

**METODOLOGÍA INTEGRADA PARA EL MONITOREO Y SEGUIMIENTO
DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU**



**YORLETH REYES NAVAS
GILBERTO ALEJANDRO MÉNDEZ BOHÓRQUEZ**

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

2009

**METODOLOGÍA INTEGRADA PARA EL MONITOREO Y SEGUIMIENTO
DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU**

YORLETH REYES NAVAS
GILBERTO ALEJANDRO MÉNDEZ BOHÓRQUEZ

Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos

Director

M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

Co-directores

Ing. Fabián Camilo Yatte

M. Sc. Diana Patricia Mercado

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

2009

DEDICATORIA

Primero que todo a DIOS, por estar siempre junto a mí, por darme fuerza, valor y sabiduría y regalarme tantas oportunidades, te amo.

A mis padres por apoyarme siempre, amarme y ser partícipes de este recorrido hacia un sueño anhelado, por sentir mi angustia y felicidad durante cada etapa de mi vida, son maravillosos, los amo.

A mi abuelito Héctor que ahora está en el cielo, pero quien siempre creyó que podía salir adelante, quien quiso verme graduada y compartir mi felicidad. Hoy no estás aquí en la tierra, pero sí en mi corazón, te amo. Tú siempre pensaste que iba a lograr grandes cosas, y voy a cumplir lo que querías, fuiste el mejor nonito del mundo, gracias.

A mi nonita y tía quienes me motivan a seguir adelante, gracias por comprenderme en esos momentos que no pude estar junto ustedes.

A mis hermanitas Andrea y Diana, las amo con todo mi corazón.

A mis amigos, con quienes he compartido muchos momentos importantes en etapa de mi vida, siempre estarán en mi corazón.

A Tí, por ser incondicional y compartir momentos maravillosos e inolvidables, te amo.

YORLETH

DEDICATORIA

A Dios por ser fuente inagotable de energía y por haberme permitido llegar tan lejos,

A mi Padre por empujarme al éxito, por enseñarme las cosas que tienen valor en la vida, por su amor,

A mi Madre por confiar y apostar sus sueños en mí, por su afecto y por su amor constante,

A mis hermanas Yenny, Laura y Adriana por su afecto y comprensión,

A mi novia Yorleth por los momentos maravillosos que comparte junto a mí, por hacer de todo algo mejor,

Especialmente a mis padres, a quienes les debo todo lo que soy,

ALEJANDRO

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a todas las personas que de alguna manera contribuyeron en la elaboración de este trabajo, especialmente:

Al Profesor Samuel Fernando Muñoz, por sus aportes y sabios consejos, por animarnos a hacer algo cada vez mejor, por inculcarnos la excelencia.

Al Ingeniero Fabián Camilo Yatte por sus apreciaciones y valiosas orientaciones, por su amistad.

A la Ingeniera Diana Patricia Mercado, por su colaboración y apoyo en la dirección de este trabajo.

A todos nuestros amigos, por ayudarnos y por estar presentes para alegrar cada momento.

Al Grupo de Investigación Recobro Mejorado, a todos sus miembros, a Nelson, Erika, Claudia, Palma, Fernando, Yatte, por permitirnos aprender de ustedes y por regalarnos espacios para sonreír. Por marcar un periodo del que nunca nos olvidaremos.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. FUNDAMENTOS DE COMBUSTIÓN IN SITU	4
1.1 GENERALIDADES	4
1.2 PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU	6
1.2.1 Combustión frontal	6
1.2.1.1 Combustión seca	6
1.2.1.2 Combustión Húmeda	10
1.2.2 Combustión en reversa	13
1.3 ASPECTOS QUÍMICOS DEL PROCESO COMBUSTIÓN IN SITU	15
1.3.1 Reacciones de oxidación a baja temperatura	16
1.3.2 Reacciones de pirolisis	17
1.3.3 Oxidación a altas temperaturas	18
1.3.4 Comportamiento de las reacciones en crudos pesados y livianos	19
1.4 RESEÑA HISTORICA DEL PROCESO COMBUSTIÓN IN SITU	20
1.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU	24
1.5.1 Desplazamiento por fluidos inmiscibles	25
1.5.2 Desplazamiento por fluidos miscibles	27
1.5.3 Desplazamiento por efectos térmicos	28
1.6 CRITERIOS DE SCREENING	29
2. PROBLEMAS ASOCIADOS A PROCESOS DE COMBUSTION IN SITU	34
2.1 PARÁMETROS DE YACIMIENTO Y OPERACIONALES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE CIS	35
2.1.1 Parámetros operacionales	35
2.1.1.1 Contenido de combustible	35
2.1.1.2 Requerimiento de aire	40

2.1.1.3 Tasa de inyección de aire	41
2.1.1.4 Presión de inyección	43
2.1.1.5 Espaciamiento entre pozos	44
2.1.1.6 Relación agua-aire WAR	45
2.1.1.7 Concentración de oxígeno	45
2.1.2 Parámetros de yacimiento	46
2.1.2.1 Espesor de la arena productora	46
2.1.2.2 Extensión lateral y vertical	47
2.1.2.3. Profundidad Vertical	48
2.1.2.4 Heterogeneidades del yacimiento	49
2.1.2.4 Porosidad	50
2.1.2.5 Permeabilidad	50
2.1.2.6 Buzamiento	51
2.1.2.7 Saturación de aceite	52
2.1.2.8 Viscosidad	52
2.1.2.9 Gravedad API	52
2.1.2.10 Capa de gas	52
2.1.2.11 Acuífero	53
2.2 PROBLEMAS OPERACIONALES ASOCIADOS A PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU	53
2.2.2 Problemas a nivel de subsuelo	54
2.2.2.1 Arenamiento	54
2.2.2.2 Cementación	57
2.2.2.3 Baja inyectividad	57
2.2.2.4 Erosión	59
2.2.2.5 Corrosión	60
2.2.2.6 Altas temperaturas	60
2.2.2.7 Daños en el casing	61
2.2.2.8 Overriding	61
2.2.2.9 Canalización	62
2.2.2.10 Otros problemas operacionales	62
2.2.1 Problemas a nivel de superficie	63
2.2.1.1 Explosión y daño en compresores	64
2.2.1.2 Corrosión	64
2.2.1.3 Emulsiones	64
2.2.1 Descripción, identificación y alternativas de solución a problemas en proyectos CIS	65
2.2.1.1 Proyecto 1: SLOSS	66

2.2.1.2 Proyecto 2: COUNTESS	68
2.2.1.3 Proyecto 3: PAULS VALLEY	69
2.2.1.4 Proyecto 4: BELLEVUE	71
2.2.1.5 Proyecto 5: BALOL	73
3. MONITOREO Y SEGUIMIENTO DE PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU	80
3.1 VARIABLES A SER MONITOREADAS EN UN PROYECTO DE COMBUSTIÓN IN SITU	82
3.1.1 Tasa de inyección de aire.	82
3.1.2 Tasa de inyección de agua.	83
3.1.3 Presión de inyección.	83
3.1.4 Presión de fondo.	83
3.1.5 Temperatura del yacimiento.	84
3.1.5 Temperatura en cabeza de pozo.	85
3.1.6 Concentración de gases de combustión.	85
3.1.7 Calidad del agua de producción.	86
3.1.8 Propiedades del petróleo producido.	87
3.1.9 Volumen de fluidos producidos.	87
3.1.10 Corrosión.	88
3.1.11 Presión, temperatura y estado del lubricante en el sistema de compresión.	88
3.2 MONITOREO EN PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU	89
3.2.1 Monitoreo en superficie.	89
3.2.1.1 Cabeza de pozo inyector.	91
3.2.1.2 Sistema de compresión.	91
3.2.1.3 Líneas de inyección.	95
3.2.1.4 Sistema de recolección y tratamiento de fluidos producidos.	95
3.2.1.5 Cabeza de pozo productor.	98
3.2.2 Monitoreo en subsuelo.	98
3.2.2.1 Pozo Inyector.	99
3.2.2.2 Pozos observadores.	99
3.2.2.3 Pozo productor.	100
3.2.2.4 Yacimiento.	100
3.3. SEGUIMIENTO DE PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU	101

3.3.1 Núcleos.	102
3.3.1.1 Examen fotográfico y visual.	103
3.3.1.2 Examen mineralógico.	103
3.3.1.3 Estudio microscópico.	103
3.3.2 Mapas de isoconcentración.	104
3.3.3 Isotermas.	105
3.3.4 Mapas isópacos.	106
3.3.5 Relación aire aceite (AOR).	107
3.3.6 Curvas de tendencia.	109
3.3.7 Curvas de producción.	110
3.3.8 Perfiles de temperatura.	113
3.3.9 Propiedades de los fluidos.	114
3.3.10 Concentración de gases producidos.	117
3.3.11 Relación hidrógeno/carbono.	118
3.3.12 Registros.	118
3.3.13 Trazadores.	119
3.3.14 Sísmica 4D.	120
4. METODOLOGÍA INTEGRADA PARA EL MONITOREO Y SEGUIMIENTO DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN- SITU	125
4.1 SISTEMA DE INYECCIÓN	129
4.2 SISTEMA DE YACIMIENTO	129
4.3 SISTEMA DE PRODUCCIÓN	129
CONCLUSIONES	136
RECOMENDACIONES	137
BIBLIOGRAFÍA	138

