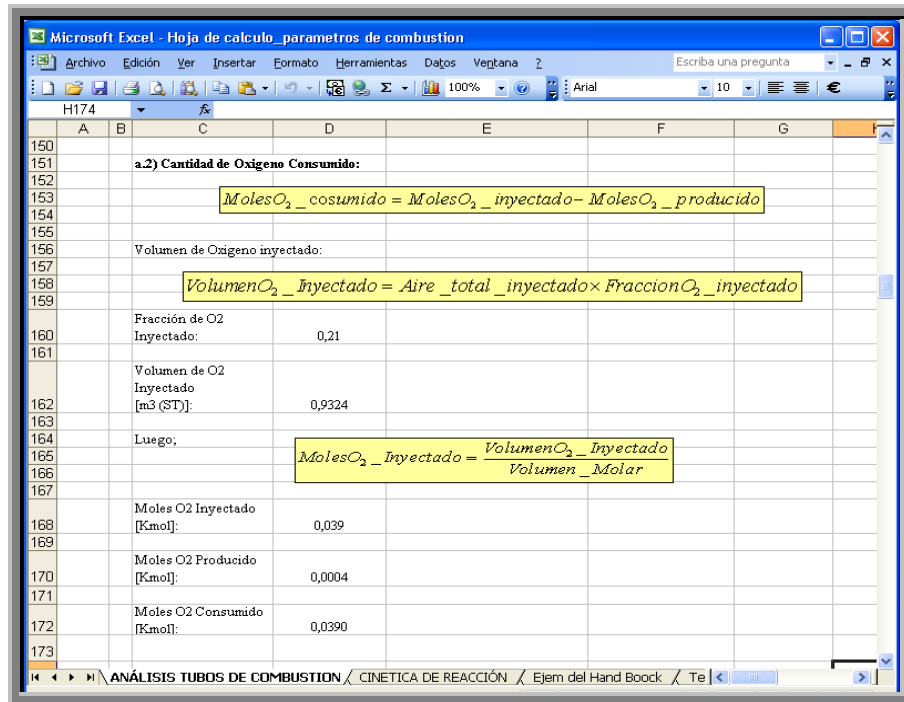


Figura III.5B.

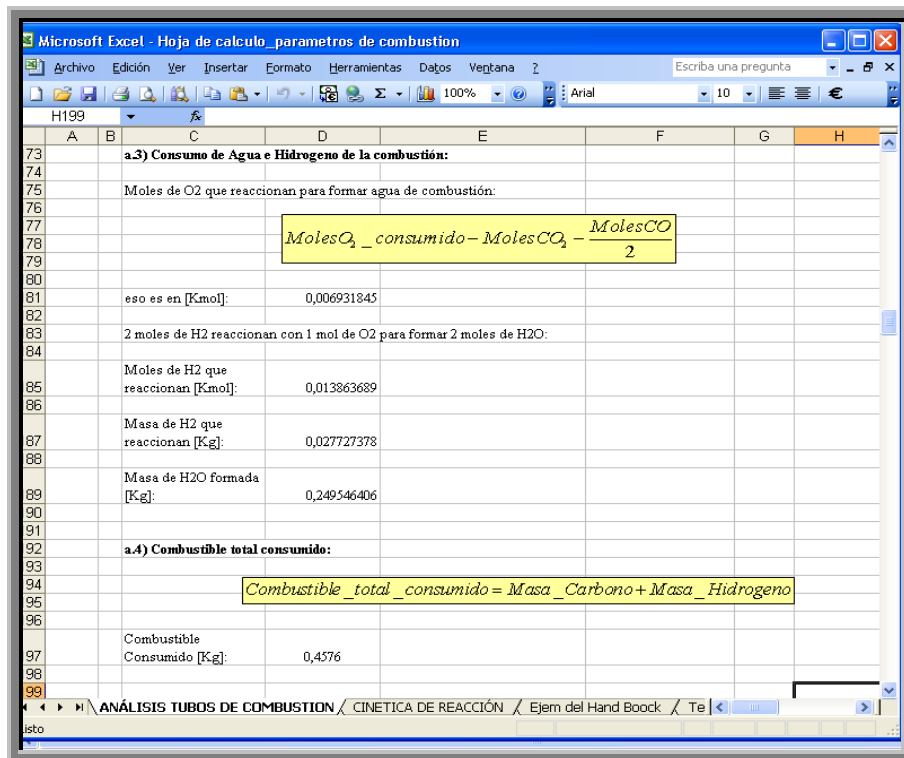


Figura III.5C.

La descripción de los cálculos enfocados en el consumo de agua e hidrógeno de la combustión, la cantidad total de combustible consumido, la relación total entre hidrógeno y carbono, la cantidad de combustible requerido para que ocurra combustión, así como también los requerimientos de aire se pueden observar en las Figuras III.5C, III.5D. y III.5E.

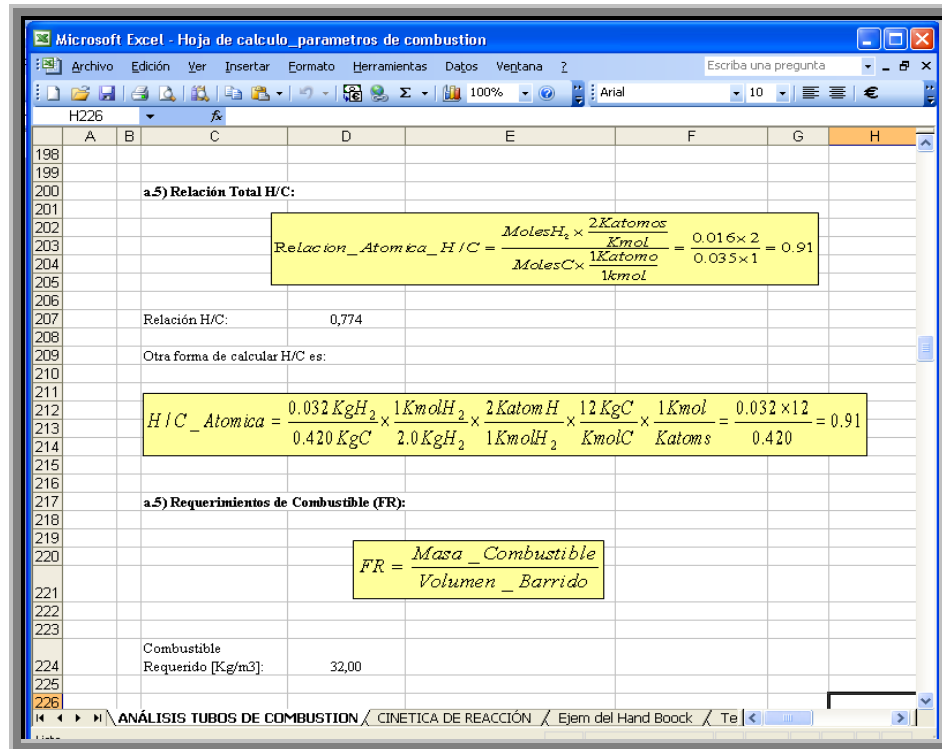


Figura III.5D.

Todos estos cálculos son realizados para el análisis de las pruebas en tubos de combustión y sólo se reducen a las condiciones de operación bajo las cuales se realizan las pruebas. Además de la producción de los gases obtenidos durante el ensayo.

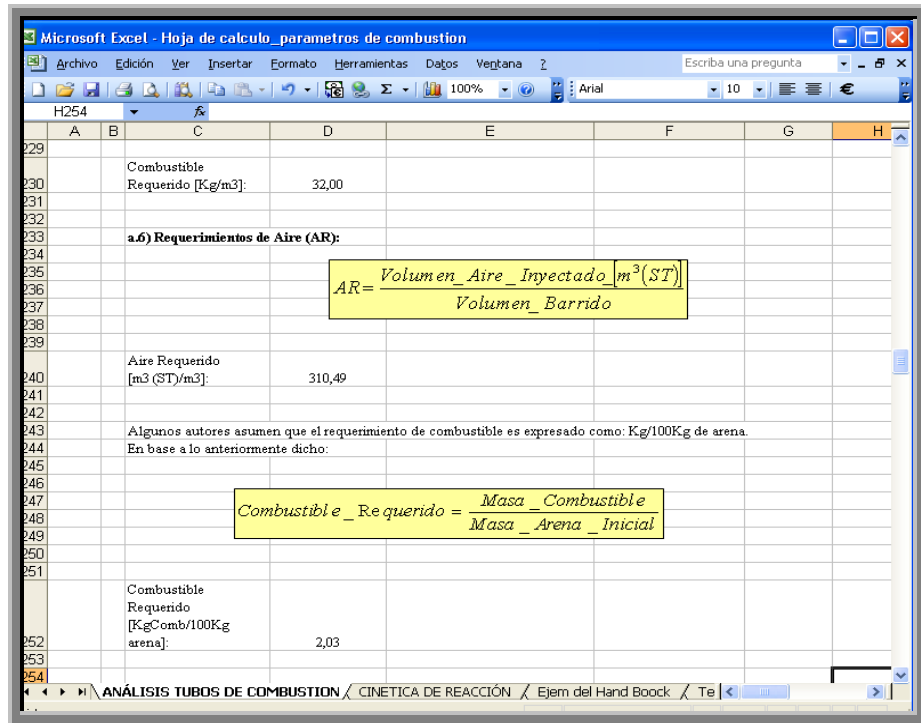


Figura III.5E.

3.3.5. Cálculo de los parámetros de combustión a partir de datos estabilizados:

La Figura III.6, muestra el cálculo de los requerimientos de aire y combustible como función de los denominados parámetros estabilizados. Es requisito necesario la velocidad del frente de combustión definida en un determinado rango de tiempo. Surge entonces dos métodos de cálculo, el primero basado en la cantidad promedio de la composición de los gases producidos, y el flujo de inyección de aire luego de un período estable (Ver Figura III.6A).

Siguiendo con la metodología de cálculo y su cómputo correspondiente, la hoja Excel según muestra la Figura III.6B, refleja la determinación de la relación H/C en función de los parámetros estequiométricos de la reacción de combustión construida por los porcentajes molares de los gases de producción. También se observa el cálculo de la relación oxígeno-combustible en [m³(ST)/kg de combustible].

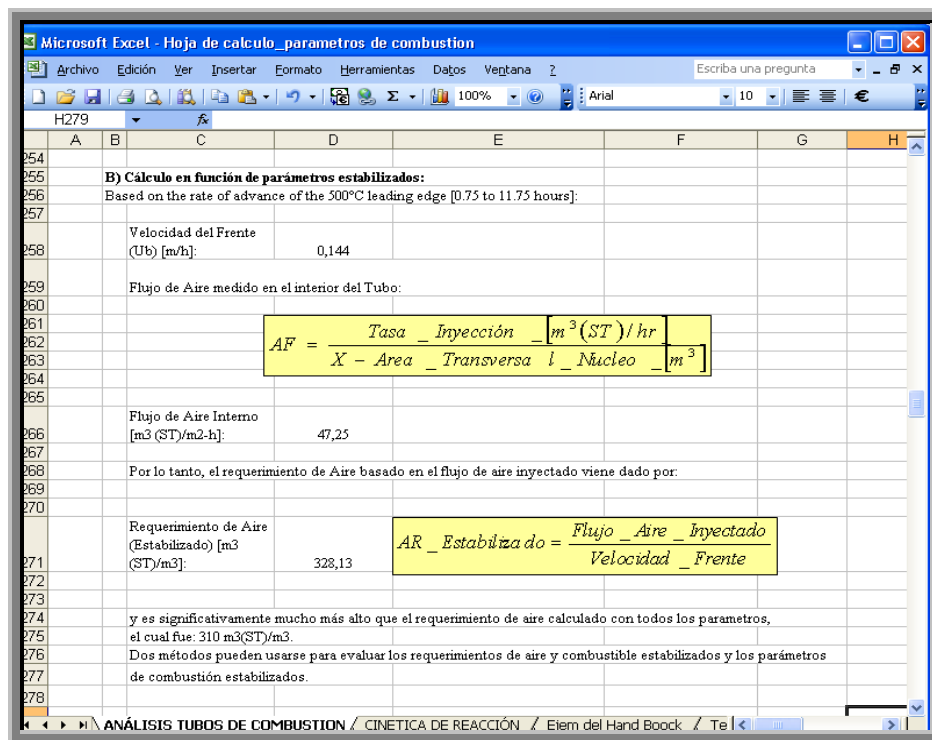


Figura III.6: Parámetros de Combustión a partir de Datos Estabilizados.

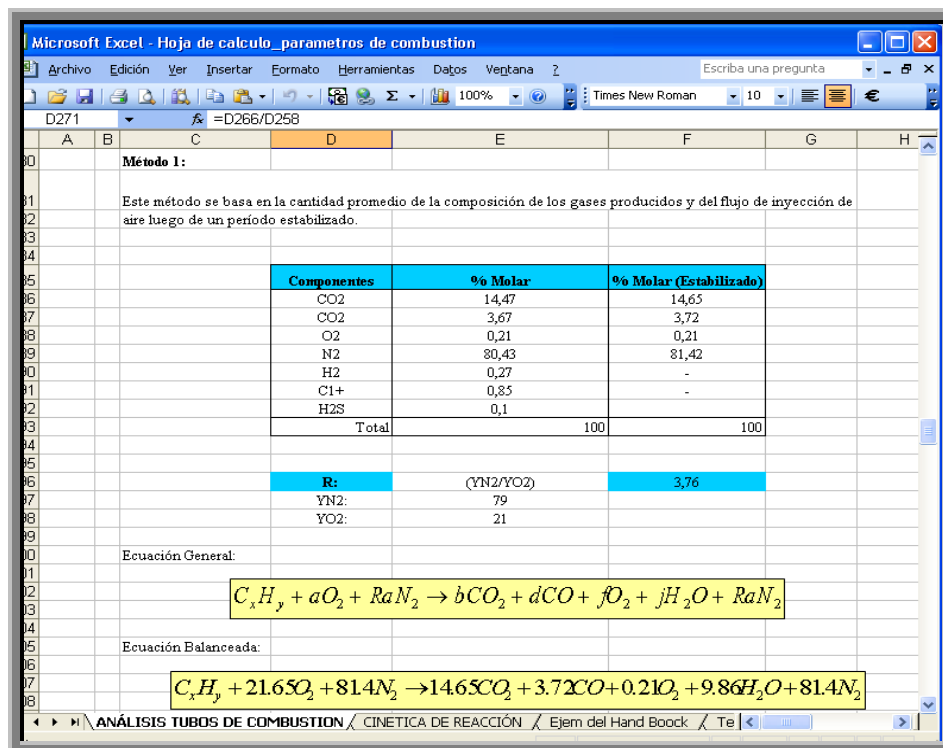


Figura III.6A.

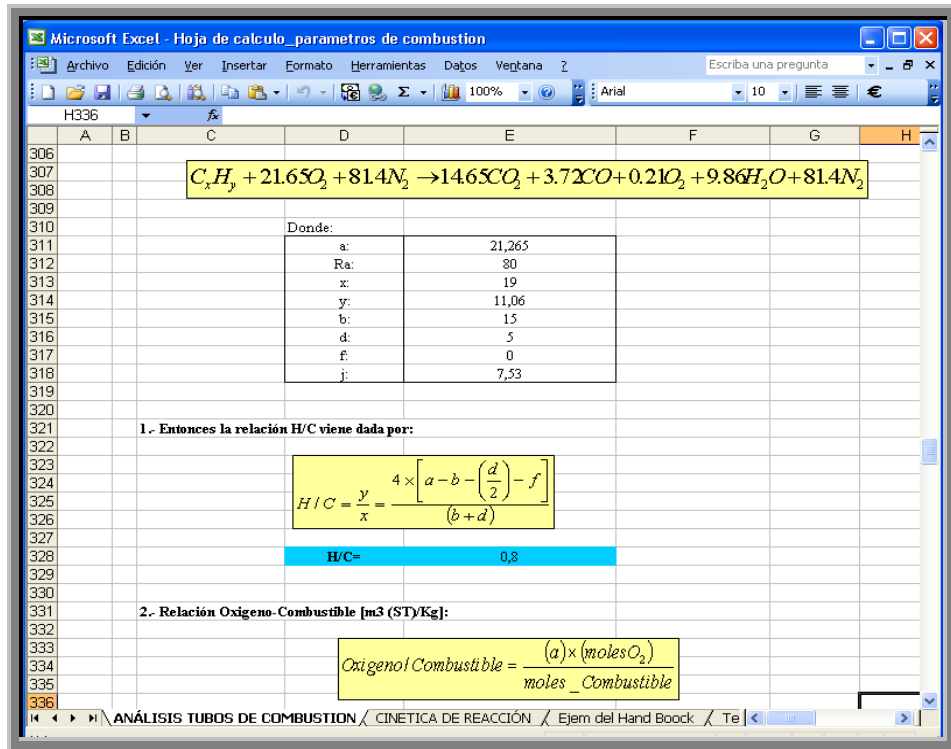


Figura III.6B.

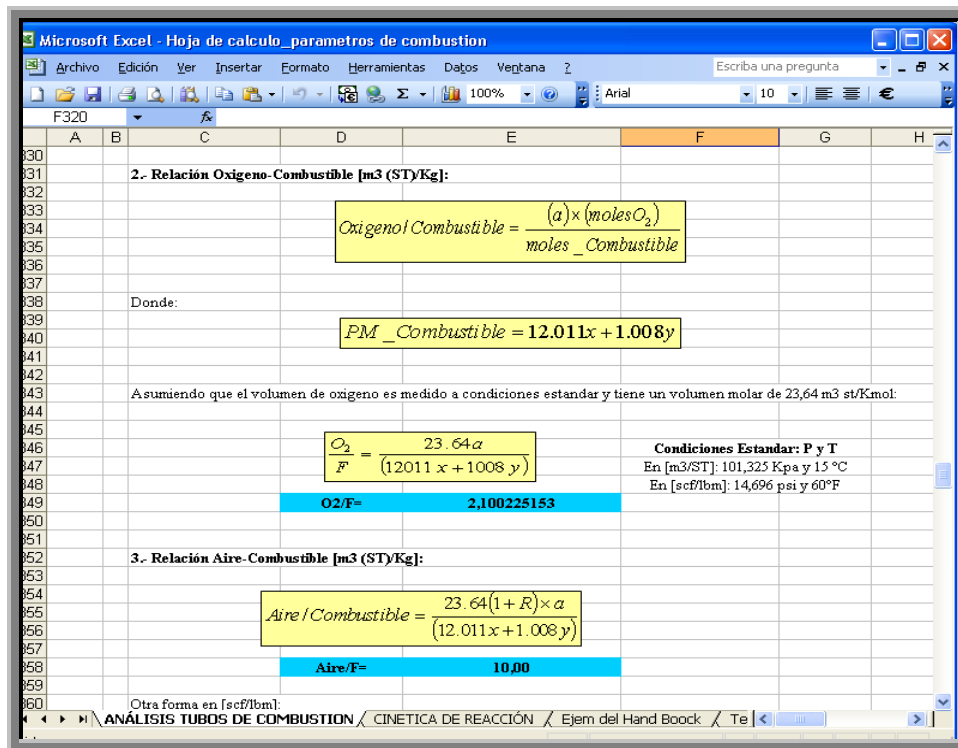


Figura III.6C.

Las Figuras III.6C, III.6D y III.6E continúan con la determinación de los siguientes parámetros: relación aire/combustible, fracción de oxígeno convertida a oxido de carbón, oxígeno utilizado, aire requerido, flujo de aire en el interior de la celda y por último el aire requerido basado en el flujo de aire inyectado.

Respecto al segundo método de cálculo, el cual se basa en el incremento de la tasa de producción, es indispensable obtener de las pruebas de combustión la producción acumulada de los gases producidos en un intervalo de tiempo (ver Figura III.6F.) considerado estable. Los cálculos mostrados en las Figuras III.6G, III.6H, III.6I y III.6J. son la continuación de método 2 utilizado para la determinación de los parámetros de combustión conociendo la producción acumula de los gases de salida. Con este método se obtiene la ecuación estequiométrica de una reacción de combustión la cual es necesaria para los estudios del proceso ISC usando simuladores numéricos. La ecuación de combustión queda expresada en la Figura III.6J.

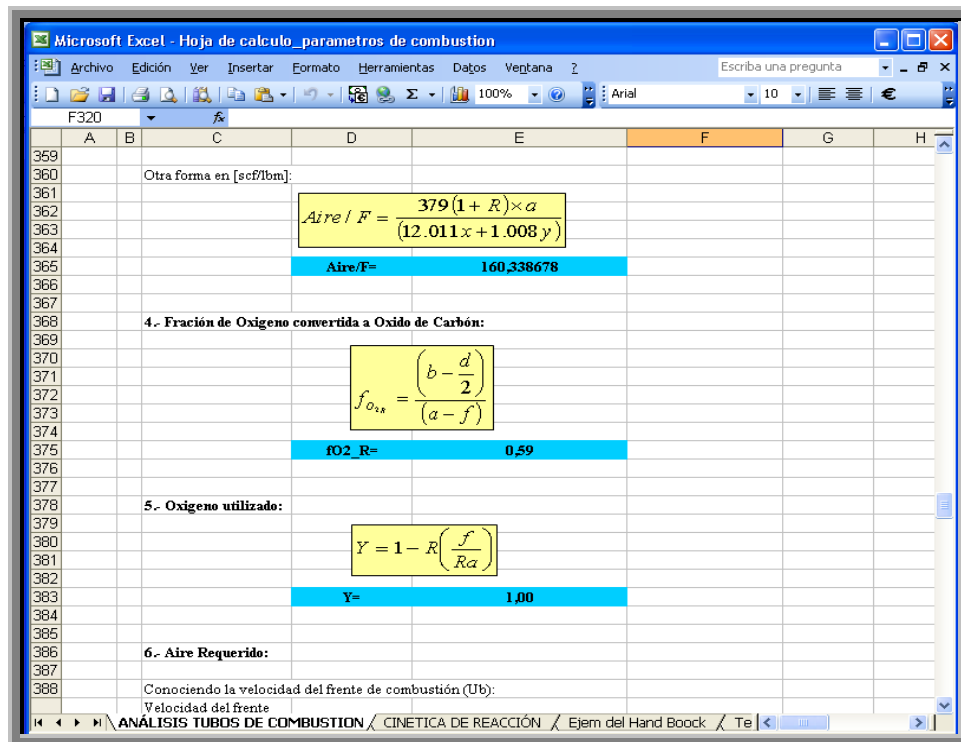


Figura III.6D.

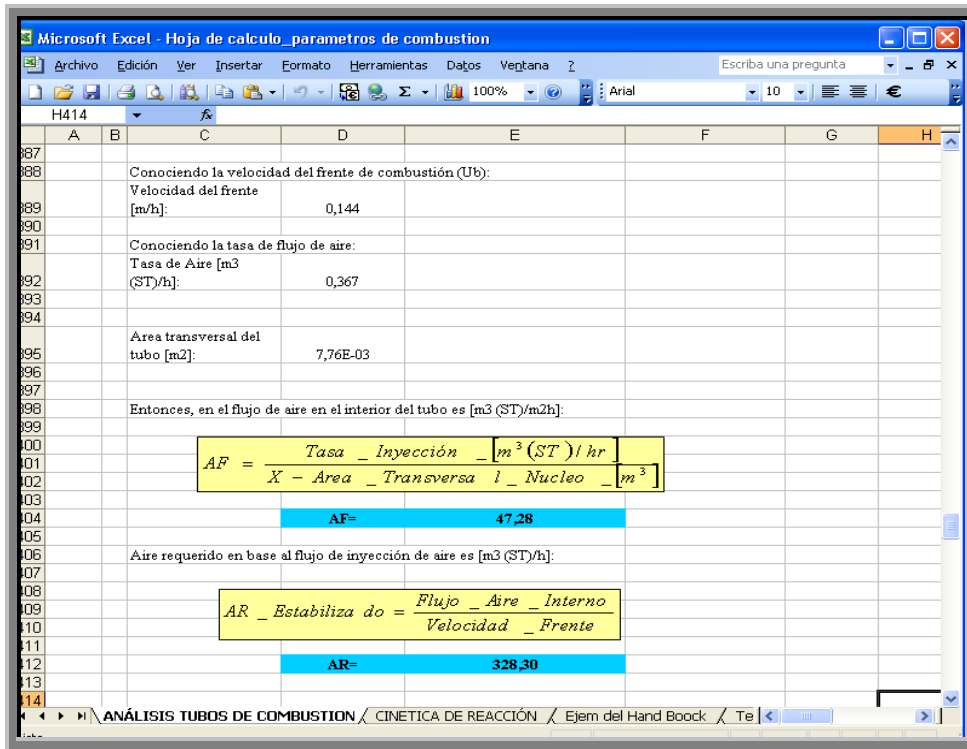


Figura III.6E.

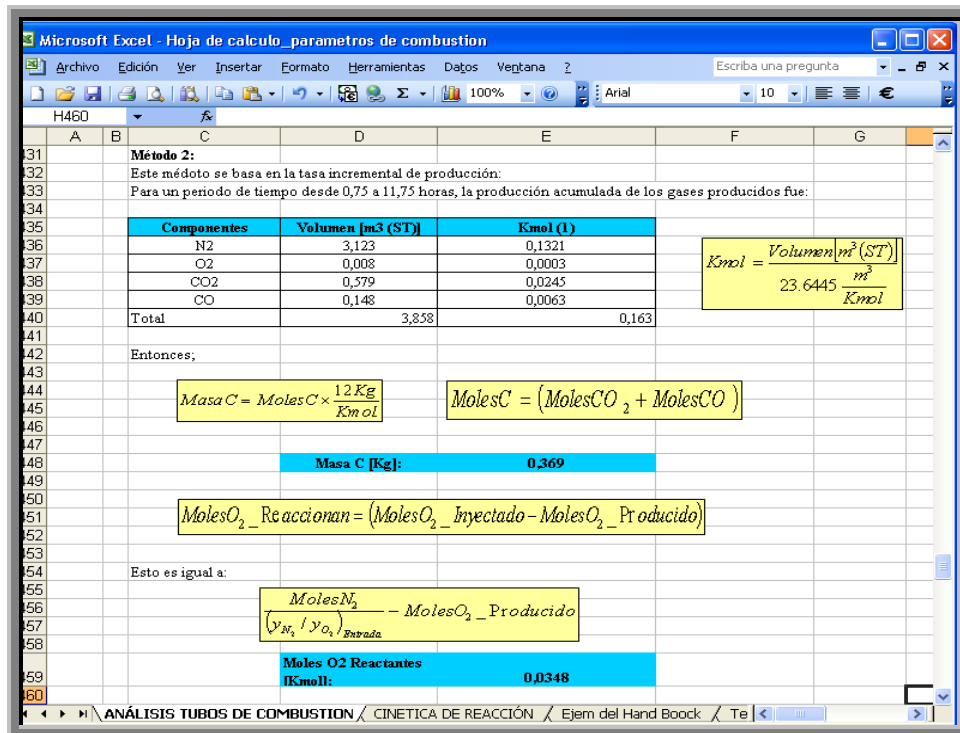


Figura III.6F.

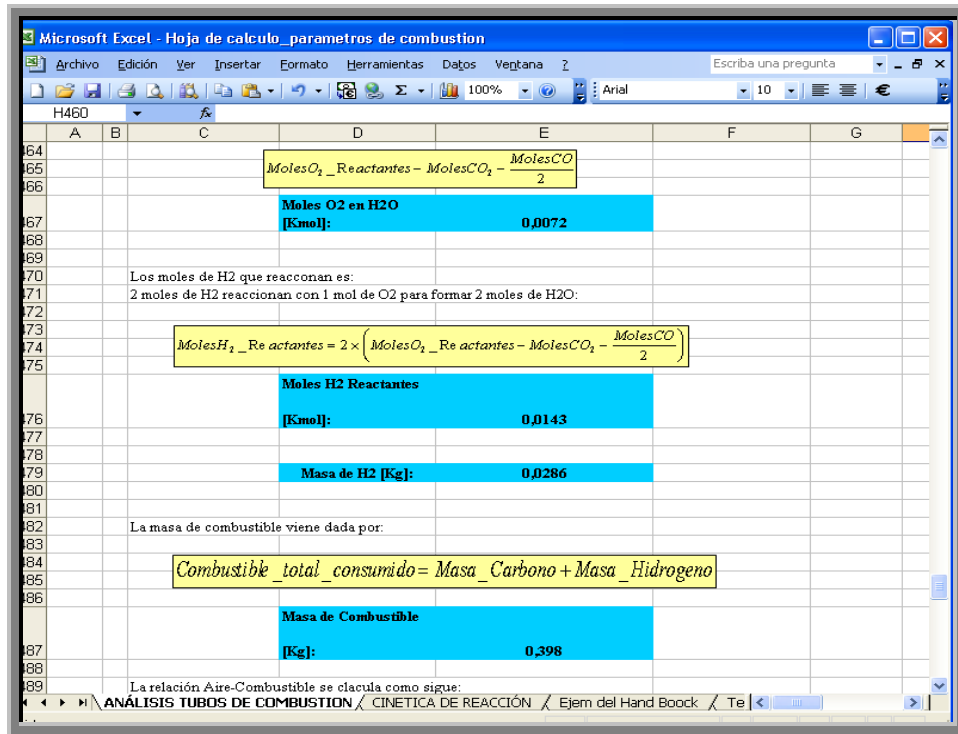


Figura III.6G.

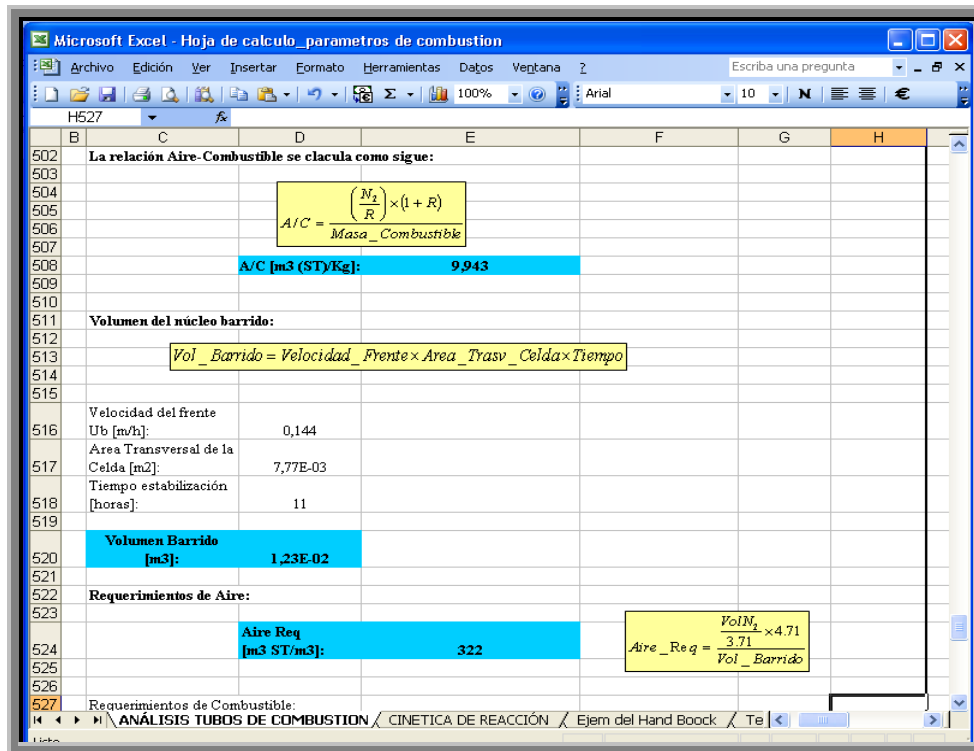


Figura III.6H.

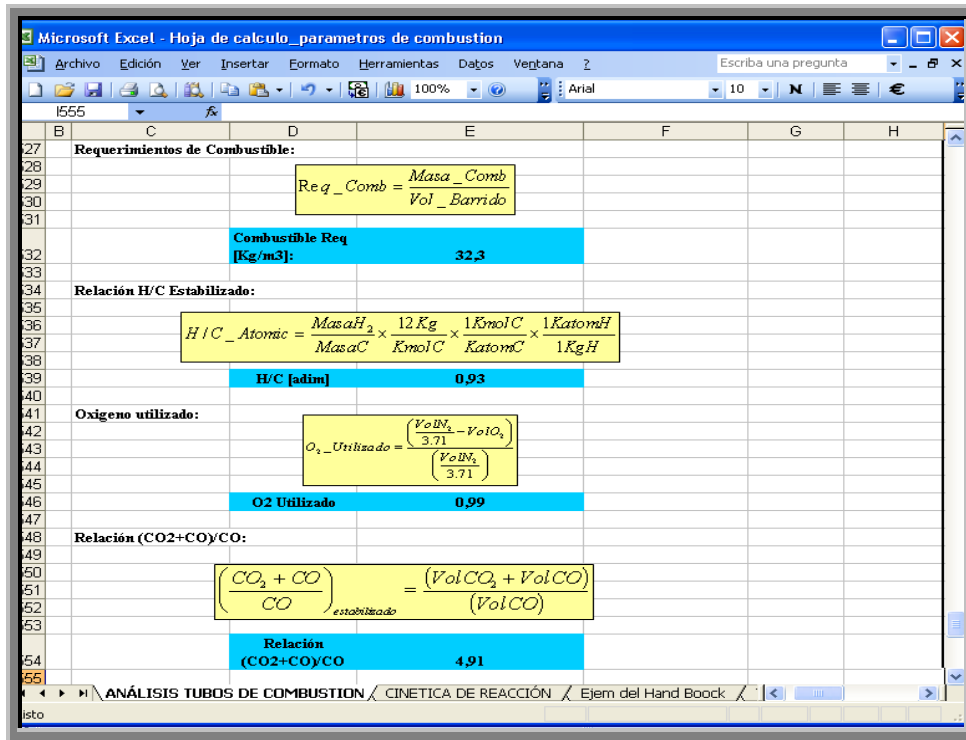


Figura III.6I.