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Proceso de la Combustión In Situ en modo seco.	8
Figura 2. Proceso de Combustión In Situ en modo húmedo.	12
Figura 3. Proceso de Combustión In Situ en reversa.	14
Figura 4. Regiones de oxidación del crudo.	20
Figura 5. Contenido de combustible en función de la gravedad API.	37
Figura 6. Contenido de combustible en función de la temperatura.	39
Figura 7. Requerimiento de aire en función de la gravedad API.	42
Figura 8. Tasa de aire mínima en función de la gravedad API.	44
Figura 9. Frente de combustión a diferentes tiempos en una arena delgada.	48
Figura 10. Localización de los pozos en un yacimiento buzamiento arriba.	51
Figura 11. Coiled Tubing Concéntrico.	59
Figura 12. Overriding en una arena de espesor grueso.	62
Figura 13. Canalización del aire y rápida irrupción de gas en el pozo productor.	63
Figura 14. Puntos de monitoreo en un proyecto de Combustión In Situ.	90
Figura 15. Sistema de compresión.	91
Figura 16. Sistema de compresión del aire.	94
Figura 17. Mapa de isoconcentración del CO ₂ y N ₂ , respectivamente.	105
Figura 18. Mapa isotérmico del campo Sur Belridge.	106
Figura 19. Mapa isópaco.	108
Figura 20. AOR versus combustible depositado.	109
Figura 21. AOR y aire inyectado versus tiempo.	110
Figura 22. Perfiles de producción e inyección.	111
Figura 23. Aceite acumulado versus aire acumulado.	111

Figura 24. Relaciones Agua/Aceite y Gas/Aceite.	112
Figura 25. Aceite incremental y AOR versus tiempo.	112
Figura 26. Factor de recobro versus volumen quemado.	113
Figura 27. Perfil de temperatura en pozos de producción.	114
Figura 28. Perfil de temperatura en profundidad.	115
Figura 29. Variación de viscosidad y gravedad API.	115
Figura 30. Variación de las propiedades del agua de producción.	116
Figura 31. Variación del número ácido.	116
Figura 32. Composiciones de los gases de combustión.	117
Figura 33. Relación H/C.	118
Figura 34. Registro sísmico.	123
Figura 35. Monitoreo y seguimiento en procesos de Combustión In Situ.	124
Figura 36. Esquema de la metodología para el monitoreo y seguimiento.	128

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Guías de screening para proyectos de Combustión In Situ.	33
Tabla 2. Propiedades del yacimiento, proyecto Sloss.	66
Tabla 3. Propiedades de yacimiento, proyecto Countess.	69
Tabla 4. Propiedades de yacimeinto, proyecto Pauls Valley.	71
Tabla 5. Propiedades del yacimiento, proyecto Bellevue.	72
Tabla 6. Propiedades del yacimiento, proyecto Balol.	74
Tabla 7. Proyectos de Combustión In Situ, caracterización del yacimiento.	75
Tabla 8. Problemas operacionales en proyectos CIS.	79
Tabla 9. Monitoreo y seguimiento en el sistema de inyección.	132
Tabla 10. Monitoreo y seguimiento en el sistema de yacimiento.	133
Tabla 11. Monitoreo y seguimiento en el sistema de producción.	134

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: Herramientas de monitoreo.

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA INTEGRADA PARA EL MONITOREO Y SEGUIMIENTO DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU*

AUTORES: YORLETH REYES NAVAS**
GILBERTO ALEJANDRO MÉNDEZ BOHÓRQUEZ**

PALABRAS CLAVES: Monitoreo, seguimiento, Combustión In Situ, desempeño, complejidad.

DESCRIPCIÓN: La Combustión In Situ es un método de recobro térmico altamente eficiente en el desplazamiento de crudo, debido a que la energía se genera directamente en el yacimiento para establecer un frente de combustión. A pesar de ello, la naturaleza problemática inherente al proceso y la complejidad de los fenómenos fisicoquímicos que lo soportan, ha limitado su aplicación, ya que en el desarrollo del método se presentan diversos problemas a nivel de subsuelo y superficie, que conllevan rápidamente al abandono del proyecto.

Basados en la adquisición de datos de variables de interés como presión, temperatura y flujos en determinados puntos del sistema, y el posterior análisis mediante curvas o mapas, los programas de monitoreo y seguimiento surgen como una indispensable herramienta enmarcada dentro de la administración de yacimientos, que brinda la oportunidad de evaluar el desempeño del proceso y conocer la respuesta de la formación frente a la inyección de aire. De tal manera, es posible operar bajo condiciones óptimas que apuntan al aumento de la recuperación de hidrocarburos.

En el presente trabajo se identifican los puntos y variables objeto de monitoreo, como base fundamental en la elaboración de programas de monitoreo y seguimiento para este prometedor método de recobro mejorado, y se propone una metodología integrada para el diseño de tales programas que crea la posibilidad de soportar las decisiones por medio de conocimiento, información y hechos de manera eficaz, aumentando la probabilidad de alcanzar el éxito de los proyectos de Combustión In Situ.

* Tesis de grado.

** Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

Codirector: Ing. Fabián Camilo Yatte; M. Sc. Diana Mercado.

ABSTRACT

TITLE: INTEGRATED METHODOLOGY FOR MONITORING AND SURVEILLANCE OF RESERVOIRS UNDER IN SITU COMBUSTION PROCESS*

AUTHOR: YORLETH REYES NAVAS**
GILBERTO ALEJANDRO MÉNDEZ BOHÓRQUEZ**

KEYWORDS: Monitoring, surveillance, In Situ Combustion, performance, complexity.

DESCRIPTION: The In Situ Combustion is a enhanced oil highly efficient recovery method in the oil displacement due to that the energy is generated directly at the reservoir to establish a combustion front. In spite of it, the problematic nature inherent to the process and the complexity of the physicochemical phenomena which it supports, have limited its application because of the development of the method they are presented several problems at subsurface and surface level , which lead in a fast way to the abandonment of the project.

Base on the acquisition of data the variables of interest as pressure,temperatura and fluxes at specific points of the system and subsequent analysis with curves and maps, the monitoring and surveillance programs appear as an essential tool into the administration of reservoir, which gives the opportunity to evaluate the performance of the process and to know the response of the formation towards the air's injection. So then is possible to operate under optimal conditions which stares to the increasing of oil recovery.

In the present work the variables and monitoring points are identified, as a fundamental base in the elaboration of monitoring and surveillance programs for this promising enhance oil recovery method, and a integrated methodology is proposed for the design of such programs which creates the possibility to support decisions with knowledge, information and facts in a effective way, increasing the probability of reaching the success of n situ combustión projects.

* Degree Thesis.

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering,
Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro
Co-director: Ing. Fabián Camilo Yatte; M. Sc. Diana Mercado.

INTRODUCCIÓN

Los métodos de recobro mejorado o EOR, (por sus siglas en inglés Enhance Oil Recovery) se refieren a las tecnologías desarrolladas para incrementar la extracción de petróleo después que ha sido agotada la energía natural del yacimiento, o una vez los métodos de recuperación secundaria alcanzan el límite económico. Estos se clasifican en térmicos, químicos, gases miscibles e inmiscibles y otros¹, dentro de los cuales está la recuperación por actividad bacteriana. La Combustión In Situ, CIS, hace parte de los métodos térmicos y es considerado como una excelente alternativa en yacimientos de crudo pesado y extrapesado, debido a la efectividad para desplazar el petróleo.

También llamada *fireflood*², esta antigua técnica de recuperación de hidrocarburos no ha sido ampliamente extendida a nivel mundial, a causa de los innumerables desafíos que presentan todos sus niveles de ejecución, por tal razón, nunca ha contado con la misma aceptación que poseen los demás métodos térmicos como la Inyección Cíclica de Vapor o la Inyección Continua de Vapor.

No obstante, desde hace algún tiempo, se han adelantado investigaciones para entender los mecanismos de desplazamiento y tener claridad sobre los procesos físicos y químicos que se desencadenan cuando el proceso de Combustión In Situ es conducido en un yacimiento de petróleo. Las conclusiones de estas investigaciones dan cuenta de las excelentes posibilidades de extracción de petróleo que ofrece la técnica y su aplicación en un amplio rango de yacimientos.

1 GREEN, Don. ENHANCED OIL RECOVERY. Richardson: SPE 1998. p. 3-10.

2 Ibid., p. 376-379.

Los buenos resultados no solo se han demostrado en pruebas de laboratorio, muchos campos comercialmente exitosos alrededor del mundo, revelan los alcances de este método que ha venido en ascenso desde que las investigaciones han estado en curso. De esta manera, día tras día se obtiene mayor conocimiento sobre la técnica causando a su vez un impacto positivo en el diseño e implementación de proyectos CIS.

Análisis de los campos donde se ha alcanzado el éxito del proceso indican que la Combustión In Situ tiene un futuro prometedor para la industria petrolera, y que su inherente condición problemática es consecuencia de la falta de entendimiento del proceso, que puede ser mitigado con la adopción de prudentes prácticas ingenieriles. Por consiguiente, actualmente diversos estudios para entender, optimizar, monitorear, controlar y seguir los procesos de la Combustión In Situ están en las agendas de los más importantes grupos de investigación de todo el mundo.

De este modo, el presente trabajo está diseñado para contribuir con el desarrollo de esta desafiante técnica de recobro de hidrocarburos, partiendo de algunas experiencias exitosas y también de aquellas que terminaron en fracaso. En el primer capítulo se presentan las generalidades del proceso de Combustión In Situ, describiendo sus principales características y las diferentes modalidades del proceso. Además una reseña histórica y algunos criterios de screening son presentados en esta sección.

Debido a la naturaleza problemática ya mencionada del proceso, el segundo capítulo se dedica completamente al estudio y descripción de los problemas presentados en campos donde se ha seleccionado el método CIS con fines comerciales o implementación de pilotos. Además se discuten los parámetros que influyen en el desempeño del proceso de Combustión In Situ.

El propósito del presente trabajo es aportar una metodología para el monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de Combustión In Situ, por consiguiente, el tercer capítulo presenta las variables y los puntos que serán objeto de monitoreo, las herramientas empleadas para la adquisición de la información, y a su vez las técnicas de seguimiento utilizadas para la evaluación del proceso.

El cuarto capítulo está reservado para la presentación de la metodología, que guiará la elaboración de los programas de monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de Combustión In Situ, donde se integra los puntos, variables y herramientas de monitoreo, y además las técnicas de seguimiento correspondientes a cada uno de los sistemas involucrados en el desarrollo del proceso.

1. FUNDAMENTOS DE COMBUSTIÓN IN SITU

1.1 GENERALIDADES

La situación actual de la industria petrolera presenta enormes dificultades marcadas por la ausencia de grandes descubrimientos de yacimientos de petróleo y la inestabilidad de los precios del barril. No obstante, el desarrollo y la investigación en nuevas técnicas y herramientas que se orienten hacia el gran objetivo de aumentar reservas no se han detenido, y han arrojado importantes resultados que dan cierta tranquilidad al mercado. Es así como las compañías han retomado prácticas que en el pasado estuvieron marcadas por fuertes inestabilidades.

En particular, los campos de crudo pesado y extra pesado, que en algún momento del pasado fueron estigmatizados por sus bajos factores de recobro, bajas tasas de producción, altas inversiones en tratamiento, transporte y refinación, surgen ahora como potentes fuentes energéticas debido al tamaño de los yacimientos (ej. Athabasca Oil Sands, la faja del Orinoco)³ y al avance tecnológico de los últimos años, que ha hecho económicamente viable cientos de proyectos que involucran directamente la explotación de crudo de alta viscosidad.

La explotación de este tipo de yacimientos requiere la implementación de métodos de Recobro térmico, entre los cuales figura la inyección cíclica de vapor, la inyección continua de vapor y sus variantes (VAPEX, SAGD) y la Combustión In Situ.

³ GUERRA, Julian. Diseño de un Proceso de Combustion Segregacional In-Situ, para Estructuras Anticlinales con Alto Grado de Buzamiento, Incorporando Tecnologías de Pozos Productores Horizontales. UIS, 2010.

En el caso Colombiano, yacimientos con reservas considerables de crudo pesado tales como Teca, Castilla, Chichimene, Rubiales, Nare, entre otros, podrían en un futuro cercano, ser candidatos para la aplicación de la Combustión In Situ, abriendo las puertas hacia el desarrollo económico y tecnológico.

Los procesos de recobro de petróleo actualmente son clasificados como *primario*, *secundario* y *procesos EOR*⁴. Aunque intentan describir las operaciones de producción en un sentido cronológico, la mayoría de las veces no existe tal orden específico ya sea por motivos operativos o por las características de la roca y del fluido.

Los métodos de Recobro Mejorado involucran principalmente la inyección de gases o químicos y el uso de energía térmica. Estos últimos involucran el uso de vapor, agua caliente o generación de energía térmica por medio de la combustión del petróleo en el yacimiento, de manera tal que se aumente la temperatura promedio del yacimiento.

La Combustión In Situ es considerado el método más eficiente térmicamente⁵, sin embargo, fuertes críticas sobre la complejidad inherente del manejo de este tipo de proceso lo ha relevado por lo cual no se ha aplicado masivamente, prefiriendo la inyección de vapor cuando CIS podría ser factible. No obstante, esta técnica puede ser aplicada en yacimientos más profundos, delgados y puede operarse a espaciamentos mayores comparados con la inyección de vapor.

4 GREEN, Don. Enhanced Oil Recovery. Richardson: SPE TEXT BOOK SERIES, 1998. p. 2.

5 BOBERG, Thomas. Thermal Method of Oil Recovery. WILEY, 1998. p. 266-267.

1.2 PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU

La Combustión In Situ es un método térmico en el cual la energía es generada por un frente de combustión que se propaga a través de todo el yacimiento, evitando de esta manera las pérdidas de energía por la tubería, a diferencia de los demás métodos térmicos, en donde la energía es generada en superficie y transportada al yacimiento mediante un fluido (vapor o agua caliente). Es un proceso de desplazamiento en el cual un gas que contiene oxígeno, generalmente aire, es inyectado en el yacimiento en donde reacciona con el petróleo para crear un frente de combustión que se propaga por la formación productora.

Este proceso se beneficia de algunos fenómenos fisicoquímicos que se desarrollan cuando el oxígeno entra en contacto con el hidrocarburo destacándose el proceso de mejoramiento in situ de la calidad del crudo (upgrading). La Combustión In Situ presenta dos modificaciones con respecto a la dirección de propagación del frente, *combustión frontal* y *combustión en reversa*. Además, para el caso de la combustión frontal puede categorizarse en *húmeda* o *seca* dependiendo de los fluidos que se inyectan para el sostenimiento del frente.

1.2.1 Combustión frontal

En esta sección se discutirán los dos tipos de combustión frontal, combustión húmeda y combustión seca.

1.2.1.1 Combustión seca. Este es el modo de Combustión In Situ más usado. Es llamada combustión seca debido a que la inyección es solo de aire

o gas con contenido de oxígeno; es frontal debido a que el proceso de ignición se realiza cerca al pozo inyector y el movimiento del frente se mantiene en la misma dirección del fluido de inyección hasta el pozo productor.

Durante el proceso de recuperación de petróleo, inicialmente es inyectado aire o cualquier gas con contenido de oxígeno que al contacto con el hidrocarburo desencadena reacciones de oxidación que liberan energía y propician las condiciones para generar un frente de combustión por medio de calentadores eléctricos, quemadores a gas, a cualquier otro dispositivo que de inicio un frente de combustión incandescente. Algunas veces se logra la combustión espontánea cuando el yacimiento presenta temperaturas superiores a 180°F⁶ y los fluidos presentes son suficientemente reactivos.

Una vez la ignición se ha logrado, el frente de combustión empieza su lento desplazamiento (0.125 a 1.0 pies/d)⁷ y desarrolla zonas en el yacimiento caracterizadas por determinados procesos físicos y químicos como transferencia de calor y de materia. La figura 1 ilustra dichas zonas e indica el perfil de temperatura. Debe entenderse que posiblemente en aplicaciones reales del proceso CIS no se pueda distinguir claramente las zonas a las cuales se hará mención o que se presente traslape entre zonas debido principalmente a las heterogeneidades de la formación. La idealización se realiza solo con fines explicativos.

La zona aledaña al pozo inyector (**zona 1**) corresponde a la parte ya quemada del yacimiento y por la cual circula el aire para sostener el frente de combustión. Esta sección ha quedado con baja cantidad de compuestos de

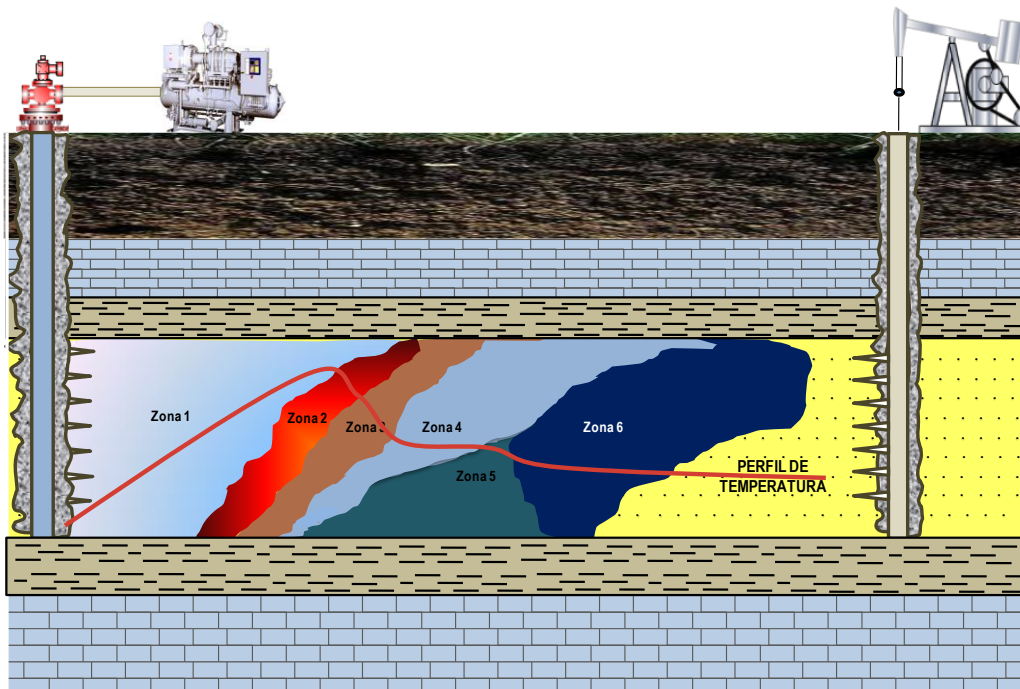
⁶ SARATHI, Partha. In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. Oklahoma: 1999, 25 p.