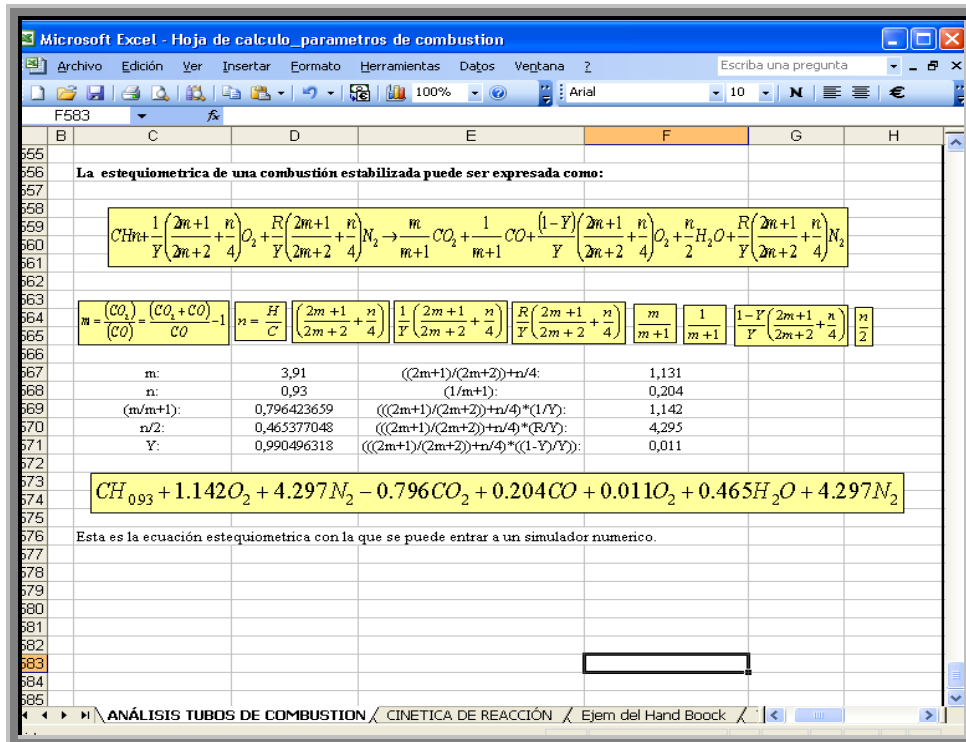


Figura III.6J.

3.3.6. Balance de Masas:

3.3.6.1. Saturación con Agua:

El balance de masas realizado a los procesos de saturación con agua, saturación con crudo y combustión gracias a la metodología aplicada en el capítulo II, queda especificado en las siguientes hojas de cálculo.

La Figura III.7, muestra los datos necesarios para la realización del balance. En primer lugar se observa un diagrama simple del experimento correspondiente a la saturación de agua. En segundo lugar es fácil visualizar los datos necesarios que deben obtenerse del procedimiento de empaque de la celda y los cálculos sencillos que deben aplicarse.

La Figura III.7A, ilustra las fórmulas aplicadas para obtener el peso neto de la arena utilizada, peso neto de la arena empacada, saturación de agua y masa de agua que queda en la celda una vez finalizado en proceso de saturación. Y por último en lo que respecta a este proceso, en la Figura III.7B, se exponen los cálculos concernientes a la porosidad obtenida en el empaque de arena.

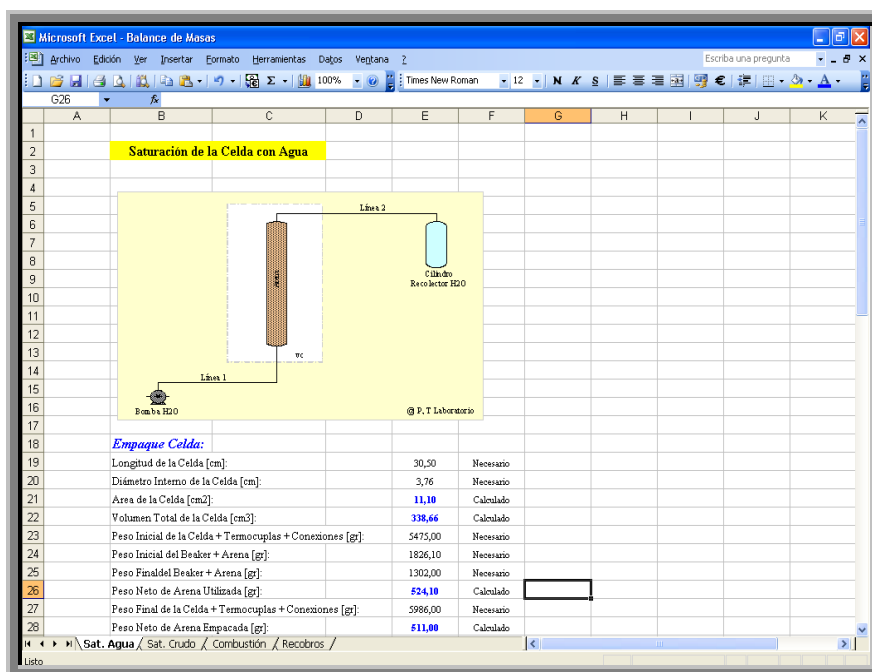


Figura III.7: Balance del Proceso de Saturación con Agua.

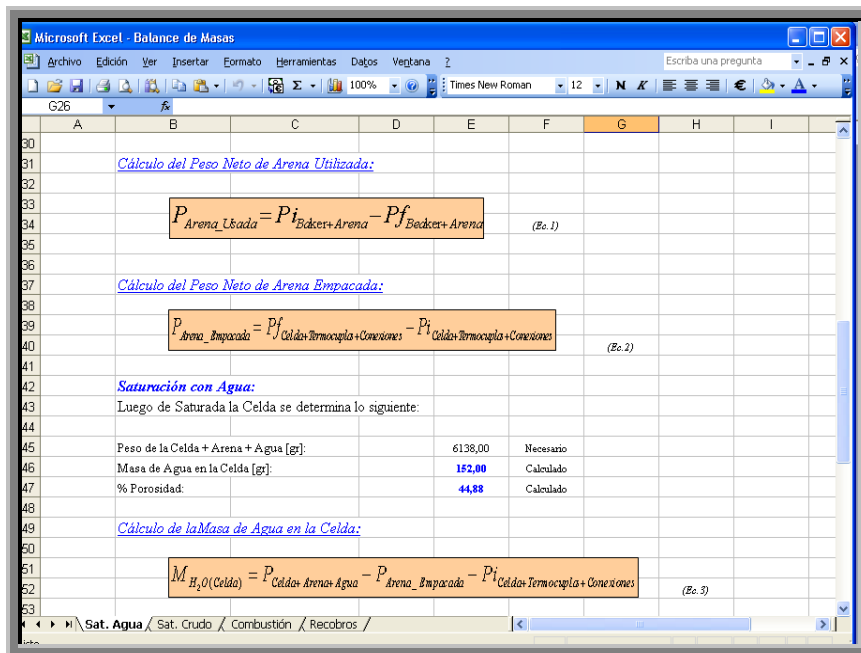


Figura III.7A.

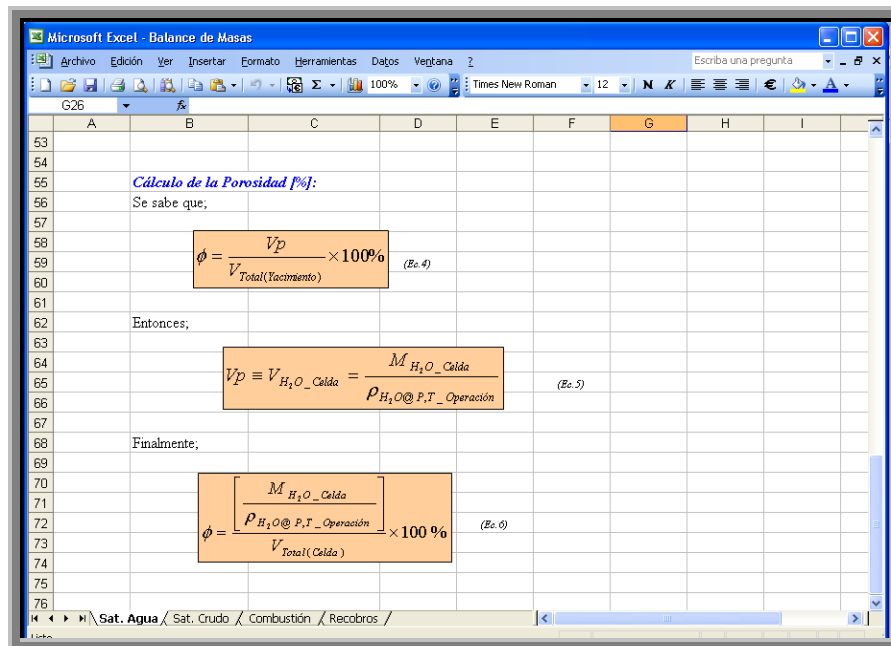


Figura III.7B.

3.3.6.2. Saturación con Crudo:

Las hojas de cálculo realizadas para el proceso de saturación con crudo especifican los datos que deben tomarse de la celda saturada con agua, de la relación gas/petróleo obtenida del proceso de recombinación de rudo, condiciones de operación y caracterización del crudo. La Figura III.8 refleja dichos parámetros.

En la Figura III.8A. se puede observar los datos obtenidos del cilindro recolector durante el procedimiento de saturación con crudo y los cálculos generados de esos datos, así como las fórmulas empleadas para tal fin.

Finalmente las Figuras III.8B, III.8C, III.8D, III.8E, III.8F, III.8G y III.8H muestran todo el procedimiento de cálculo y fórmulas usadas para la obtención de las variables envueltas en un experimento de saturación con crudo ya mencionadas en el capítulo metodológico de esta investigación y que son útiles para el balance global de masas realizado al proceso de combustión in situ en el laboratorio.

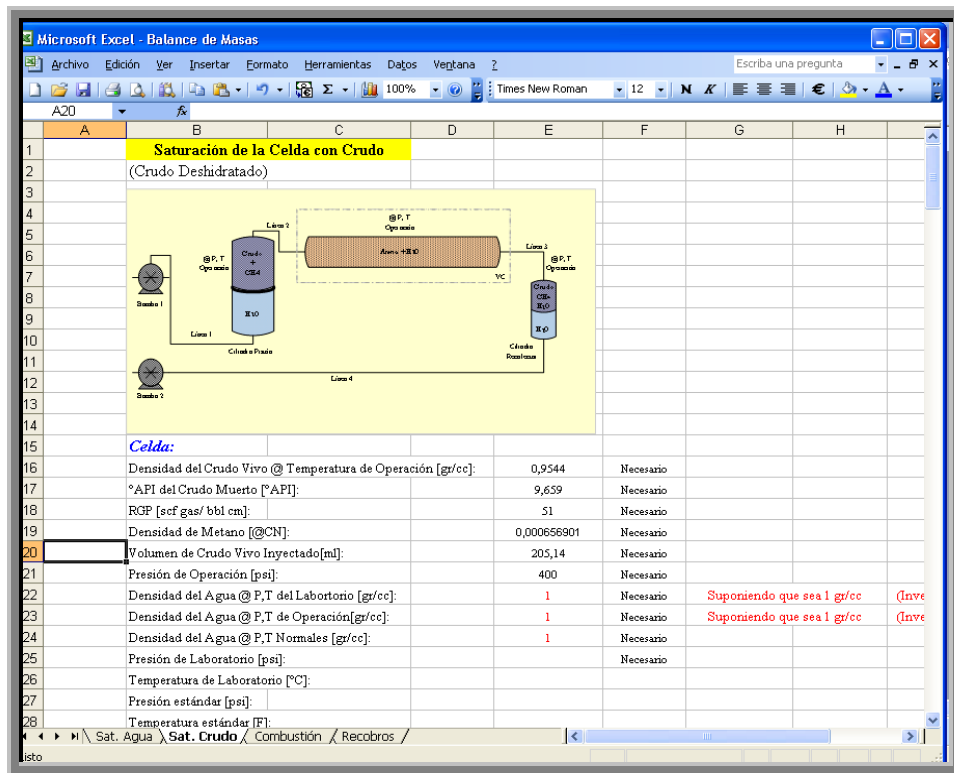


Figura III.8: Balance del Proceso de Saturación con Crudo.

Microsoft Excel - Balance de Masas

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Datos Ventana ?

Escriba una pregunta

100%

Times New Roman 12

A	B	C	D	E	F	G	H
30							
31		Cilindro Recolector (salchicha):					
32		Peso de la Celda + Crudo Vivo + Agua Residual [gr]:		6131		Necesario	
33		Peso de la Salchicha + Crudo Vivo + Agua Recolectada[gr]:		1593		Necesario	
34		Volumen de Agua en la Salchicha [ml]:		280		Necesario	
35		Peso de la Salchicha + Crudo Muerto [gr]:		1322		Necesario	
36		Peso de la Salchicha [gr]:		1279		Necesario	
37		Volumen de Crudo Muerto en la Línea de Salida [cc]:		8,5		Necesario	
38		Masa de Crudo Muerto que salió de la Celda		51,52		Calculado	
39		Masa de Crudo Vivo Recuperado [gr]:		51,83		Calculado	
40		Masa de Crudo Vivo Inyectado [gr]:		195,79		Calculado	
41		Masa de Crudo Vivo en la Celda [gr]:		143,96		Calculado	
42		Volumen de Crudo Vivo en la Celda @CY [cc]:		150,84		Calculado	
43		Volumen de Agua en la Celda @CY [cc]:		1,16		Calculado	
44		Masa Crudo Muerto en la Celda [gr]:		143,11		Calculado	
45		Masa Gas Disuelto [gr]:		0,85		Calculado	
46							
47		Saturaciones de Crudo y Agua [%]:					
48		Saturación de Crudo [%]:		99,23		Calculado	
49		Saturación de Agua [%]:		0,77		Calculado	
50							
51							
52							

\\ Sat. Agua \ Sat. Crudo \ Combustión \ Recobros

Figura III.8A.

Microsoft Excel - Balance de Masas

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Datos Ventana ?

Escriba una pregunta

100%

Times New Roman 12

A	B	C	D	E	F	G	H
54		Cálculo de la Masa de Crudo Muerto que Sale de la Celda:					
55		Se sabe que:					
56		$\rho = \frac{m}{V} \Rightarrow m = \rho \times V \quad (Ec. 1)$					
57							
58							
59		Por lo tanto:					
60							
61		$M_{CM(Sale_de_Celda)} = (P_{Salchicha+CM} - P_{Salchicha}) + V_{CM(Linea_Salida)} \times \rho_{CM} \quad (Ec. 2)$					
62							
63							
64		Por otro lado,					
65							
66							
67		$GE_{Disu\ddot{a}o} = \frac{\rho_{Disu\ddot{a}o}}{\rho_{Agua}} \quad (Ec. 3)$					
68		$GE_o = \frac{141.5}{131.5 + \textcircled{A}PI} \quad (Ec. 4)$					
69							
70							
71		Entonces, igualando las expresiones (Ec.3) y (Ec.4):					
72							
73		$\frac{\rho_{CM}}{\rho_{Agua@P,T_lab}} = \frac{141.5}{131.5 + \textcircled{A}PI} \Rightarrow \rho_{CM} = \left(\frac{141.5}{131.5 + \textcircled{A}PI} \right) \times \rho_{Agua@P,T_lab} \quad (Ec. 5)$					
74							
75							
76							

\\ Sat. Agua \ Sat. Crudo \ Combustión \ Recobros

Figura III.8B.

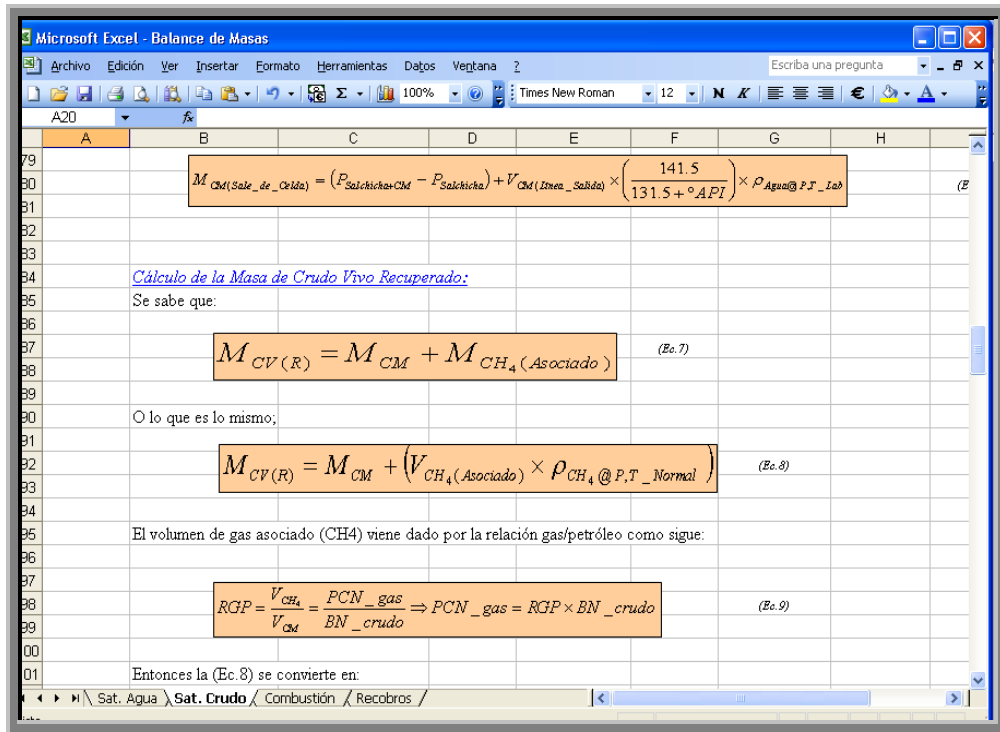
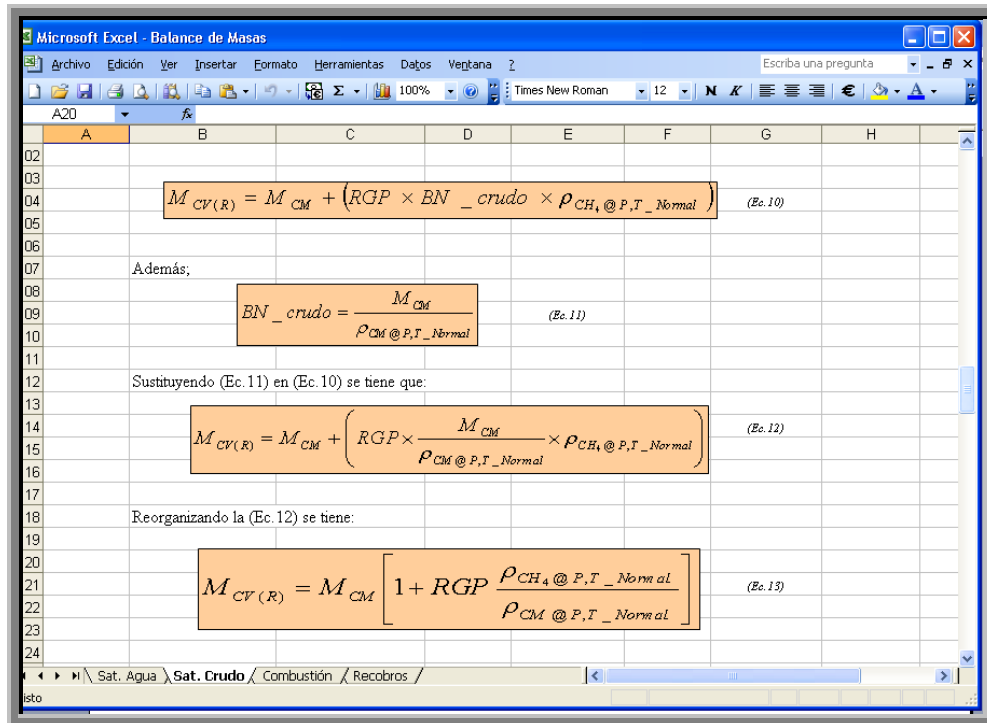


Figura III.8C.



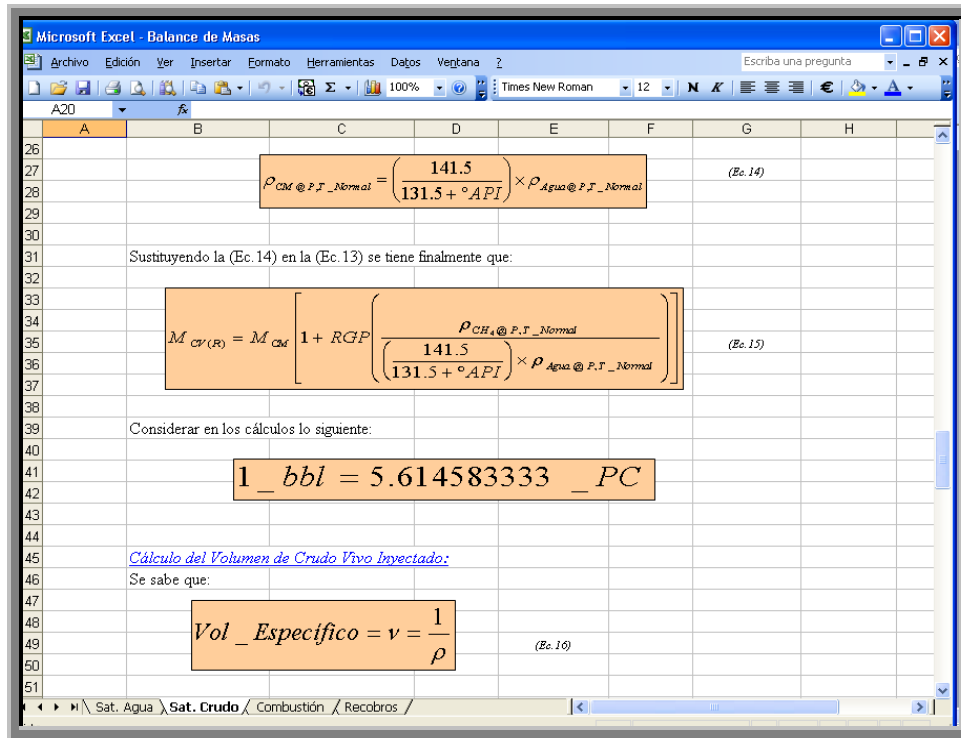


Figura III.8E.

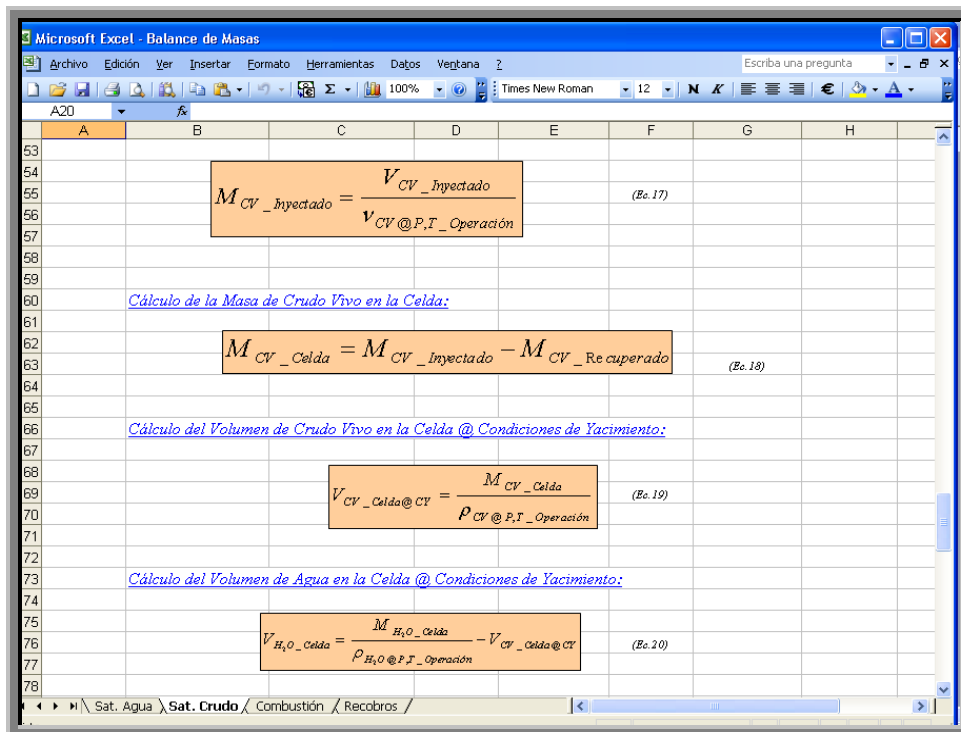
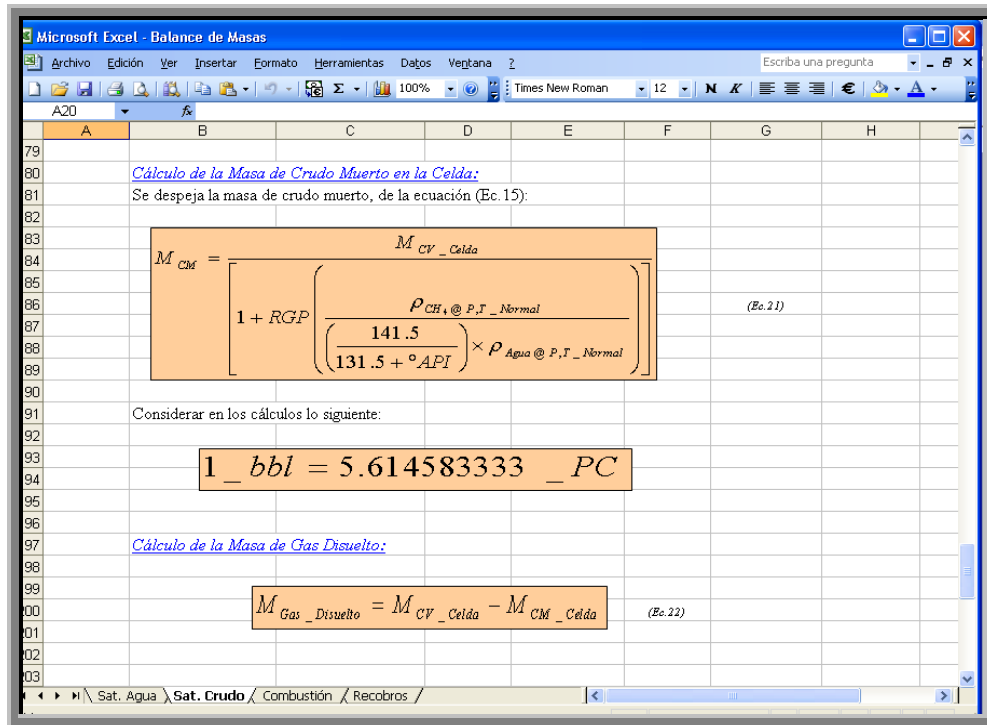


Figura III.8F.



3.3.6.3. Combustión In Situ:

Algunos de los parámetros indispensables para el balance del experimento de combustión son derivados de la saturación con agua y la saturación con crudo de la Celda. Sin embargo muchos de los cálculos requieren de los datos que proporcionan los análisis de los resultados de la prueba, es decir, el análisis de los fluidos obtenidos. Las figuras que se muestran a continuación identificadas como: III.9, III.9A, III.9B, III.9C, III.9D, III.9E, III.9F, III.9G, III.9H, III.9I, III.9J y III.9K exponen la metodología de cálculo empleada, las ecuaciones utilizadas y el cómputo como tal para la determinación de las variables que intervienen en el balance general de los ensayos de combustión in situ en el laboratorio. Se proporcionan los datos requeridos y los análisis solicitados de donde se derivan dichos datos. Por ultimo en la Figura III.9L se muestra la deducción de los recobros producto del empuje, expansión térmica y combustión. Además se agrega un diagrama torta generado del resultados de dichos recobros.

Componentes	Masa [gr]	Densidad [gr/cc]	Volumen [cc]	Peso Molecular [gr/gr-mol]	Moles
Livianos	18,5322984	0,89120	20,79	223	0,08
Medianos	48,0838011	0,94800	50,72	340	0,14
Pesados	76,4904515	1,05640	135,47	1155	0,12
CH4	0,8518518	0,00066	1296,77	16	0,05
H2O	1,16345052	1,00000	1,16	18	0,06
N2	147,347969	0,00115		28	
O2	44,7475925	0,00131		32	
	337,217415				
°API del Crudo Muerto			9,659		
RGP [R3/bbls]			51		
Masa Crudo Muerto [gr]			143,11		
Cálculo de Livianos:					
Temperatura del Corte [°C]:			310	Necesario	
% p/p de Livianos (TEAE):			12,95	Necesario	
Masa Inicial de Livianos [gr]:			18,53	Calculado	
Volumen Inicial de Livianos [cc]:			20,79	Calculado	
Moles Inicial de Livianos [grmol]:			0,08	Calculado	

Figura III.9: Balance del Proceso de ISC.

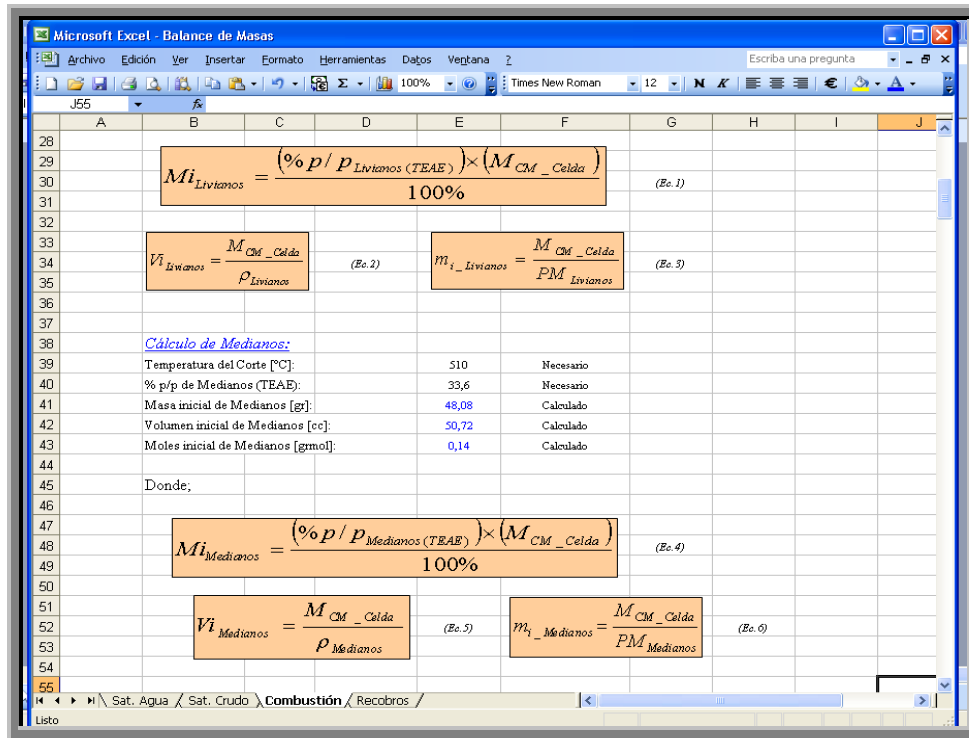


Figura III.9A.

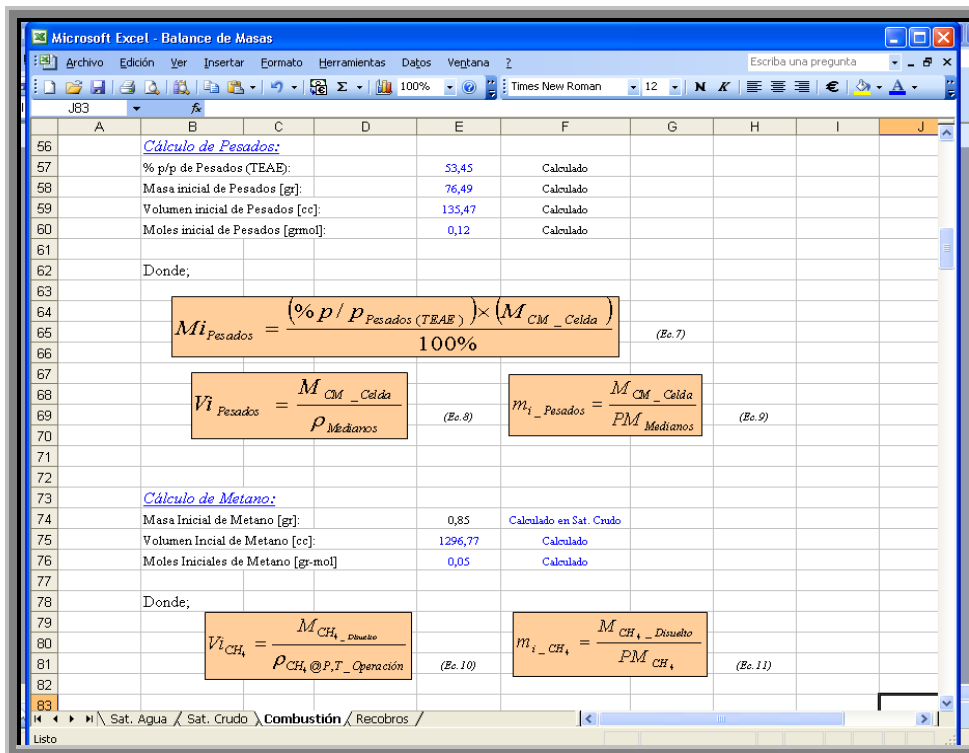


Figura III.9B.