⁷ Ibid., p. 162.

carbono (2%) y al contacto con el aire se establece algo de transferencia de energía elevando su temperatura a medida que se acerca al frente.

A continuación se encuentra la (**zona 2**), en la cual toman lugar las reacciones de combustión. El oxígeno presente en el gas inyectado es utilizado para quemar el combustible depositado ocasionando la producción principalmente de vapor de agua y de gases de chimenea tales como dióxido de carbono y monóxido de carbono. A causa de dichas reacciones se alcanzan las mayores temperaturas del proceso. La temperatura de esta zona depende de las propiedades de los fluidos reactivos, pero generalmente esta en el rango de 600 a 1200 °F⁸.

Figura 1. Proceso de la Combustión In Situ en modo seco.



Fuente: Los autores.

⁸ BURGER, J., SOURIEAU, P. Thermal Methods of Oil Recovery. 1985.

La zona de combustión es estrecha; solo unas cuantas pulgadas de yacimiento ardiendo, sometidas en la mayoría de los casos a reacciones parciales de combustión, son suficientes para quemar el combustible depositado en los granos de la roca conocido como *coque*.

Inmediatamente después de la zona de combustión se encuentra la zona formación del coque (**zona 3**), en la cual debido a las altas temperaturas alcanzadas por la combustión se vaporizan los compuestos más livianos del crudo y a su vez, los compuestos más pesados sufren craqueo térmico. La fracción vaporizada va siendo desplazada por los gases de combustión para posteriormente reintegrarse con el crudo aguas abajo. Los residuos de las reacciones de craqueo térmico son compuestos gaseosos y sólidos orgánicos. Este residuo depositado sobre los granos de la roca es conocido como coque, la parte del crudo de menor valor comercial, el cual presenta relaciones de Hidrógeno-Carbono de 0.6 a 1.6⁹ y es el principal combustible del proceso CIS.

A continuación se presenta la zona de condensación (**zona 4**). En esta sección de yacimiento definida por temperaturas casi constantes en el rango de 350 a 600°F¹⁰ a causa de los bajos gradientes de presión establecidos, se presenta la condensación del gas de hidrocarburo liberado en las zonas precedentes para reincorporarse o disolverse en el crudo. La temperatura de esta zona depende de la presión parcial del vapor de agua y muchas veces se refiere a esta como "plateau de vapor". En esta porción de yacimiento se encuentra presente petróleo, vapor, gases de hidrocarburo, gases de combustión y agua.

⁹ SARATHI, Op. cit., p. 28.

¹⁰ BURGER, Op. cit., p. 353.

Una vez la temperatura ha descendido por debajo del punto de condensación del vapor, se forma un banco de agua caliente (**zona 5**) con mayor saturación de agua que la saturación inicial. Además delante de esta zona se forma también un banco de crudo (**zona 6**) que igualmente posee mayor saturación de aceite debido a todos los hidrocarburos desplazados de las zonas anteriores. Más allá del banco de crudo se encuentra la sección del yacimiento no alterado o con leve aumento en saturación de gases de combustión.

1.2.1.2 Combustión Húmeda. Una inspección del proceso de Combustión seca puede revelar una de sus principales desventajas, el poco aprovechamiento del calor en la zona quemada, ya que el aire no transporta efectivamente el calor hacia el crudo.

Los valores de capacidad calorífica y calor latente de vaporización del vapor de agua son mucho más altos que los del aire, por lo tanto se aprovechan sus propiedades para la transferencia de energía desde la roca hacia el vapor con el fin de ayudar al desplazamiento del petróleo en sitio.

De esta manera el proceso de combustión húmeda se basa en la inyección alternada o simultánea de agua con el aire para mejorar la eficiencia térmica. En esta modalidad de Combustión In Situ la velocidad del frente de combustión y el comportamiento de desplazamiento está asociada principalmente con la relación entre el agua inyectada y el aire inyectado. La figura 2 representa el proceso de Combustión Húmeda. El agua inyectada toma calor de la zona quemada, se vaporiza, pasa a través del frente de combustión, intercambia energía con el petróleo y se condensa en la sección más fría del yacimiento.

En la zona aledaña al pozo inyector se encuentra la porción del yacimiento que ya ha sido barrida por el frente de combustión (**zona 1**). Además, se desarrolla un flujo bifásico porque toda el agua inyectada no alcanza a vaporizarse debido a la disminución de temperatura a medida que transcurre la inyección.

A continuación la temperatura aumenta rápidamente marcando el inicio de la **zona 2** con el frente de vaporización, por lo cual toda el agua está como vapor. De esta manera la roca está saturada con vapor, aire y una baja cantidad de residuos orgánicos. Seguidamente se encuentra la zona de combustión (**zona 3**). Aquí, el oxígeno del gas inyectado es usado para quemar el combustible depositado (coque) en la zona posterior.

La **zona 4** hace referencia a la parte del yacimiento en donde el coque es formado. Las altas temperaturas alcanzadas por el frente de combustión generan la liberación de los compuestos más livianos del crudo transportados hacia el pozo productor por los gases de combustión; las fracciones más pesadas quedan expuestas a su vez a reacciones de craqueo térmico formando el coque.

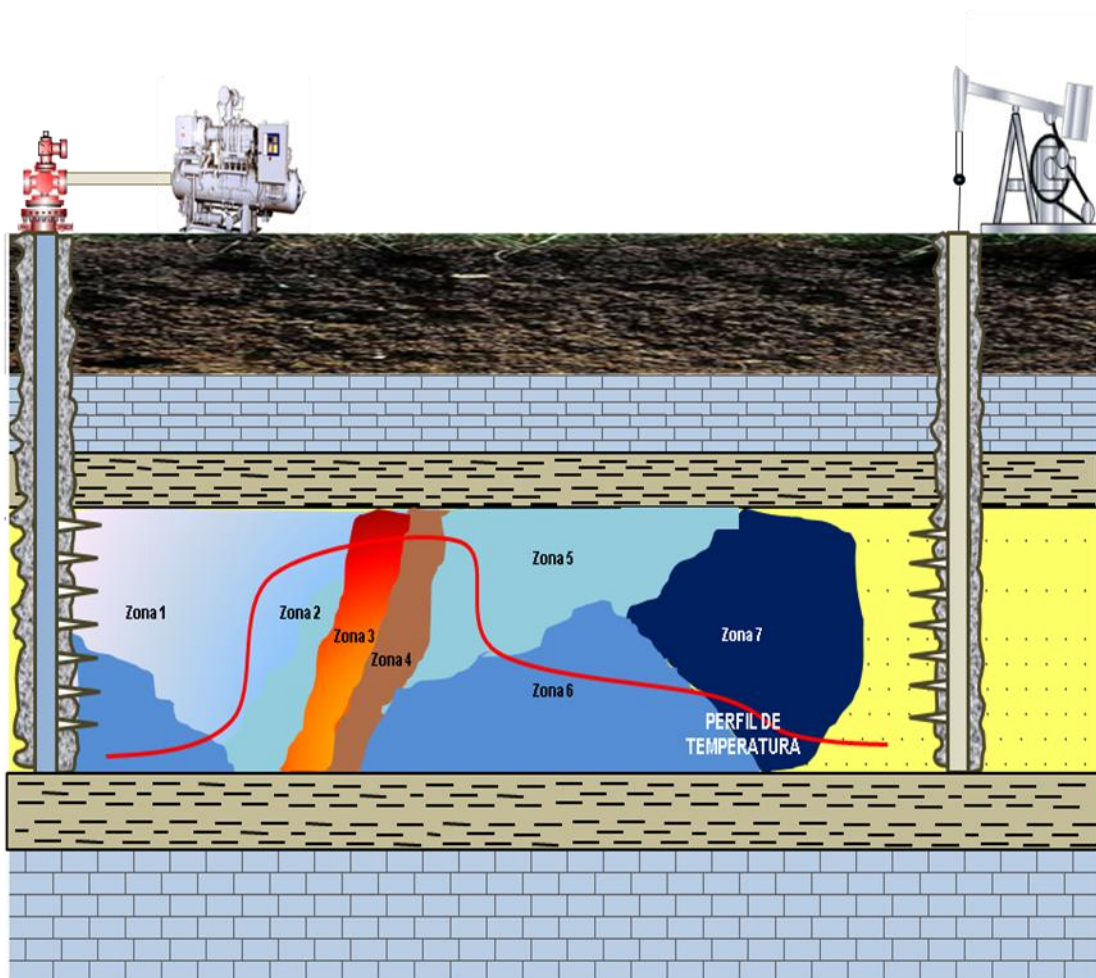
Debido a la inyección alternada de aire y agua es notable la formación de una gran zona de compuestos gaseosos (**zona 5**) conformados principalmente por vapor. Esta zona tiene un gran impacto en la recuperación y transporte de energía desde la zona quemada y hacia la zona de crudo frío, ocasionando beneficios similares a los de un proceso de inyección de vapor como lo es la reducción de viscosidad.