	A	B	C	D	E	F	G	H
84								
85		<u>Cálculo de Agua:</u>						
86		Masa Inicial de Agua [gr]:			1,16	Calculado en Sat. Crudo		
87		Volumen Inicial de Agua [cc]:			1,16	Calculado		
88		Moles Iniciales de Agua [gr-mol]:			0,06	Calculado		
91		<u>Cálculo de Nitrógeno y Oxígeno:</u>						
92		Volumen de Aire Inyectado [sec]:			162810,18	Necesario		
93		%v/v de Nitrógeno			79	Necesario		
94		Volumen Inicial de Nitrógeno [cc]:			128620,04	Calculado		
95		Masa Inicial de Nitrógeno [gr]:			147,35	Calculado		
96		Moles Iniciales de Nitrógeno [gr-mol]:			5,26	Calculado		
97		Volumen Inicial de Oxígeno [cc]:			34190,14	Calculado		
98		Masa Inicial de Oxígeno [gr]:			44,75	Calculado		
99		Moles Iniciales de Oxígeno [gr-mol]:			1,40	Calculado		

Figura III.9C.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
103		<u>Productos</u>									
104		Componentes	Masa [gr]	Densidad [gr/cc]	Volumen [cc]	Peso Molecular [gr/gr-mol]	Moles				
105		Livianos	17,62	0,89120	19,77	223	0,08				
106		Medianos	38,91118	0,94800	41,05	340	0,11				
107		Pesados	58,32083	1,05640	55,21	1155	0,05				
108		CH4	0,48141707	0,00066	0,48	16	0,03				
109		H2O	13,4967468	1,00000		18					
110		N2	130,529215	0,00115		28					
111		O2	8,21313196	0,00131		32					
112		CO2	30,0444966	0,00181		44					
113		CO	4,7019184	0,00114		28					
114		H2S	0	0,04771		34					
115		Coque	0,263	1,00000	0,263	12	0,02				
116			302,58								
117											
118											
119		Datos de Líquidos Producidos									
120		Masa Neta de Crudo Muerto [gr]:			114,85	Masa total de crudo de los líquidos producidos (todas las muestras)					
121		Masa Neta de Agua [gr]:			26,2	Masa total de agua de los líquidos producidos (todas las muestras)					
122											
123											
124		<u>Cálculo de Livianos:</u>									
125		% p/p de Livianos (TEAE):			15,34	Del análisis de Destilación Simulada					
126		Masa Final de Livianos [gr]:			17,62						
127		Volumen Final de Livianos [cc]:			19,77						
128		Moles Finales de Livianos [grmol]:			0,08						

Figura III.9D.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
132											
133		<u>Cálculo de Medianos:</u>									
134					33,88	Del análisis de Destilación Simulada					
135					38,91						
136					41,05						
137					0,11						
138											
139											
140											
141		<u>Cálculo de Pesados:</u>									
142					30,78	Del análisis de Destilación Simulada					
143					38,32						
144					55,21						
145					0,05						
146											
147		<u>Cálculo de Agua Formada por Combustión:</u>									
148					1,40						
149					16621,66	Del análisis de los gases producidos (Cromatógrafo)					
150					0,68						
151					4107,66	Del análisis de los gases producidos (Cromatógrafo)					
152					0,08						
153					6275,38	Del análisis de los gases producidos (Cromatógrafo)					
154					0,26						
155					13,30						
156					13,30						
157					0,75						
158											
159											

Figura III.9E.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
162		Los moles de oxígeno en el aire inyectado viene dado por:									
163											
164		$n_{O_2_inyectado} = (0,21) \times V_{Aire_inyectado} \times \frac{\rho_{O_2}}{PM_{O_2}} \quad (Ee. 12)$									
165											
166											
167		(0,21): fracción de oxígeno en el aire inyectado									
168											
169											
170		Los moles de oxígeno en el CO2 viene dado por:									
171											
172		$n_{O_2_CO_2} = V_{CO_2_producido} \times \frac{\rho_{CO_2}}{PM_{CO_2}} \quad (Ee. 13)$									
173											
174											
175											
176											
177		Los moles de oxígeno en el CO viene dado por:									
178											
179		$n_{O_2_CO} = V_{CO_producido} \times \frac{\rho_{CO}}{PM_{CO}} \quad (Ee. 14)$									
180											
181											
182											
183											
184		Los moles de oxígeno sin reaccionar viene dado por:									
185											
186		$n_{O_2_No_Reaccion} = V_{O_2_producido} \times \frac{\rho_{O_2}}{PM_{O_2}} \quad (Ee. 15)$									
187											
188											

Figura III.9F.

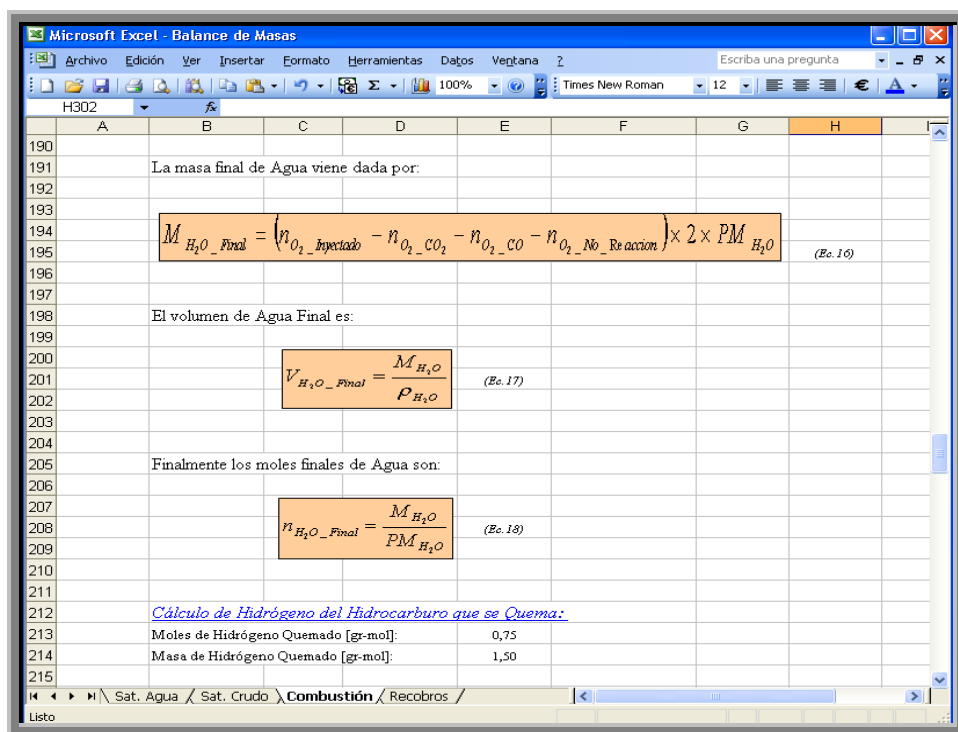


Figura III.9G.

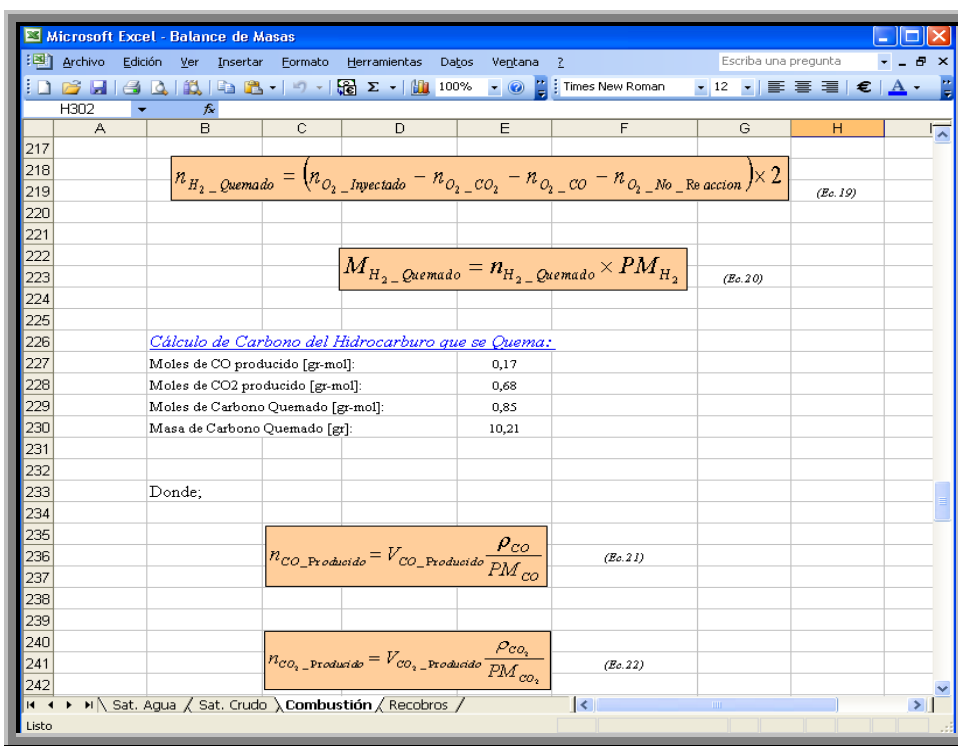


Figura III.9H.

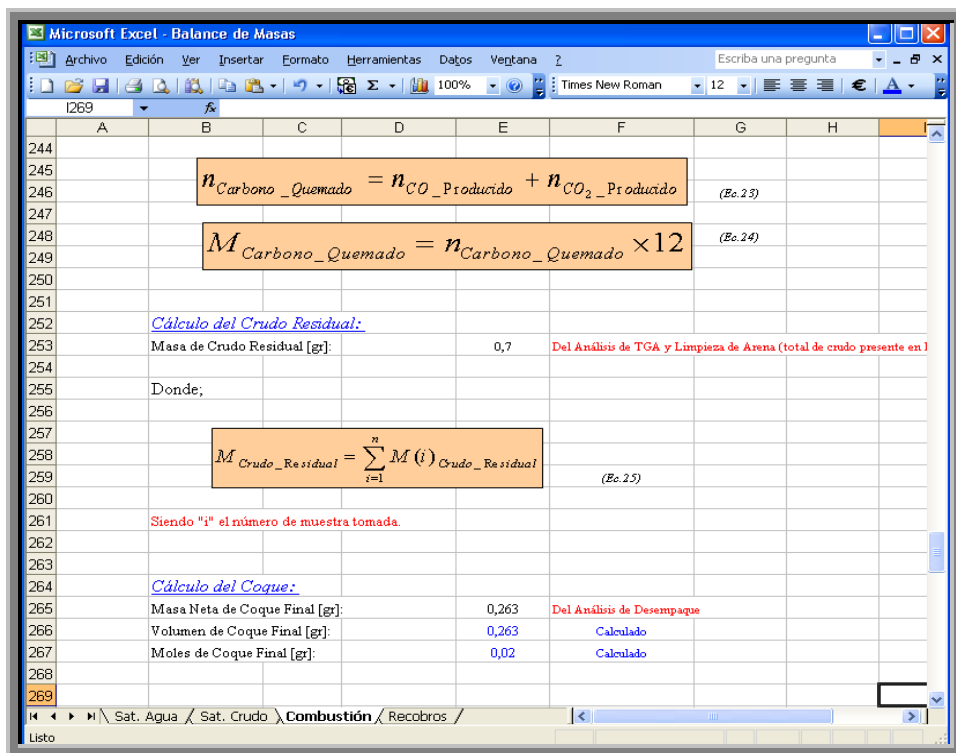


Figura III.9I.

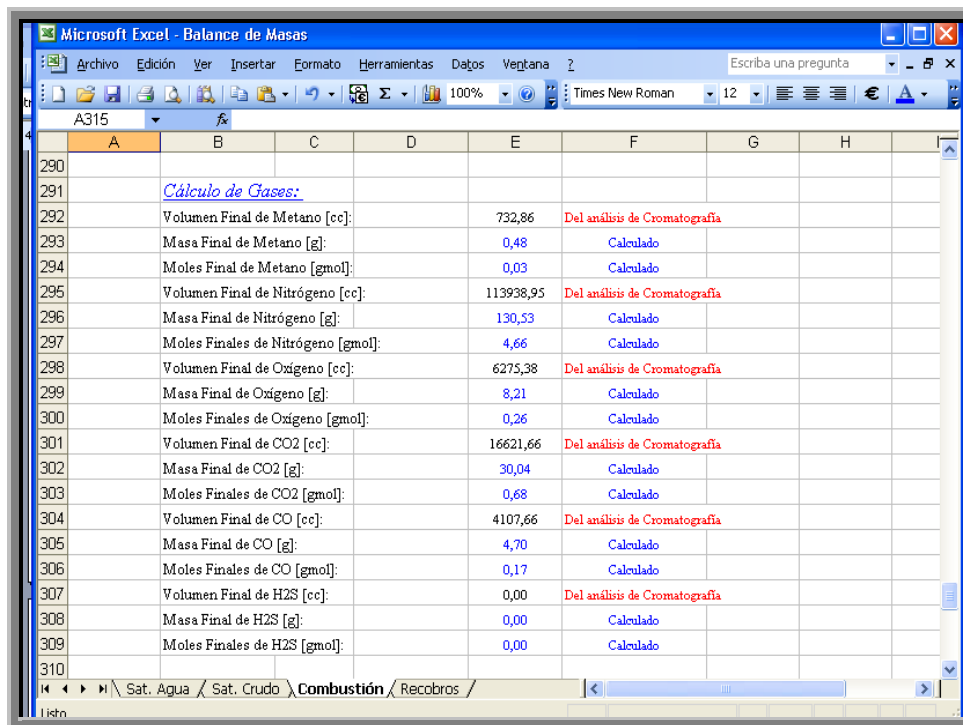


Figura III.9J.

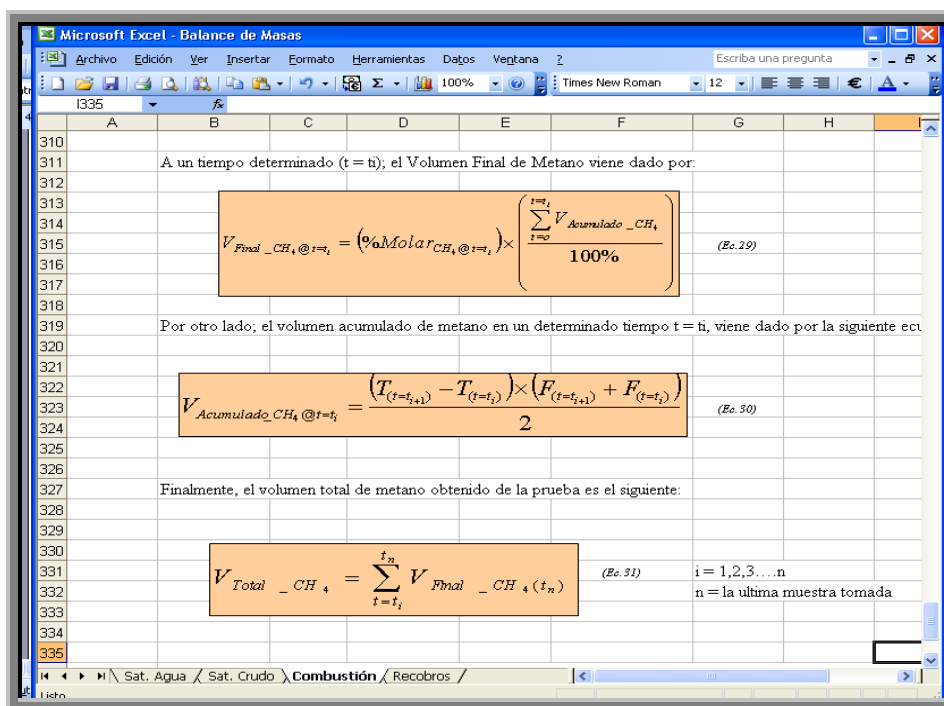


Figura III.9K.

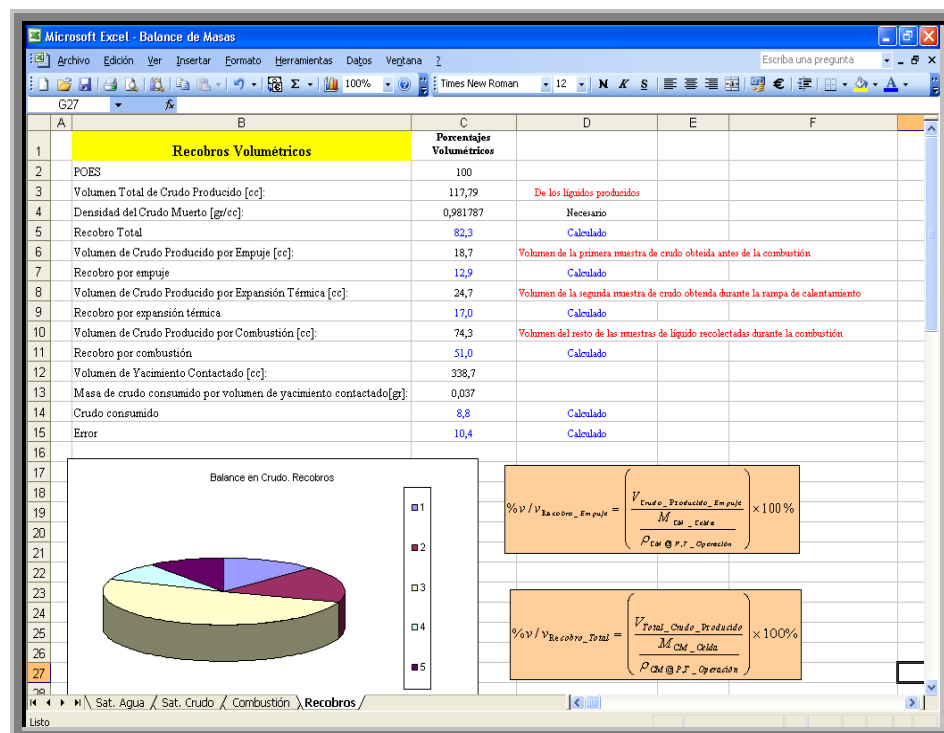


Figura III.9L.

Las hojas de cálculo son una herramienta cómoda y sencilla para obtener resultados de manera mucho más rápido y facilitar el análisis de los mismos.

3.4. Resultados de la Elaboración del Plan de Muestreo y Análisis:

Todo el balance de masas realizado al procedimiento de saturación con agua, saturación con crudo y al proceso de combustión in situ, permite deducir el tipo de análisis requerido para la cuantificación y evaluación de los fluidos producidos durante la prueba. Como se observa en la metodología el criterio a utilizar para el muestro de los fluidos es el siguiente:

- Tomar muestra de la producción de líquido debido al desplazamiento generado por el gas inerte (helio o nitrógeno) inyectado antes del suministro de aire.
- Tomar muestra de líquido producido gracias al proceso de expansión térmica generado por la rampa de calentamiento.
- Tomar muestra desde el comienzo de la combustión hasta el final de la prueba.
- Tomar muestras de la arena resultante del proceso de combustión mientras es desempacada la celda.
- Las muestras deben ser enumeradas y plenamente identificadas con la hora a la cual se recolectan.