La **zona 6** es caracterizada por la gran caída de presión asociada a la existencia de un banco de agua, cuyo tamaño depende de la tasa de inyección de agua, y un banco de petróleo (**zona 7**). La extensión de

yacimiento siguiente no ha sido alterada notablemente por el frente de combustión.

La ventaja de este modo de combustión es que se aprovecha la energía en la zona quemada para mejorar el desplazamiento del petróleo por aumento de temperatura de la sección fría y se acelera la formación del banco de agua para que contribuya con el desplazamiento del hidrocarburo.

Figura 2. Proceso de Combustión In Situ en modo húmedo.



Fuente: Los Autores.

Algunos estudios de laboratorio han encontrado que la Combustión In Situ asistida por inyección de agua disminuye la cantidad de petróleo quemado, aumentando por consiguiente la velocidad del frente y cantidad de petróleo desplazado por este, y mejor aún, disminuye la cantidad de oxígeno requerido para el proceso. Sin embargo, debe considerarse la disponibilidad de facilidades de superficie para el tratamiento del agua de inyección.

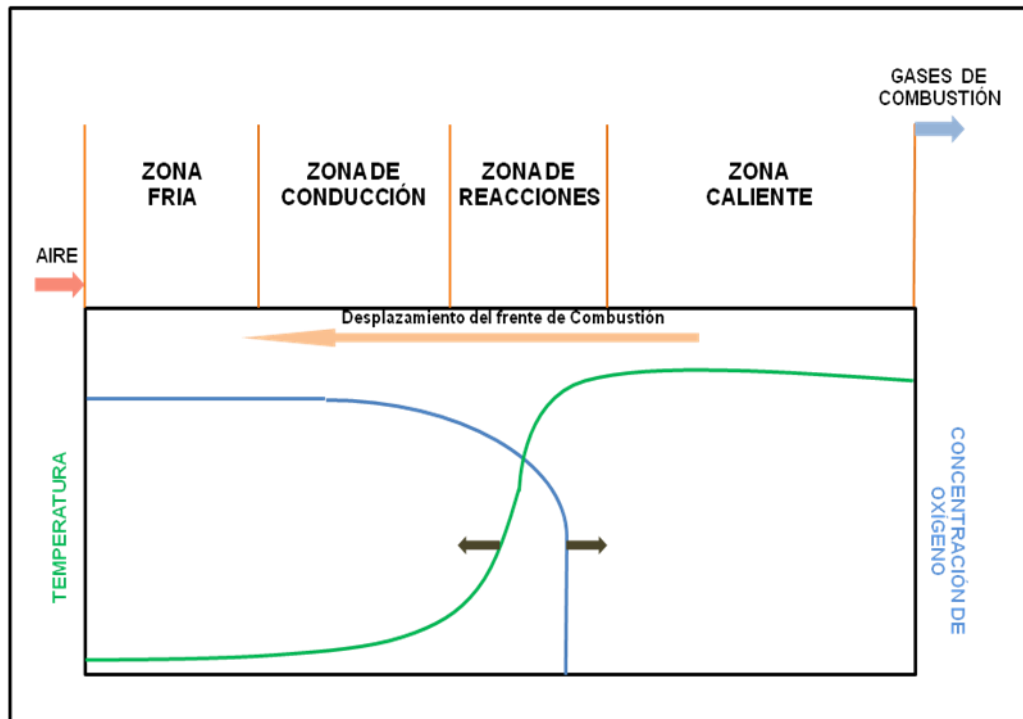
1.2.2 Combustión en reversa. La Combustión en reversa es una modificación del proceso de Combustión In Situ en el cual el frente de combustión se desplaza en dirección contraria a la inyección del agente oxidante. Surge como alternativa para remediar los problemas por bloqueo de líquidos que eventualmente se desarrollan cuando la combustión seca se lleva a cabo en yacimientos de crudo de alta viscosidad pues el fluido de desplaza de zona estimulada a una zona fría.

Haciendo una analogía con la quema de un cigarrillo, cuando la persona inhala o exhala aire, el frente de combustión avanzará hacia la boca. En caso de inhalar el frente de combustión mantendrá la misma dirección del aire, Combustión Frontal; en caso de exhalar el frente de combustión se dirigirá en contraflujo al aire, Combustión en reversa.

La figura 3 ilustra el comportamiento del proceso de Combustión en reversa. Inicialmente se crea el frente de inyección cerca al pozo productor que se desplaza hacia el pozo inyector, de esta manera el aire debe moverse por la sección no alterada para contactar la zona de combustión. Esto implica que la zona caliente queda delimitada por el pozo productor y el frente de avance incandescente por lo que todos los fluidos producidos estarán obligados a atravesar la zona quemada (zona caliente) favoreciendo la movilidad por reducción de viscosidad generalmente por un factor de mil o más.

Aunque los fenómenos que toman lugar en un proceso de combustión en reversa no son muy bien conocidos y actualmente su nivel de desarrollo permanece a escala de laboratorio, para que tenga lugar la combustión debe existir en simultáneo oxígeno, combustible y altas temperaturas. La figura 3 indica que el oxígeno hace presencia desde el pozo de inyección hasta la zona de combustión y el combustible esta en todo el yacimiento. El factor determinante para que se dé inicio al proceso es la alta temperatura, y debido a que el frente eleva la temperatura en dirección al pozo inyector, el frente se desplazará en esa misma dirección. El frente no se moverá hacia el pozo productor porque todo el oxígeno es consumido por éste, y se moverá tan rápido como el calor liberado por el proceso aumente la temperatura.

Figura 3. Proceso de Combustión In Situ en reversa.



Fuente: Tomado y modificado de BURGER, J., SOURIEAU, P. Thermal Methods of Oil Recovery. Institut Français du Pétrole, 1985.

La porción de petróleo utilizado por las reacciones de combustión en este proceso es diferente. A diferencia de la combustión frontal en la cual el combustible es material compuesto por la fracción más pesada del crudo, en este caso, el combustible está compuesto por fracciones intermedias debido a que todo el petróleo móvil debe pasar por la zona de combustión, consumiendo más hidrocarburo in situ que el proceso en su modalidad seca. Sin embargo, dicho movimiento por la zona caliente trae un importante mejoramiento en la calidad del crudo (upgrading) muchas veces mejor que el alcanzado en la combustión frontal.

Pese al mejoramiento de la calidad del crudo, la Combustión en reversa no es eficiente debido a que fracciones con moderado valor comercial son quemadas; requiere casi el doble de aire de la combustión frontal; fracciones sin gran valor comercial permanecen una vez pase la combustión y existe una fuerte tendencia de ignición espontánea cerca al pozo inyector.

1.3 ASPECTOS QUÍMICOS DEL PROCESO COMBUSTIÓN IN SITU

El proceso de Combustión In Situ depende principalmente del desarrollo de reacciones químicas entre el gas de inyección y el crudo in situ. La existencia y naturaleza de estas reacciones así como también los efectos de calentamiento que ellas inducen dependen de las características del sistema roca-fluidos. Debido a esto es importante tener claridad sobre los aspectos químicos del proceso para el diseño e interpretación del desempeño del proceso.

Las reacciones químicas asociadas con el proceso CIS son numerosas y ocurren en diferentes rangos de temperaturas. Generalmente, son agrupadas como se muestra a continuación:

- Reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO) o reacciones de adición.
- Reacciones de formación de combustible a temperaturas medias o reacciones de craqueo o pirolisis.
- Reacciones de oxidación a alta temperatura (HTO) o reacciones de combustión o partición.

1.3.1 Reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO). Durante el desarrollo del proceso, los hidrocarburos inicialmente presentes en el yacimiento sufren dos tipos de reacciones exotérmicas al contacto con el oxígeno dependiendo de las temperaturas de la zona. Las reacciones que ocurren por debajo de 400°F son definidas como LTO (oxidación a baja temperatura) y las que ocurren por encima de esta temperatura son llamadas HTO (oxidación a alta temperatura). A diferencia de las HTO las cuales producen principalmente CO₂, CO y H₂O, las llamadas LTO son reacciones heterogéneas que producen agua e hidrocarburos parcialmente oxigenados tales como ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes e hidroperóxidos. Por este motivo estas reacciones también se conocen como reacciones de adición de oxígeno. Las LTO ocurren incluso a bajas temperaturas de yacimiento y son causadas por la disolución del oxígeno en el crudo.

Las reacciones LTO son altamente complejas y actualmente no se ha alcanzado una buena comprensión de las mismas, pero se cree que aumentan la fracción de asfáltenos, la viscosidad del crudo así como también la cantidad de combustible disponible para la combustión, disminuyendo la porción recuperable de petróleo.

Entre los factores que estimulan el desarrollo de estas reacciones están la baja tasa de aire que contacta el crudo producto de las heterogeneidades del

yacimiento y la canalización del oxígeno. Estas reacciones son indeseables porque aumentan la viscosidad y la densidad lo cual a su vez afecta el recobro.

Las reacciones LTO generalmente se describen como sigue:



1.3.2 Reacciones de pirolisis (ITO). Cuando la temperatura del yacimiento se eleva, el aceite sufre un cambio químico llamado pirolisis. Las reacciones de pirolisis (ITO) son sumamente importantes porque generalmente se les atribuye la depositación del combustible (coque) para la subsecuente combustión. Estas reacciones son principalmente homogéneas (gas-gas) y endotérmicas e involucran tres reacciones: deshidrogenación, craqueo y condensación.

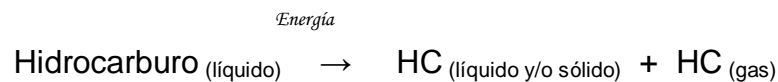
En la deshidrogenación los átomos de hidrógeno son removidos desde las moléculas de hidrocarburos mientras los átomos de carbono quedan intactos. En las reacciones de craqueo, los enlaces carbono-carbono de los hidrocarburos más pesados son rotos resultando en moléculas más pequeñas. En el caso de las reacciones de condensación, se da un aumento en el número de átomos de carbono en las moléculas incentivando la formación de hidrocarburos pesados ricos en carbono. La naturaleza de estas reacciones depende directamente de la composición del crudo en sitio.

Las parafinas no sufren condensación. En un rango de 700 a 1250°F ellas sufren deshidrogenación y/o craqueo térmico dependiendo del tamaño de las moléculas. En general del metano al butano sufren deshidrogenación y las moléculas más grandes sufren craqueo. Las moléculas deshidrogenadas se

recombinan a moléculas más pesadas que eventualmente conllevarán a la formación de coque. De esta manera moléculas de cadenas rectas a menudo producen coque y considerables cantidades de hidrocarburos volátiles después de un prolongado calentamiento. El coque se define como la fracción de crudo insoluble al tolueno y que generalmente contiene 80-90 % en Carbono y 3-9% en Hidrógeno.

Los compuestos aromáticos sufren preferencialmente condensación en vez de reacciones de craqueo en rangos de 1200 a 3000°F. En las reacciones de condensación los débiles enlaces C-H de las moléculas cíclicas son rotos y reemplazados por un enlace C-C más estable y forma una molécula poliaromática menos hidrogenada. Cuando estas fracciones son expuestas por largos periodos a intensas temperaturas puede formar macromoléculas como el grafito.

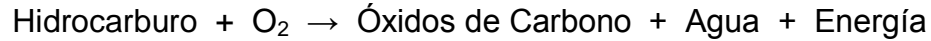
La representación esquemática de estas reacciones se muestra a continuación:



1.3.3 Oxidación a altas temperaturas (HTO). La reacción entre el oxígeno en el aire inyectado y el coque a temperaturas por encima de 650°F es a menudo referida como oxidación a alta temperatura (HTO) o reacción de combustión¹¹. El Dióxido de carbono, monóxido de carbono y agua son los principales productos de estas reacciones. Las HTO son reacciones heterogéneas (gas-sólido y gas-líquido) y son caracterizadas por el consumo de todo el oxígeno en fase gaseosa. El calor generado por estas reacciones provee la energía térmica necesaria para sostener y propagar el frente de

¹¹ SARATHI, Op. cit., p. 42.

combustión y generalmente son las reacciones que se desean en proyectos de Combustión In Situ.



1.3.4 Comportamiento de las reacciones en crudos pesados y livianos.

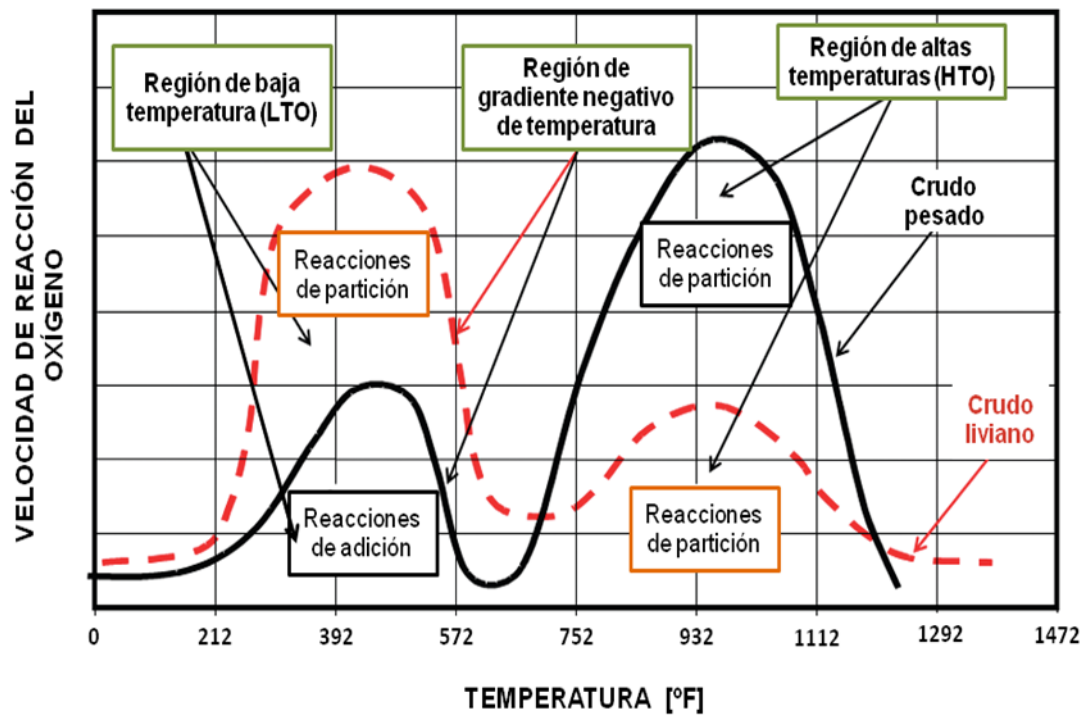
La figura 4 representa las zonas en las cuales se desarrollan las reacciones típicas de oxidación del proceso CIS para crudos livianos y pesados. Aunque las reacciones ocurren de manera simultánea sólo una será dominante en el proceso.

De la figura se puede observar que para crudo pesado, las reacciones LTO (reacciones de adición) son dominantes a temperaturas por debajo de 572°F y las reacciones HTO (reacciones de partición) se convierten en el mecanismo dominante a temperaturas superiores a los 662°F. Entre estos dos rangos está una región denominada “*Región de gradiente negativo de presión*” donde la velocidad de la reacción disminuye con incrementos en la temperatura. Para crudos livianos, las reacciones HTO (reacciones de partición) son preferencialmente dominantes en un amplio espectro de temperaturas, y sólo las reacciones LTO dominan en puntos de temperatura por debajo de 302°F.

El impacto de la reacción dominante está estrechamente relacionado con la cantidad de crudo móvil. Reacciones a baja temperatura son muy ineficientes para movilizar el crudo en sitio debido a que producen asfáltenos y eventualmente coque y oxidan hidrocarburos que generalmente contienen grupos ácidos que promueven la estabilidad de las emulsiones formadas. De otro lado, las reacciones HTO son extremadamente efectivas para movilizar crudo y son el estado deseado de operación para la inyección de aire especialmente en crudos pesados. En ese sentido, el factor clave para el

éxito de un proyecto CIS es iniciar y mantener las reacciones de oxidación en los rangos de temperatura donde las HTO predominan. Una vez la zona de combustión a alta temperatura es creada, una fuente suficiente de oxígeno es requerida para mantener las reacciones de oxidación en los rangos deseados de temperatura donde las HTO sean dominantes.

Figura 4. Regiones de oxidación del crudo.



Fuente: Tomado y modificado de JCPT, Vol. 48, No. 4. 2009.

1.4 RESEÑA HISTORICA DEL PROCESO COMBUSTIÓN IN SITU

El proceso de Combustión In Situ probablemente ocurrió en algunos proyectos de inyección de aire ejecutados en Ohio, Estados Unidos a comienzos del siglo XX. Algunos informes internos del Consejo de Minas de

Estados Unidos escritos por Lewis en 1916, contemplaban la posibilidad del desarrollo de un frente de combustión cuando se inyectaba aire caliente para combatir problemas de depositación de parafinas en formaciones al sureste de Ohio. Más adelante, análisis de gases producidos en algunos pozos indicarían la generación de dióxido de carbono y la producción de oxígeno atribuida a la reacción química de combustión entre el crudo in situ y el oxígeno del aire de inyección.

Aunque patentado en 1920 en Estados Unidos, el primer piloto de campo registrado para Combustión In Situ fue operado en la antigua Unión Soviética desde 1933 a 1934¹².

En 1930, un importante trabajo realizado por Osgood denominado “Increasing the Recovery of Petroleum” recopiló diversos casos de aplicación de proyectos de inyección de aire entre 1915 y 1925 en los que se encontraron importantes características típicas de una reacción de oxidación en los estratos productores.