Cabe advertir que, aún cuando los criterios antes mencionados son situaciones claves para el muestreo de los fluidos producidos, una vez iniciada la prueba se deberán tomar muestras de todo fluido que se produzca independientemente de encontrarse o no en los eventos citados. Posterior a ello, cada una de las muestras deberá someterse a los siguientes análisis, según algunas de las normas propuestas en cada caso:

- Gravedad API, ASTM D-1298.

- Viscosidad Cinemática, ASTM D-445.
- Porcentajes de Agua y Sedimentos presentes en el crudo, ASTM D-4007.
- Destilación Simulada, ASTM D-6352.
- Análisis SARA, IP-143/90.
- Determinación de Metales, ASTM D-5708.
- Análisis TGA, ASTM D-3850 (Ver también ASTM E-1131).
- Limpieza de Arena, ASTM G-120.

3.5. Resultados de la Redacción De los Procedimientos Experimentales:

En esta sección se describen los procedimientos experimentales mínimos necesarios que conllevan a la ejecución de pruebas de combustión “in situ” a condiciones de yacimiento en celdas de combustión, tubular y tridimensional. Los procedimientos a continuación son producto de la metodología aplicada en este caso ya descrita en la sección metodológica de esta investigación.

3.5.1. Procedimientos Celda Tubular:

3.5.1.1. Recombinación de Crudo.

Este procedimiento consiste llevar la muestra de crudo a utilizar a condiciones de yacimiento. El crudo debe ser recombinado con gas metano a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, debido a que el gas asociado se pierde de las muestras originales de crudo, producto de su extracción del pozo a temperatura ambiente y presión atmosférica.

3.5.1.2. Determinación de la relación gas-petróleo (RGP):

Este método permite cuantificar la cantidad de gas que se encuentra disuelto en una muestra determinada de crudo. Una forma de determinar esto es empleando en el laboratorio un vial que hace la función de separador, donde se recoge la muestra, el cual está conectado a una línea dirigida a un gasómetro, donde se determina el volumen de gas asociado, y otra dirigida a un cilindro de almacenamiento de crudo; la

cantidad de crudo se determina por diferencia en peso del vial antes y después de tomar la muestra de crudo, y el volumen del líquido se determina empleando la densidad de éste, para luego obtener el valor de la relación gas – petróleo.

3.5.1.3. Preparación de la Celda Tubular:

Es el procedimiento más extenso de toda la prueba en general y comprende varias fases: el empaque de la celda, su aislamiento, su presurización y su caracterización. La preparación de la celda constituye una parte fundamental de la ejecución de una prueba de combustión; comprende varios procedimientos que dominan el intervalo de tiempo que transcurre entre pruebas consecutivas.

3.5.1.4. Empaque de la celda:

En esta etapa se reproducen las propiedades porosas del yacimiento, creando un lecho permeable, el cual se logra empacando arena en el interior de la celda. El proceso consiste en tapar una de las caras de la celda dejando el otro extremo abierto para agregar la arena. A las tapas de la celda se le conecta una válvula de aguja respectivamente y la arena se agrega en medida igual y compactada con la ayuda de un martillo y un embudo. Se utiliza una bomba de vacío, para asegurar una mejor compactación de la arena; se coloca el arreglo de termopares correspondientes a cada tramo de la celda y al terminar el vaciado de la arena se cierra el otro extremo abierto.

La Figura III.10 muestra un gráfico que ejemplifica el resultado final luego de empacar la celda con arena. Se puede observar el arreglo de termopares colocados sobre el eje del tubo de combustión.

Durante la fase de empaque es necesario cuidar del esparcimiento de los granos de arena hacia las afueras del tubo ya que esto a la larga puede generar fugas debido a que las tapas no quedarían lo suficientemente selladas por la presencia de estas partículas de arena en los sellos.

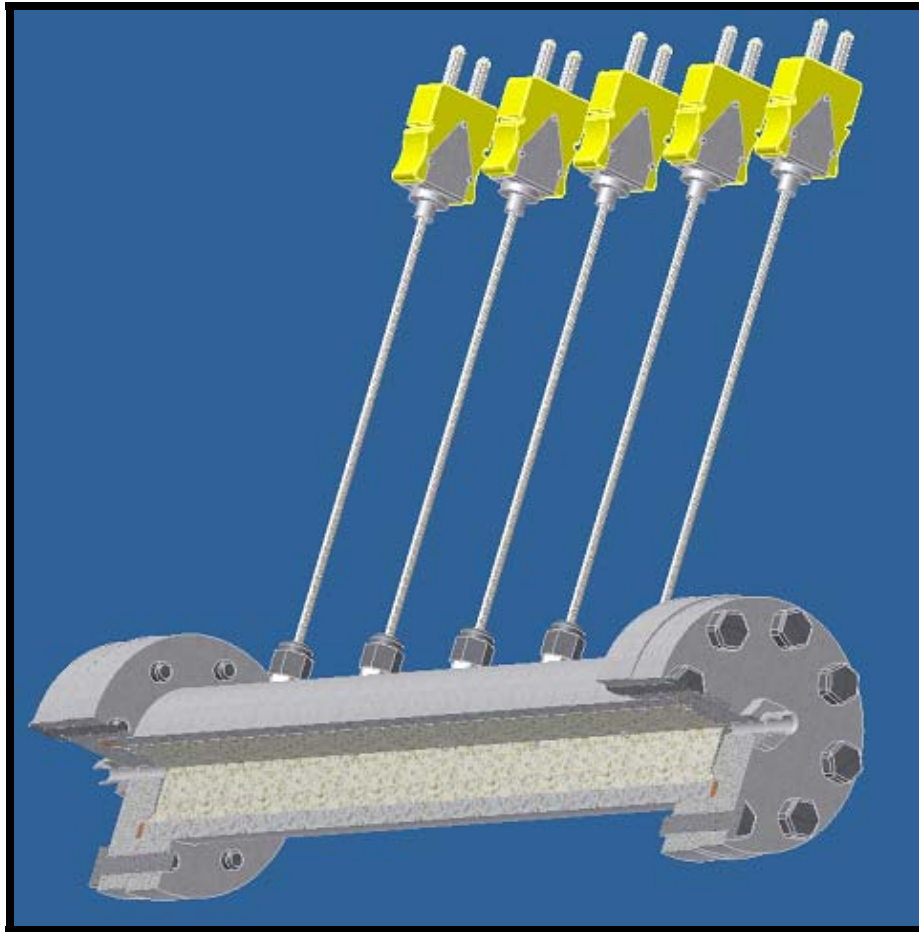


Figura III.10: Celda Tubular de 30 Centímetros Empacada con Arena.

En la Figura III.10 se puede visualizar los pernos o tornillos que sellan ambas tapas de la celda tubular.

3.5.1.5. *Aislamiento de la Celda:*

Con el fin de mantener la celda en condiciones pseudo adiabática durante la realización de la prueba, se colocan resistencias térmicas, las cuales son conectadas a controladores de temperatura, regulados por los 37 termopares de pared. Cada una de las resistencias o calentadores se encuentra asociado a cada termopar usado para medir la temperatura en el eje axial del tubo y en la pared del mismo. Estos calentadores deben controlar que el diferencial de temperatura entre los termopares de

la pared externa del tubo y las termopares del eje axial sean no más de 5°C , siendo mayor aquella temperatura medida en el interior del tubo.

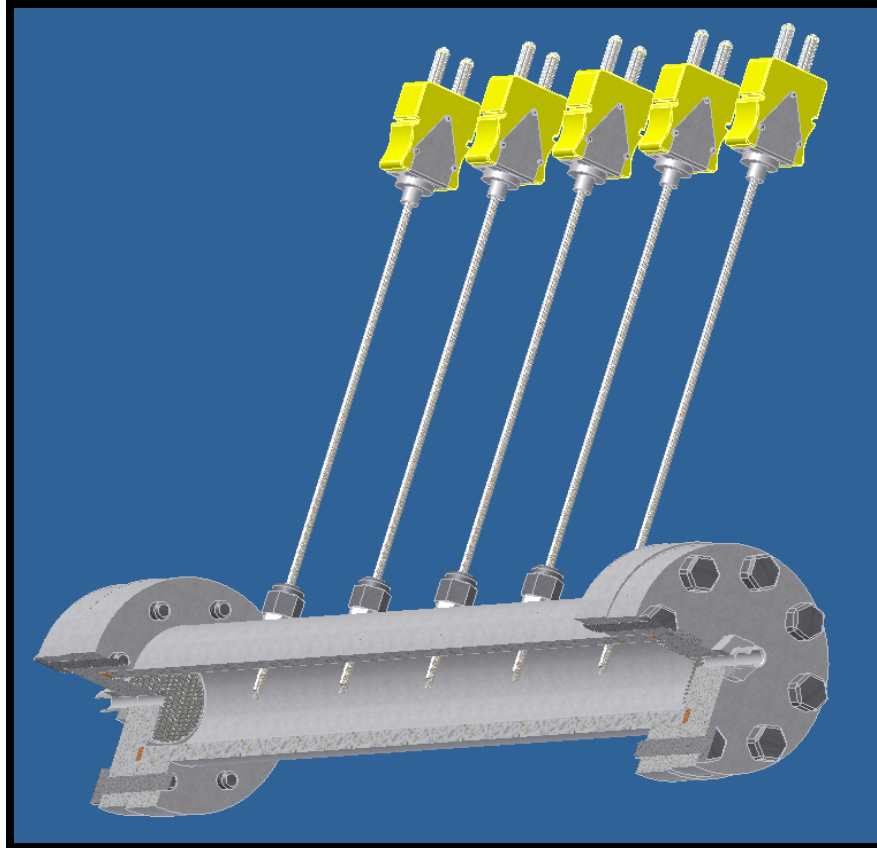


Figura III.11: Celda Tubular de 30 Centímetros.

La Figura III.11 es una representación gráfica de la celda tubular de 30 centímetros utilizada en el laboratorio de procesos térmicos de PDVSA Intevep. En ella se puede observar en arreglo de termopares colocados a lo largo de la celda además de una malla metálica a los extremos de la misma que evita el esparcimiento de la arena hacia fuera de la celda al momento de empacar el tubo y durante los procesos de saturación con agua y crudo. Nótese también la altura a la cual se acoplan los termopares en el interior de la celda, ello indica el punto (eje del tubo) en el cual se registran las temperaturas en el interior de la celda. Haciendo un acercamiento a uno de los extremos de la celda como se aprecia en la Figura III.11.1

se detalla mucho mejor la malla y la altura en el interior de la celda a la cual quedan acoplados los termopares.

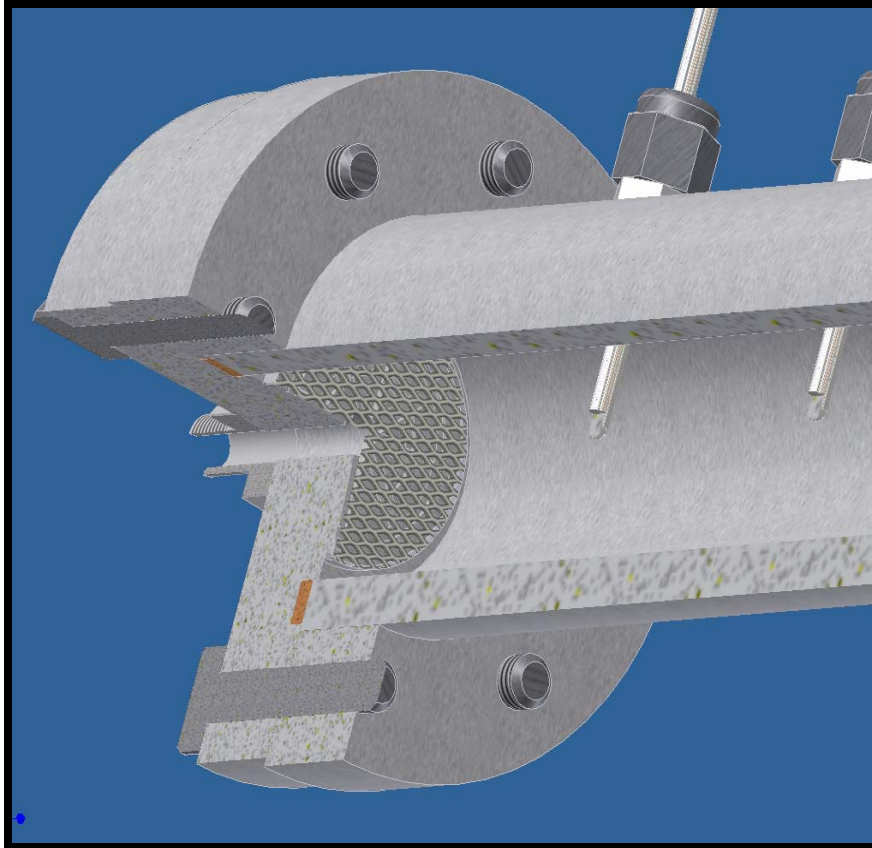


Figura III.11.1: Acercamiento a uno de los Extremos de la Celda Tubular de 30 Centímetros.

3.5.1.6. *Presurización de la Celda:*

Este procedimiento consiste llevar el tubo una vez empacado y aislado a la caja de presurización, la cual responderá a las altas presiones generadas en el sistema evitando así cualquier eventualidad de sobre-presión. El procedimiento de presurización incluye los siguientes aspectos:

1. Una vez empacada la celda, el tubo se coloca verticalmente en una camisa de presurización.
2. Antes de introducir el tubo a la chaqueta, éste debe contener el sistema de aislamiento para mantener las condiciones pseudo adiabáticas.

3. El espacio anular entre la pared externa del tubo y la pared interna de la camisa de presurización se empaqa con aislante térmico granular de granos muy fino como la Perlita (para pruebas a alta presión).
4. En caso de realizar pruebas a baja presión el tubo se coloca dentro de una caja de aluminio y el espacio anular se empaqa con aislante térmico granulado tal como la Vermiculita.
5. En la medida que se va presurizando internamente el tubo de combustión hasta llegar a la presión de operación, simultáneamente se va presurizando el espacio anular con gas inerte, específicamente Helio (también se puede utilizar Nitrógeno pero con mayor cuidado).
6. Un dispositivo de regulación automática mantiene la presión del espacio anular igual a la presión del aire inyectado en el tubo de combustión.
7. El material aislante protege el ensamblaje del tubo contra las pérdidas de calor en el espacio anular, que es presurizado con helio.
8. Finalmente se completa el ensamblado del tubo.

La Figura III.12 ilustra los componentes que forman el ensamblaje final de la celda tubular con camisa de presurización. También se muestra los calentadores externos colocados a lo largo de la celda, el aislante térmico y termopares.

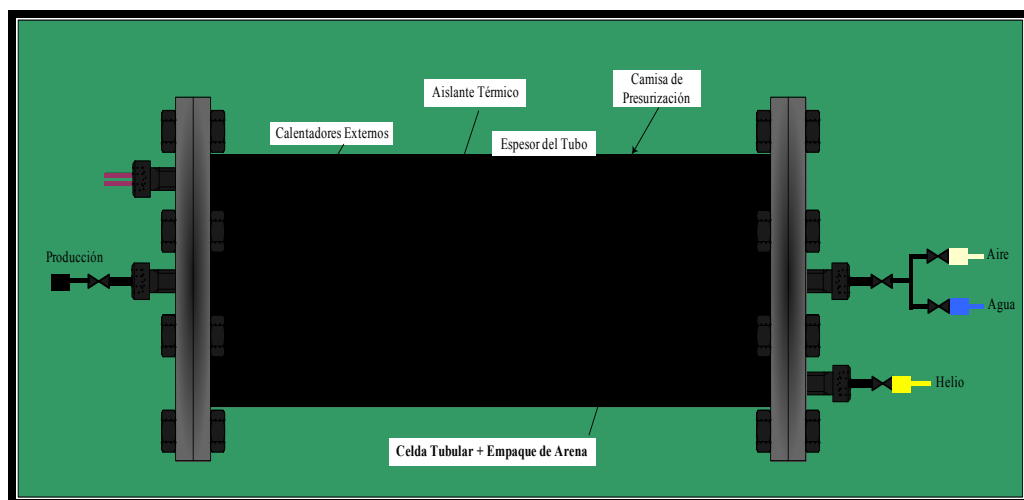


Figura III.12: Celda Tubular con Camisa de Presurización.

Otra parte importante que se puede ver en la Figura III.12 son los conectores que permiten la entrada y salida de los fluidos de inyección y producción.

3.5.1.7. *Caracterización de la Celda:*

Se debe realizar la medición de la permeabilidad al gas para saber que tan permeable es el empaque creado dentro de la celda, en presencia de helio. De igual manera se satura la celda con agua para representar el contenido de agua residual luego del proceso de saturación con crudo. También es necesario medir la permeabilidad al agua y al crudo para verificar que el empaque no haya sufrido alguna alteración producto de los procesos de saturación. Por último es necesario cuantificar las cantidades en masas de agua y crudo contenidas en la celda. Estos parámetros establecerán las condiciones iniciales de la prueba.