En Octubre de 1920, en la ciudad de Marietta, Ohio, el primer proyecto planeado de Combustión In Situ (CIS) a escala de evaluación resultó en éxito según los registros de Mills publicados en 1923, en los cuales se establecía que el objetivo de la operación era fundir parafinas e incrementar la producción del crudo. En sus documentos Mills señaló: “El aire inyectado y el gas natural se convirtieron en una mezcla combustible la cual se encendió y se propagó por 24 horas hasta que se sofocó con agua. Los pozos fueron puestos en producción por liberación de presión y la tasa de producción duplicó la inicial”. Este caso animó al Consejo de Minas de Estados Unidos junto con la Compañía Smith-Dunn para llevar a cabo otra combustión en

¹² SARATHI, Op. cit., p. 2-5.

Diciembre de 1920 en donde también se alcanzaron buenos resultados en términos de aumentos de la tasa de producción.

En 1922, la compañía The Hope Natural Gas utilizó un proceso modificado de combustión para mejorar la producción; en este caso se creó una cámara de combustión para iniciar la ignición. El proceso fue detallado por The National Petroleum News en el cual se señaló que las temperaturas de fondo de pozo llegaron a los 2300°F y causaron daño en el casing de algunos pozos que tuvieron que cerrarse. Además se registró que el intenso calor modificó la matriz de la roca pero se consiguió incrementar la producción. De esta manera se alcanzó un verdadero empuje por combustión.

En cuanto a las patentes del proceso, E.R. Walcott y F.A. Howard registraron cada uno una patente en Junio 5 de 1923 y en Noviembre 6 de 1923 respectivamente.

En 1927, A.F. Melcher de Marland Oil Company llevó a cabo un proyecto de recobro de crudo por medio de combustión en la ciudad Ponca, Oklahoma. La combustión fue inducida por la inyección de gases producidos en una refinería cercana a una formación somera (20 pies). Después de sostener la inyección por varios meses el resultado fue un éxito. Las temperaturas de fondo de pozo alcanzaron los 700°F. Luego de que el frente fue sofocado, algunos análisis de inspección visual de la roca indicaron depositación de carbón y alteración en las arcillas. Esta es la más antigua implementación del proceso CIS a escala de campo en los Estados Unidos. Después, en Diciembre de 1927, Marland inició otros proyectos de inyección de aire caliente en formaciones someras en Nowata, Oklahoma pero no resultó exitoso debido a problemas de inyectividad que impidieron mantener la presión.

El primer documento que profundizó sobre temas teóricos de operaciones de inyección de gases calientes en formaciones depletadas fue publicado por el Consejo de Minas de Estados Unidos en 1928 por Lindsly. En él se estimó que aproximadamente un billón de BTU son necesarios para elevar la temperatura de 1 acre-pie a 700°F¹³.

La primera aplicación de procesos CIS fuera de los Estados Unidos ocurrió en Rusia en 1935 según reportes publicados por Sheinmann 1938.

A mediados de 1940, el proceso de Combustión In Situ recibió importante atención por compañías petroleras estadounidenses y su concepto se enfocó en la recuperación de hidrocarburos. En 1947, Magnolia Petroleum Company y Sinclair Oil and Gas Company comenzaron a investigar el proceso en laboratorio para identificar los parámetros que controlan el proceso. Las investigaciones de ambas compañías culminaron en una serie de pilotos de campo exitosos técnicamente en Oklahoma en 1950. Estas experiencias dieron paso al desarrollo de esta tecnología.

Desde 1950, más de 162 proyectos pilotos de campo de CIS han estado en operación. El proceso ha sido ampliamente estudiado a nivel de laboratorio y los pilotos han contribuido al avance tecnológico de esta técnica de recuperación.

En el periodo comprendido entre 1970 y 1995 un máximo de 19 proyectos CIS a escala comercial fueron registrados. Sin embargo, este número decreció hasta la fecha, donde solo 4 proyectos a escala comercial permanecen activos.

¹³ SARATHI, Op. cit., p. 5.

En Abril 1992, según un reporte de Oil & Gas Journal la producción incremental diaria debido a Combustión In Situ fue de 4700 BOPD de ocho proyectos en Estados Unidos, 8000 BOPD de diez proyectos en la antigua Unión Soviética, 7300 BOPD de tres proyectos en Canadá y de 12000 BOPD de cinco proyectos en Rumania. En 1992, la producción diaria promedio de crudo a nivel mundial fue de alrededor de 32000 BOPD de veintiséis proyectos reportados. El número de proyectos reportados incluyen, no sólo los comerciales, también proyectos semi-industriales.

En los últimos años el número de pilotos de campo ha sido bajo y están ubicados en el Campo Kerxing en China y en el estado Gujarat en India. Además existen también reportes de pilotos en Canadá, Brasil y Venezuela.

Proyectos comercialmente exitosos, como Suplacu de Barcau ubicado en Rumania, ha sido la aplicación más grande en cuanto a combustión seca se refiere, pues ha estado en operación por más de 34 años. Los proyectos de Balol y Santhal en India han estado en operación por más de 7 años en modo de combustión húmeda (COFCAW). También en Estados Unidos, el proyecto Bellevue en el estado de Louisiana ha mostrado excelentes resultados en recuperación del crudo en los 34 años de operación. Para el año 2007, los cuatro proyectos produjeron alrededor de 20000 bl/d.

1.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU

Los diferentes modos de Combustión In Situ fueron descritos anteriormente haciendo uso del concepto de “banco” para hacer una aproximación del proceso que pueda aportar mayor claridad. Sin embargo el comportamiento en campo no refleja perfiles tan definidos como los que se aprecian en la

figura 1, incluso en muchos casos se puede presentar superposición de zonas. Además debido a las heterogeneidades del yacimiento y a las características particulares del crudo cuando es sometido a combustión, las zonas pueden desarrollarse en diferentes localizaciones y en diferente secuencia a las descritas en las secciones anteriores ya que el flujo de fluidos y de calor puede verse alterado a lo largo del yacimiento.

Debido a estos factores el mecanismo de transporte de fluidos en un proceso de Combustión In Situ es una secuencia de empuje por agua, vapor, gases miscibles e inmiscibles altamente compleja y que generalmente cambiará entre proyectos. A continuación se presenta la descripción de los principales mecanismos que influyen el movimiento de fluidos en el yacimiento cuando se aplica el proceso de Combustión In Situ, clasificándolos en desplazamiento por fluidos miscibles, desplazamiento por fluidos inmiscibles y en desplazamiento por efectos térmicos.

1.5.1 Desplazamiento por fluidos inmiscibles

Desplazamiento por agua

En los procesos de Combustión siempre se desarrolla un banco de agua independientemente del modo del proceso que se aplique. En combustión seca el agua connata y el agua generada por la reacción de combustión generarán eventualmente un banco de agua; en el caso de la combustión húmeda se desarrollará un banco incluso más grande pues además del agua connata y aquel producto de reacción de combustión, se tendrá el aporte del agua inyectada.

Al igual que en un proceso de inyección de agua convencional, el agua a medida que avanza va moviendo el crudo hacia el pozo productor cambiando

las saturaciones de los fluidos en el yacimiento y por ende la permeabilidades relativas de la zona que posteriormente será quemada. Es de esperarse que el barrido por el banco de agua suceda en la zona inferior de la formación y que su desplazamiento sea más lento que en un proceso convencional.

Desplazamiento por gases

El proceso de Combustión In Situ se basa en la inyección de un gas oxidante que generalmente es aire, para generar un frente de combustión incandescente. Debido a que el oxígeno es el compuesto que reacciona, los demás compuestos serán inertes en este proceso, es decir el Nitrógeno y los demás gases que componen el aire de inyección. Alguna proporción de estos gases junto con aquellos productos de la reacción de combustión e hidrocarburos volatilizados, se mezclarán en el crudo mientras que la porción restante conformará una zona de gases que ejercerá un empuje por gas.

La zona en la que ocurre este desplazamiento tendrá un comportamiento dinámico y cambiará su composición a medida que avance, pues las fracciones volatilizadas se condensarán cuando varíe la temperatura y la presión, y se reincorporará en el crudo.

Desplazamiento por vapor

Sin duda alguna, una zona de vapor siempre estará presente debido a la evaporación del agua connata o al agua de inyección que se convierte a vapor cuando se acerca al frente de combustión y que tiene efectos de transporte de energía excelentes para mejorar la eficiencia del proceso. Como se describió en secciones anteriores, el tamaño de la platea de vapor dependerá del modo de combustión ejecutado.

El desplazamiento del vapor es un poderoso mecanismo de recuperación por la elevación de temperatura que causa decrementos significativos en la viscosidad. Además la elevación de temperatura ocasiona volatilización de hidrocarburos que causan un efectivo desplazamiento por empuje de gas y provoca la destilación de las fracciones más livianas.

1.5.2 Desplazamiento por fluidos miscibles

De acuerdo a las condiciones de yacimiento una fracción de los gases producidos por las reacciones de combustión y los compuestos inertes del aire se mezclarán en el crudo y tendrán un efecto favorable para la extracción del hidrocarburo. El CO₂ y el Nitrógeno son los gases de mayor importancia para este caso.