3.5.1.8. *Durante la prueba de combustión:*

1. Se debe operar el tubo en forma vertical para minimizar los efectos de segregación gravitacional de los fluidos.
2. La inyección de fluidos comienza desde el tope del tubo.
3. Cada calentador debe tener asociado un termopar dual, para conectarlo a la pared externa del tubo y al eje central del mismo. Esta combinación no solo minimiza las pérdidas de calor radial sino que permite también que los calentadores no sostengan y/o dirijan el proceso. Esto es realizado por mantenimiento de temperatura del eje central más alta que la temperatura en la pared del tubo. Esto se logra mediante la observación de ambas temperaturas por cada zona de calentamiento y ajustando la potencia de los correspondientes calentadores.
4. Al tubo empacado se le inyecta gas inerte a presión y temperatura ambiente, a una baja tasa suficiente para prevenir canalización y taponamiento.
5. Luego se presuriza el tubo con helio a la presión requerida y se chequea si hay fugas. La camisa de presión fue presurizada simultáneamente con helio.

6. Luego monitorear la presión, se calienta el empaque a la temperatura de yacimiento inyectando de nuevo nitrógeno en el tubo. La composición del gas producido se monitorea continuamente y se recolecta el líquido que pueda desplazarse hacia fuera del tubo producto de la expansión térmica.
7. En caso de utilizar un calentador que induzca la ignición del crudo, durante el experimento de combustión seca se debe comenzar calentando el borde y el extremo de entrada del tubo hasta que el termopar interno de esta sección indique una temperatura entre 600 y 800°F (316 - 427 °C).
8. Una vez alcanzada la temperatura de yacimiento en todo el tubo y no se detecta la producción de líquidos, se activan los calentadores para ignición al inicio de la tapa del tubo. El caudal de nitrógeno se incrementa gradualmente hasta el valor del caudal de aire diseñado para la prueba. Cuando la temperatura en la zona de ignición es aproximadamente de 750°F se detiene la inyección de nitrógeno y se inicia la inyección de aire.
9. Los líquidos producidos durante esta etapa se recolectan y se monitorea la composición del gas de a la salida. Este último paso no es sólo para reducir al mínimo el LTO sino que también disminuir cualquier tendencia de líquido tapón y conduce a la estabilización rápida del proceso de combustión.
10. La ignición la indica un aumento en la cantidad de bióxido de carbono en el gas efluente, así como el incremento ascendente en el perfil de temperatura.
11. Se obtienen muestras de gas de salida periódicamente desde principio a fin de la corrida y son guardadas para el análisis de espectrometría de masa.
12. También se realizan análisis Orsat del gas de salida para determinar las concentraciones de dióxido de carbón, oxígeno y monóxido de carbón.
13. Se debe obtener datos adicionales periódicamente como el gas acumulado, producción de agua y petróleo, presión de inyección, presión en la entrada del tubo y presión en la chaqueta de presurización.
14. El perfil de temperaturas queda registrado automáticamente.
15. Se programa el computador personal para registrar a intervalos de 30 segundos las lecturas de los analizadores de gas, el flujo y presión del gas

inyectado, la tasa de gas producido y registrar la concentración de nitrógeno cada 6 minutos.

Para el caso de combustión húmeda:

16. Se realizan los pasos descritos anteriormente desde punto 6 hasta el punto 8 para minimizar la LTO. Entonces, después de que el tubo entero esté a la temperatura del yacimiento y no más líquidos son producidos, se disminuye el caudal de nitrógeno y comienza la inyección de agua. El flujo de agua se incrementa gradualmente hasta igualar la relación agua-nitrógeno (WNR) a la relación agua-aire deseada. Teniendo flujo simultáneo de agua y nitrógeno en el empaque a temperatura de yacimiento queda simulado el evento aguas abajo del frente de combustión en un elemento finito del yacimiento.
17. Próximo a esto, con nitrógeno y agua fluyendo, se inicia el calentamiento de la zona de ignición del tubo empacado. Cuando se alcanza la temperatura al nivel deseado se detiene el flujo de nitrógeno y comienza la inyección de aire. El caudal de ambas corrientes (agua y aire), se ajustan gradualmente hasta que ambos fluidos fluyan en el empaque a la tasa de aire y a la relación agua-aire (WAR) deseada. La ignición se logra sin ninguna dificultad. Este procedimiento, el cual fue corroborado por Garon, permite iniciar y propagar el frente de combustión de las pruebas de combustión húmeda sin ningún problema. Con este procedimiento no ocurren problemas de efecto transitorio y transferencia térmica que se generaban en la entrada del tubo según lo divulgaron Smith y Perking en sus experimentos de combustión húmeda a alta presión. Puede darse el caso de conseguir aire atrapado mientras se comprime el material en el tubo, por tal razón es de suma importancia tener un flujo continuo con nitrógeno hasta que comienza la inyección de aire, para minimizar el grado de LTO que ocurren en el tubo antes de la ignición.
18. El resto de los procedimientos se indican según lo establecido desde el punto 10 hasta el 14.

3.5.2. Procedimientos Celda Tridimensional:

3.5.2.1. Preparación de la Celda Tridimensional:

La preparación de esta celda comprende tres etapas; empaque, aislamiento y caracterización. La redacción de los procedimientos que corresponden a la celda tridimensional se basan prácticamente en las referencias consultadas según experimentos de este tipo y que están sujetos a cambios posteriores de acuerdo a al plan de ejecución de dichas pruebas.

3.5.2.2. Empaque de la celda 3D:

Al igual que en la celda tubular este procedimiento sólo consigue reproducir las propiedades porosas del yacimiento. El proceso es diferente a la forma de empaque de la celda tubular, puesto que se desea realizar distintos empaques de acuerdo a la presión de operación. Para ello se redacta continuación los pasos a realizar en caso de operar bajo condiciones de alta presión y baja presión.

Pruebas a Baja Presión:

1. En caso de tener muestras (núcleos) de yacimiento, éstas deben ser trituradas a fin de obtener la cantidad de arena necesaria para la prueba.
2. Luego de tener la cantidad de arena requerida, ésta se coloca en un horno para secarla a una temperatura aproximadamente de 115°C.
3. Mezclar a temperatura ambiente cierta cantidad de arena preparada y agua en un sistema cerrado con polietileno. Esto con el fin de minimizar la evaporación de componentes líquidos durante la mezcla. Puede darse el caso de que la mezcla sea de arena, arcilla y salmuera sintética.
4. Cierta cantidad de crudo se añade al agregado anterior hasta obtener una mezcla homogénea. Las cantidades de agua, arena y crudo establecidas se determinan a partir de la porosidad y las saturaciones de agua y crudo deseadas en la celda combustión.
5. Antes de empacar la celda con arena, se adhiere a la superficie interna de la misma una capa aislante de fibra de cerámica de seis milímetros de espesor la

cual, aparte de mejorar las condiciones adiabáticas, simula la superposición de los estratos subyacentes de la roca de un yacimiento real. De esta manera se reducen las pérdidas de calor hacia los alrededores.

6. La celda debe colocarse en forma vertical con la parte abierta hacia arriba.
7. El empaque se realiza manualmente comprimiendo capas gruesas de dos centímetros de arena de yacimiento comenzando desde el extremo de producción hasta el inicio de inyección.

Pruebas a Alta Presión:

1. Se repiten los pasos 1 y 2 del procedimiento anterior.
2. Repetir el paso 1 del procedimiento de empaque de la celda tubular.
3. Escoger 60 termopares espaciados 5 centímetros entre sí.
4. Verificar el funcionamiento de los termopares con el regulador de temperatura.
 1. Colocar 1 malla metálicas en la tapa de la celda.
 2. Pesar la celda, tapas, válvulas, termopares y tornillos y anotar.
 3. Colocar la celda en posición vertical con la cara abierta hacia arriba.
 4. Repetir el paso 5 del procedimiento anterior.
 5. Repetir los pasos del 9 al 17 del procedimiento de empaque de arena de la celda tubular.
 6. Repetir los pasos del 20 al 22 del procedimiento de empaque de la celda tubular.

3.5.2.3. Aislamiento de la Celda 3D:

Del mismo modo que en la celda tubular también se desea mantener las condiciones pseudo adiabáticas durante la realización de la prueba. Para ello se deben considerar los siguientes aspectos:

1. Luego de realizar el empaque y colocados los termopares se procede a cerrar la celda. Estos termopares deben quedar dentro de la celda, en tres niveles: TOPE, MEDIO y BASE, separados a 2, 5 y 8 centímetros desde el tope de la celda. El

espacio entre cada termopar en las paredes de la celda, es de cinco centímetros entre si (Figura III.13).

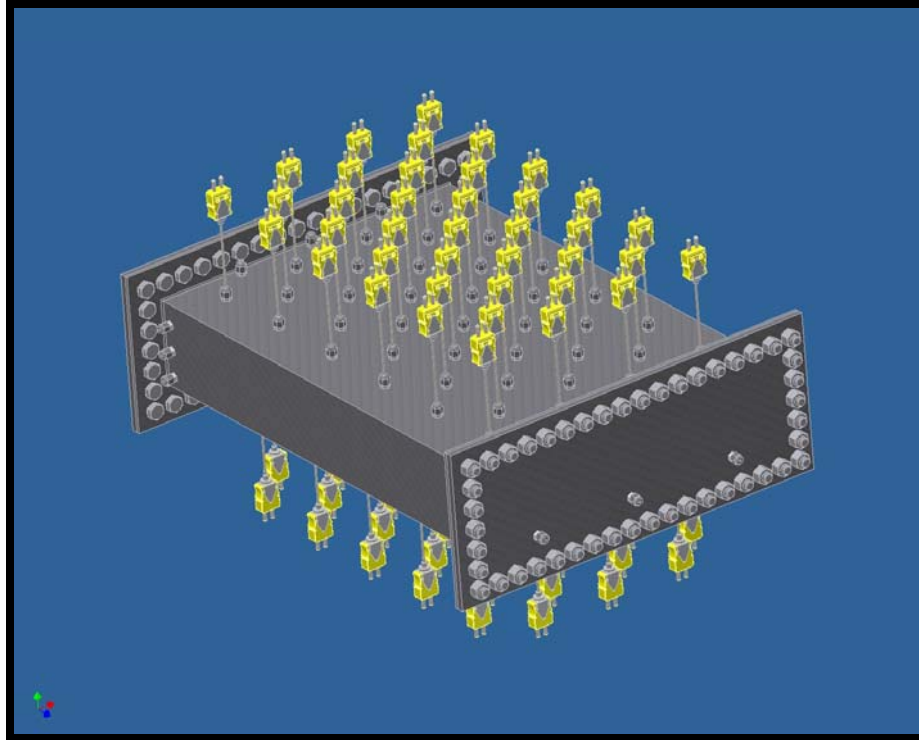


Figura III. 13: Celda 3D con Arreglo de Termopares.

2. Para compensar las pérdidas de calor y mantener la temperatura de la celda en condiciones adiabáticas, se colocan calentadores tipo cinta alrededor de la misma. El calor emanado es controlado manualmente, según la temperatura máxima de combustión y la temperatura en la pared de la celda. La temperatura de la pared se mantiene a unos pocos grados centígrados (5°C) menor que la temperatura en el interior de la arena.
3. Se coloca un calentador en el tope del empaque de arena a la altura del extremo final del pozo inyector, para aumentar la temperatura en la región del pozo inyector a la temperatura de ignición (ver figura).
4. Las temperaturas de los termopares se archivan en una computadora para crear el perfil de temperaturas de la celda durante la prueba.

3.5.2.4. Configuración de los pozos:

1. Se colocan los pozos, según la configuración elegida, que simulan la inyección de aire en el extremo de entrada de fluidos de la celda.
2. Se coloca el pozo productor en el extremo contrario (sección de producción) de la celda (ver Figuras III.14, III.14.1, III.14.2).
3. Antes de colocar los pozos de inyección y producción de acero inoxidable, éstos se perforan haciendo hoyos de cuatro milímetros de diámetro y a su vez se envuelven con una malla metálica de 100 mesh (0.15 mm) para evitar la entrada de arena hacia los agujeros.
4. Se coloca el pozo inyector en la parte alta de la celda, mientras que el pozo productor se coloca en la parte baja de la celda de prueba con el extremo del “pie” separado levemente (1cm) del pozo inyector.

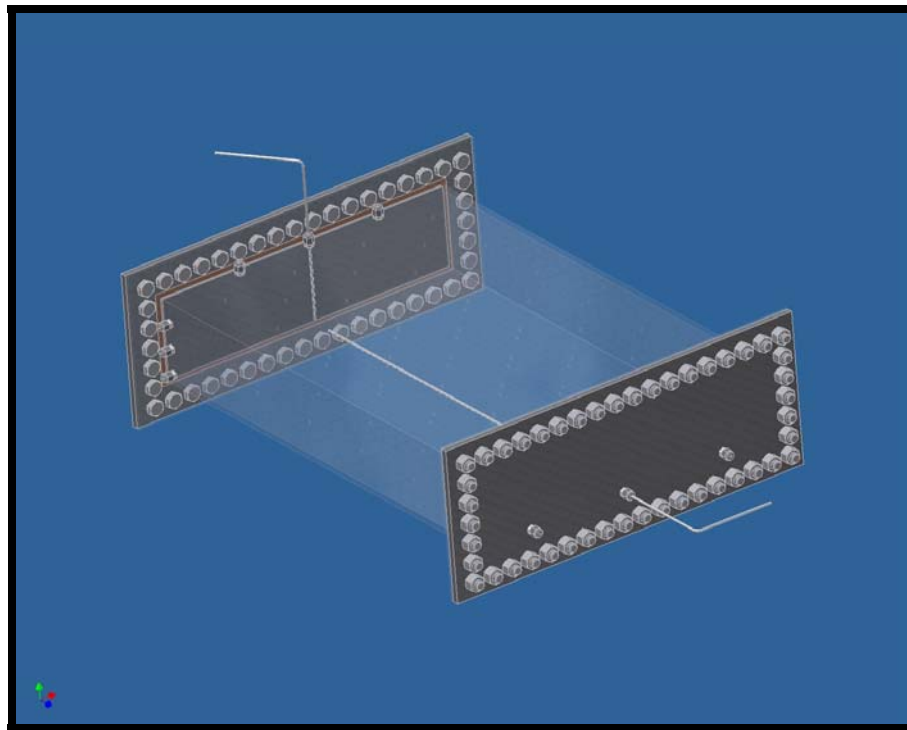


Figura III. 14: Celda 3D con Configuración de Pozos VIHP.

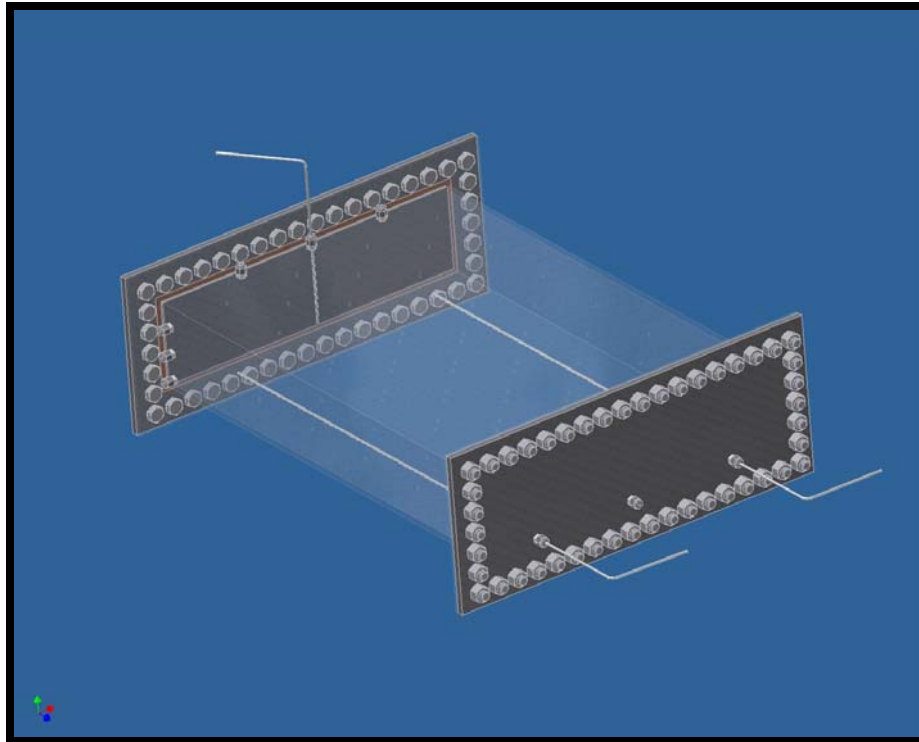


Figura III. 14.1: Celda 3D con Configuración de Pozos VI2HP.

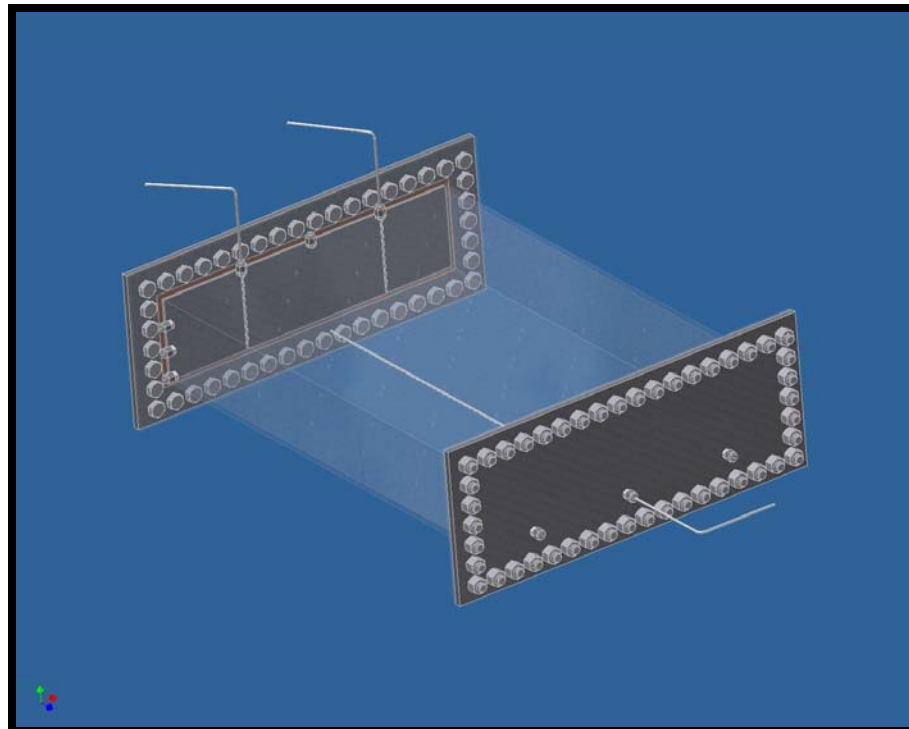


Figura III. 14.2: Celda 3D con Configuración de Pozos 2VIHP.

5. Se coloca la celda en dentro de una caja cargada de aislante térmico en el espacio libre entre la caja y la celda como por ejemplo polvo vermiculita (baja presión) o perlita (alta presión).
6. Se realizan las pruebas de fuga, antes del experimento.

3.5.2.5. *Caracterización de la Celda 3D:*

Para la caracterización de esta celda se sigue el mismo principio básico de caracterización utilizado en la celda tubular. Sin embargo la configuración del sistema cambiará de acuerdo a la construcción de dicha celda y de acuerdo al plan de ejecución de las pruebas.

3.5.2.6. *Durante la Prueba de Combustión:*

1. Un controlador de temperatura controla la temperatura de ignición del calentador colocado en la entrada de la celda un centímetro por encima del pozo inyector.
2. En caso de combustión húmeda, el agua es suministrada desde un tanque conectado a una bomba para desplazar el agua hacia el pozo inyector.
3. La línea que conecta al tanque alimentador de agua con la bomba se conecta con la línea de suministro de gas aguas abajo del medidor de presión (Figura III.1.2).
4. El suministro de nitrógeno también se hace desde un contenedor hasta el pozo inyector. El uso de nitrógeno, es para abrir paso al flujo de aire antes de ser inyectado y generar una menor caída de presión al momento de la inyección (este paso es opcional).
5. El aire es suministrado al pozo inyector desde un tanque conectado a una línea que, a su vez, está conectada a un secador de gas, medidor de flujo másico, y un medidor de presión justo antes de llegar al pozo inyector.
6. Los líquidos producidos pasan a través de una línea de producción conectada a un separador.
7. El volumen del gas producido es medido mediante un analizador de pruebas húmedas conectado a la línea del backpressure.

8. El gas producido se vigila continuamente por tres analizadores de gas (analizador de oxígeno 570^a, analizador de CO₂ Series 1400 y analizador de CO Series 1400).
9. Los gases separados de los líquidos producidos y que salen del separador pasan por una línea caliente “overhead” controlado por un regulador de presión “backpressure”. El regulador mantiene la presión de la celda constante.
10. Al crudo producido se debe extraer el porcentaje de agua antes de medir su viscosidad y densidad.
11. Los líquidos del separador emigran hacia un cilindro recolector.
12. El análisis elemental (S, N, Ni V) y también los análisis SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) se realizan a algunas muestras de crudo recolectadas.
13. Después del experimento, el empaque de arena es desempacado cuidadosamente de la celda tridimensional y se toman muestras para el análisis del coque residual.

Estos procedimientos forman parte de un gran número de pasos que deben realizarse para la ejecución de las pruebas de combustión in situ en el laboratorio, simulando las condiciones de yacimientos. Dichos movimientos deben ser estrictamente cuidadosos debido a la complejidad del experimento a las condiciones de operación aquí establecidas.

3.6. Resultados de Hoja de Especificaciones:

La hoja de especificaciones incluye los parámetros finales obtenidos en esta investigación los cuales proporcionan información valiosa para el diseño mecánico de las celdas tubular y tridimensional. De tal manera quedan establecidas las condiciones máximas de operación, el número de termopares a utilizar, los espaciamientos entre los mismos para cada una de las celdas y otros aspectos plasmados en la hoja a continuación.

Hoja de Especificaciones

Celda Tubular

Presión Máxima de Operación:	2000 psia	
Gravedad Máxima del Crudo:	21.9 °API	
Temperatura Máxima de Operación:	700 °C	
Aislante Térmico para alta presión:	Perlita	
Aislante Térmico para baja presión:	Vermiculita	
Longitud:	94 cm	
Diámetro:	10 cm	
Espesor de Pared máximo:	0.15748 cm	
Rango de Flujo de Aire [Std ft ³ /hr-ft ²]:	20 - 130	Siendo mín. 20 para crudo de 20°API
Número de Cintas Calentamiento (2.54 cm de ancho):	37	
Número de Cintas Calentamiento (5.08 cm de ancho):	19	
Potencia máxima de c/u de los Calentadores [watt]:	278	37 calentadores
Potencia máxima de c/u de los Calentadores [watt]:	541	19 calentadores
Número de Termopares (espaciamento: cada 2.54 cm)	37	
Relación Agua-Gas Inyectado (WGRs o WAR) [ft ³ /Mft ³ Std] y/o [m ³ /M m ³ Std]:	1.0 - 6.0	Siendo máx 6 para un crudo de 20°API.

Celda Tridimensional

Presión Máxima de Operación:	2000 psia	
Gravedad Máxima del Crudo:	21.9 °API	
Temperatura Máxima de Operación:	700 °C	
Aislante Térmico para alta presión:	Perlita	
Aislante Térmico para baja presión:	Vermiculita	
Longitud:	60 cm	
Ancho:	40 cm	
Alto:	10 cm	
Espesor de Pared máximo:	0.4	
Rango Flujo de Aire [Std ft ³ /hr-ft ²]:	19 - 98	Siendo mín. 19 para crudo de 20,8°API
Número de Cintas Calentamiento (2.54 cm de ancho):	24	
Número de Cintas Calentamiento (5.08 cm de ancho):	12	
Potencia máxima de c/u de los Calentadores [watt]:	1190	24 calentadores
Potencia máxima de c/u de los Calentadores [watt]:	2381	12 calentadores
Número de Termopares (espaciamento: cada 5 cm)	96	
Relación Agua-Gas Inyectado (WGRs o WAR) [ft ³ /Mft ³ Std] y/o [m ³ /M m ³ Std]:	0.042 - 1.1	-

Con esta hoja se concluye este capítulo y se da por hecho el cumplimiento de los objetivos propuestos en esta investigación, dando paso a la construcción de las celdas tubular y tridimensional las cuales deben ser elaboradas bajo las condiciones aquí establecidas lo cual permitirá la evaluación y desarrollo de los experimentos de combustión in situ a condiciones de yacimiento en laboratorios, empleando crudos venezolanos con gravedades menores a 21.9 °API.

CONCLUSIONES

1. Se determinaron los parámetros de operación necesarios para el diseño mecánico de la Celda Tubular y la Celda Tridimensional.
2. Los esquemas experimentales mostrados en la Figuras III.1 y III.1.2, representan los equipos necesarios para el montaje efectivo de los ensayos de combustión in situ en el laboratorio en caso de utilizar celda tubular y/o celda tridimensional.
3. Los análisis que deben realizarse a las muestras de fluidos (gas y líquido) recolectados según se especificó en el capítulo III son OBLIGATORIOS y NECESARIOS para la evaluación del proceso de ISC. De ello dependerá la comprensión de los resultados finales.
4. El balance de masas concernientes a los procesos de saturación con agua, saturación con crudo y combustión, son indispensable para la valoración del proceso ISC hecho en laboratorio.
5. La construcción de hojas de cálculos Excel, facilita el análisis de los resultados derivados de las pruebas de combustión y permiten en menor tiempo reflejar parámetros precisos que conlleven a la estimación del desarrollo óptimo de la prueba de ISC en el laboratorio.
6. Los procedimientos experimentales expuestos tanto para la celda tubular y la celda tridimensional en el análisis de resultados son los mínimos necesarios para la realización de un experimento de ISC en el laboratorio.

RECOMENDACIONES

1. Con la finalidad de hacer mejoras en el diseño de las celdas Tubular y Tridimensional, se recomienda la evaluación de estos parámetros haciendo uso de simuladores computarizados que permitan representar esfuerzos que consigan generarse bajo las condiciones de operación establecidas en esta investigación.
2. En aras de evaluar el Proceso ISC haciendo uso de las Celdas Tubular y Tridimensional y colocar a prueba los parámetros implantados en este trabajo, se recomienda la construcción de ambas celdas.
3. Una vez obtenida la Celda Tubular, se recomienda realizar pruebas de Combustión Seca y Combustión Húmeda de acuerdo a las tasas de inyección y relación agua-aire (WAR) concretadas en este diseño y estar alerta a la formación del frente de combustión y a la estabilidad del mismo a lo largo de su recorrido por el interior de la celda.
4. A propósito de estimar la eficiencia de barrido en pruebas ISC, luego de construida la Celda Tridimensional, se recomienda el montaje de las diferentes configuraciones de pozos establecidas en el capítulo referencial en varias pruebas de laboratorio y comparar sus resultados de manera tal poder escoger la configuración conveniente en el proceso en cuanto a eficiencia de barrido se refiere.
5. Tratar en lo posible de lograr el ensamblaje completo de todos los equipos que participan en el ensayo ya que ello proporciona una evaluación en tiempo de ejecución del experimento de ISC en laboratorios.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Alvarado A, Douglas.; Banzér S, Carlos.; Rincón M, Adafel C. **“Recuperación Térmica de Petróleo”**. U.C.V Manual de Aprendizaje, Caracas 2002. pp. 301.
- [2] Partha S, Sarathi. **“In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices”**. BDM Petroleum Technologies, Bartlesville, Oklahoma 1999. pp 423.
- [3] Xia T, X.; Greaves, M.; Turta, A. “Injection Well – Producer Well Combinations in THAI ‘Toe – to – Heel Air Injection’ ”. Petroleum Recovery Institute/Alberta Research Council, Calgary, Canadá. 2002. pp.3-9.
- [4] Ayasse, C; Greaves, M; Turta A. **“Oilfield In Situ Hydrocarbon Upgrading Process”**. Petroleum Recovery Institute, Streele N,W., Calgary, Alberta 1999. pp. 11.
- [5] Hernández E, Néstor A. **“Evaluación Experimental del Proceso de Combustión In Situ Empleando Crudo de La Faja Petrolífera del Orinoco”**. U.C.V Trabajo de Grado, Caracas 20003. pp 95.
- [6] Mamora D, D.; Brigham W, E. **“The Effect of Low-Temperature Oxidation on the Fuel and Produced Oil during In Situ Combustion of a Heavy Oil”**. Texas A&M University, Texas y Stanford University, California. 1995. pp 341-365.
- [7] Rodríguez Iván. **“Estudio de Recobro de Crudo en Pruebas de Combustión In Situ en Crudos Livianos y Medianos”**. Informe de Pasantía PDVSA Intevep. 1999.

- [8] Bernys J, C. **“Yacimientos de Hidrocarburos de Venezuela”**. PDVSA 1998. Cap.2. pp 1-49.
- [9] PDVSA-2006. “Quantification and Certification of Faja Resources”. Reporte Ayacucho Field; Block 7.
- [10] Ficha Técnica y Hoja de Seguridad de la Perlita y Vermiculita: www.perlitayvermiculita.com/home_1_1.html. 2002.
- [11] Parasad R, S.; Slater J, A. **“High-Pressure Combustion Tube Test”**. Occidental E&P Co y Occidental de Colombia. Paper SPE/DOE 14919. pp506-508.
- [12] Penberthy W, L. **“Design and Operation of Laboratory Combustion Tubes”**. College Station, Tex. Texas A&M. 1966. pp 184.
- [13] Referencia de Internet: Datos técnicos de Acero Inconel 600. <http://www.hightempmetals.com/techdata/hitempInconel600data.php>. 2006.

BIBLIOGRAFÍA

- Adesegun A, Victor.; Greaves M. “**Forward in situ combustion: oil recovery and properties**”. School of Chemical Engineering, University of Bath, UK. 1991. pp 503-506.
- Ayasse, C.; Greaves, M.; Turta, A. “**Oilfield In Situ Hydrocarbon Upgrading Process**”. Petroleum Recovery Institute, Calgary, Alberta 1999. pp 11-17.
- Ayasse, C.; Greaves, M.; Turta, A. “**Oilfield In Situ Hydrocarbon Upgrading Process**”. United States Patent No 6.412.577 B1., Alberta 2002. pp.1-3.
- Burger, Jacques G.; Sahuquet, Bernard C. “**Laboratory Research on Wet Combustion**”. Paper SPE 4144. Institut Francais du Pétrole. 1973. pp 1137-1139.
- Garon M, A.; Wygal J, R. “**A laboratory Investigation of Fire-Water Flooding**”. Gulf Research & Development Co. Pittsburgh, Pa. Tulsa, Okla., 1974. pp 538-540.
- Gordon M, R.; Laureshen Catherine, J.; Belgreave M, Jhon D.; Matthew G, U.; Mehta. “**In situ combustion in Canadian heavy oil reservoirs**”. Department of Chemical and Petroleum Engineering, The University of Calgary, Calgary., 1994. pp 1171.
- Greaves M.; Dudley J. “**Factorial Experiments in Situ Combustion**”. Paper SPE 19463., School of Chemical Engineering, University of Bath. 1989. pp 4-5.

- Hervé Petit. **“Experimental evaluation of in situ combustion in naturally consolidated cores”**. Institut Francais du pétrole. JCPT. Vol.29. 1990. pp 56-59.
- Islam, M.R.; Chakma, U.; Farouq Ali. **“State of the Art of In Situ Combustion Modeling and Operations”**. Paper SPE 18755. California, 1989. pp 105-110.
- J. Cristofari.; L. M, Castanier.; Kovscek A, R. **“Laboratory Investigation of the Effect of Solvent Injection on In Situ Combustion”**. Paper SPE 99752. Tulsa, Oklahoma., 2006.
- J. E, Sanmiguel.; D.G, Mallory.; S.A, Mehta.; R.G, Moore. **“Formation Heat Treatment Process by Combustion of Gases Around the Wellbore”**. University of Calgary. 2002. pp 72.
- Jhon D, Alexander.; Martin W.L. **“Factors Affecting Fuel Availability and Composition During In Situ Combustion”**. Paper SPE 296. Tulsa, Oklahoma., 1962. pp 1154-1156.
- Lawrence A, Wilson.; Denzel W.; Robert R. **“Some Effects of Pressure on Forward and Reverse Combustion”**. Paper SPE. Los Angeles, California. 1963. pp 127-130.
- Martin William, L.; Alexander Jhon, D.; John N. **“Process Variables of In Situ Combustion”**. Paper SPE. Dallas, Texas. 1958. pp 28-35.
- Mamora D, D. **“New Findings in Low-Temperature Oxidation of Crude Oil”**. Paper SPE 29324. Texas A&M University. 1995. pp 577-580.

- Mamora D, D.; Brigham W, E. **“The Effect of the Low-Temperature Oxidation on the Fuel and Produced Oil during In Situ Combustion of a Heavy Oil”**. Texas A&M University and Stanford, California. 1995. pp 341-349.
- Moss, Jon T.; Cady, Gilbert V. **“Laboratory Investigation of the Oxygen Combustion Process for Heavy”**. Paper SPE 10706. Dallas, TX. 1982. pp 441-443.
- Mridul Kumar.; Garon A. M. **“An Experimental Investigation of the Fireflooding Combustion Zone”**. Paper SPE 17392. Tulsa. 1991. pp 55-58.
- Penberthy, W.L.; Ramey, H.J. **“Desing and Operation of the Laboratory Combustion Tubes”**. Paper SPE 1290. Texas A&M University. 1966. pp184-184.
- Petit, H.J. **“In Situ Combustion Experiments with Oxygen-Enriched Air”**. Institut Francais du Pétrole. Calgary, Alberta Canadá. 1990. pp 51.
- Prasad, R.S.; Slater, J.A. **“High-Pressure Combustion Tube Tests”**. Paper SPE/DOE 14919. Tulsa, Oklahoma. 1986. pp503-508.
- Sibbald, L.R.; Moore, R.G.; Bennion, D.W. **“In Situ Combustion Process Study with a Combined Experimental/Analytical Approach”**. Paper SPE 18074. 1991. pp 295-297.
- Tiffin, D.L.; Yannimaras, D.V. **“The In Situ Combustión Performance of Light Oils as a Funtion of the Pressure (1000 to 6000 psig)”**. Amoco Exploration and Production, Tulsa, Oklahoma. 1997. pp 47-49.

- Xia, T.X.; Greaves, M. **“Upgrading Athabasca Tar Sand Using Toe-to-Heel Air Injection”**. SPE/Petroleum Society of CIM 65524. University of Bath, England. 2000. pp 1-6.

- Xia, T.X.; Greaves, M. **“Downhole Upgrading Athabasca Tar Sand Bitumen Using THAI- SARA Analysis”**. SPE 69693. University of Bath, England. 2001. pp 3.