Desplazamiento por Nitrógeno

En general, cuando en un yacimiento se inyecta N₂, éste forma un frente miscible por vaporización de componentes livianos presentes en el crudo. Este gas, ahora “enriquecido”, continúa su movimiento y va contactando crudo de manera que más volátiles son producidos enriqueciéndolo aún más. Como consecuencia, el frente de gas puede alcanzar tan alto grado de enriquecimiento que se convierte en solución o se hace miscible en el crudo de la formación formándose una mezcla entre los dos fluidos. La inyección continua de aire proveerá la fuente de Nitrógeno necesaria para el desplazamiento del frente miscible a lo largo del yacimiento.

Desplazamiento por CO₂

El dióxido de carbono en estado líquido es el agente preferido para el recobro mejorado de petróleo, pero debido a su baja temperatura crítica generalmente se encuentra en estado gaseoso. El desplazamiento miscible

con CO₂ es similar al empuje por gas vaporizante (N₂) pero en este caso se extraen un mayor rango de hidrocarburos. El CO₂ reduce la viscosidad (efecto muy importante en crudos pesados) y a su vez, de acuerdo a la calidad del crudo ejercerá un desplazamiento miscible. La fuente de CO₂ en un proceso de Combustión In Situ siempre será continua desde que el frente de combustión no sea sofocado.

1.5.3 Desplazamiento por efectos térmicos. Este tipo de desplazamiento está soportado por efectos complejos desencadenados por las reacciones químicas típicas de un proceso CIS. Cuando la ignición espontánea o artificial toma lugar, se desencadenan reacciones exotérmicas de combustión que de inmediato disparan el perfil de temperatura, y el crudo presente queda expuesto a diversos procesos de variación composicional.

En las cercanías del frente de combustión las condiciones de temperatura generan la evaporación de los componentes livianos del crudo que fortalecen el empuje por gases. Pero el efecto más importante es el movimiento de crudo debido a la destilación provocada por el gradiente de temperatura en la zona inmediatamente aledaña al frente, que hace que el crudo caliente avance y contacte aquel aceite frío y se den procesos físicos similares a aquellos que ocurren en la inyección de disolventes calientes.

Cuantificar el impacto de cada mecanismo de desplazamiento en la producción del crudo sería una tarea desafiante y particular de cada yacimiento pero lo que se puede asegurar es que los efectos sumados de todos los mecanismos de desplazamiento aportan al proceso de Combustión In Situ un valor agregado en la eficiencia de barrido. No obstante, la velocidad de desplazamiento de los fluidos miscibles e inmiscibles está

estrechamente relacionada con la velocidad del frente de combustión que generalmente oscila entre 5 a 10 plg/d.

1.6 CRITERIOS DE SCREENING

En la evaluación de los prospectos petrolíferos, el primer paso antes de realizar cualquier estudio detallado es identificar por qué métodos de recobro puede ser producido el campo en cuestión. Las guías de Screening son exitosas para este propósito.

En el caso especial de la Combustión In Situ han sido desarrolladas diversas guías de screening por autores tales como Poettman, Geffen, Lewin y Asociados, Chu y Lyoho. Estas guías son tabuladas y se muestran en la tabla 1.

En los años recientes, el precio del crudo ha sufrido dramáticos cambios que han cambiado el panorama en muchos proyectos de fireflooding que antiguamente fueron considerados antieconómicos y que con los precios actuales del barril serían rentables. A causa de esto algunos nuevos proyectos se han implementado y han aportado información valiosa para alimentar las guías de screening.

Poettman enunció las siguientes consideraciones prácticas para evaluar la posibilidad de implementar Combustión In Situ:

- Yacimiento relativamente uniforme y aislado.
- Espesor de la arena de 10 pies o mayor, formaciones más delgadas no son atractivas.

- Profundidad usualmente entre 100-3000 pies pero no está limitada por estos valores.
- Porosidad del 20% o mayor.
- Permeabilidad de 100 mD o mayor.
- Gravedad API de 40° o menos, sin embargo pueden existir algunas excepciones.
- El producto de la porosidad y la saturación de petróleo debe ser mayor de 0.10 (contenido de crudo mayor a 780 bl/acre-pie).

Los siguientes factores contribuyen favorablemente a la economía del proyecto:

- Grande espaciamiento
- Alta permeabilidad
- Secciones gruesas
- Altas saturaciones de aceite recuperables
- Bajas relaciones de movilidad
- Bajo contenido de combustible
- Permeabilidad uniforme
- Alta eficiencia de barrido

Geffen propuso las siguientes guías de screening para el modo húmedo de la Combustión In Situ:

- Espesores mayores a 10 pies.
- Profundidades mayores a 500 pies.
- Presiones de operación mayores de 250 psia.
- Gravedad API menor de 45°
- Transmisibilidad (kh/μ) mayor a 10 mD-pie/cp

- El producto de la porosidad y la saturación de petróleo más grande que 0.05 (contenido de petróleo mayor que 390 bl/acre-pie).
- La relación $K_{\text{field}}/K_{\text{cores}}$ menor que 5. (Medida de la heterogeneidad del yacimiento).
- Alto producto de porosidad y espesor.
- Espaciamiento entre pozos máximo de 40 acres.

Los siguientes factores contribuyen al éxito del proyecto:

- Temperatura de la formación mayor a 150°F.
- Baja permeabilidad vertical.
- Disponibilidad de agua
- Buen estado mecánico de los pozos para resistir altas presiones.
- Disponibilidad de gas económico para comprimir.

Los siguientes factores tienden a aumentar el riesgo del proceso:

- Extensas fracturas
- Capa de gas
- Fuerte empuje de agua
- Baja relación entre espesor neto a espesor bruto.
- Problemas de emulsiones pre-existentes.

Las guías de screening desarrolladas por Lewin y Asociados fueron basadas en las guías de Geffen pero con algunas modificaciones, en esta descripción no se tendrán en cuenta.

En 1977, Chu estableció sus guías de screening apoyado en dos diferentes aproximaciones estadísticas. Sus guías fueron desarrolladas bajo intervalos de confianza y análisis de regresión y tomando en cuenta más de 30

proyectos de combustión calificados como exitosos y no exitosos de los cuales se reportaba suficiente información de fluido y yacimiento.

Los intervalos de confianza al final del análisis reportaron los valores mínimo y máximo para varias características mientras que los análisis de regresión sirvieron como una medida del éxito o falla de los proyectos de combustión. Las guías asumen que la viscosidad máxima debe ser de 1000 cp para la aplicación de Combustión In Situ, de lo contrario se prefiere la implementación de inyección de vapor por catalogarse como crudo altamente viscoso.

Las guías de screening propuestas por Iyoho introducen una separación en los criterios para los tres modos del proceso CIS. En la tabla 1, se muestra la guía de screening reportada por Chu en 1981. Esta guía difiere de la primera en dos aspectos principales. En primer lugar, la inestabilidad de los precios del barril de petróleo hizo rentables muchos proyectos abandonados por considerarse antieconómicos. Debido a esto, la factibilidad económica del proyecto no se considera como criterio para aceptar o rechazar un prospecto, sin embargo, se adoptó la capacidad para producir aceite. En segundo lugar, las primeras guías estaban soportadas por análisis de regresión e intervalos de confianza que suponían una distribución de frecuencia normal de los parámetros de screening. En la nueva guía, la distribución de frecuencia es específica de cada variable pudiendo ser normal, logarítmica, de Poisson o cualquier otra. Esta guía trata los procesos de combustión húmeda y seca al mismo tiempo.

Tabla 1. Guías de screening para proyectos de Combustión In Situ.

Autor	Año	Espesor [pies]	Profundidad [pies]	Porosidad, [fracción]	Permeabilidad, k [mD]	Presión [psia]	Sat. Oil [So]	°API	Viscosidad, μ [cp]	Kh/ μ	*So	y*	Comentario
Poettmann	1964			>0.20	>100						>0.10		
Geffen	1973	>10	>500			>250		<45		>100	>0.05		Sólo CIS modo húmedo
Lewin y Asociados	1976	>10	>500				>0.50	10 - 45		>20	>0.05		
Chu	1977			≥ 0.22			≥ 0.50	≤ 24	<1000		>0.13		Límites de confianza
	1977											>0.27	Análisis de regresión
Iyoho	1978	5 - 50	200-4500	≥ 0.20	>300		>0.50	10 - 40	<1000	>20	>0.077		CIS Seca (espac. <40 ac)
	1978	10 - 120		≥ 0.20			>0.50	<10	No limite superior				CIS Reversa
	1978	>10	>500	≥ 0.25			>0.50	<45	<1000		>0.064		CIS Húmeda
Chu	1980			>0.16	>100		>0.35	<40		>10	>0.10		

Fuente: CHU, Chieh. State of the Art Review of Fireflood Field Projects. SPE 9772, 1982.

2. PROBLEMAS ASOCIADOS A PROCESOS DE COMBUSTION IN SITU

En el momento de pensar en implementar un proceso de Combustión In Situ, se deben tener en cuenta los parámetros operacionales y de yacimiento, que son parte fundamental en el diseño del proceso ya que determinan la sostenibilidad de este método de recobro. La identificación, análisis e integración de todos los parámetros, puede dar excelentes resultados en términos de las mejores condiciones iniciales de operación, como tasas de inyección, presión de inyección, entre otros, apuntando siempre a la obtención de altos factores de recobro.

Reconocer situaciones que favorecen el proceso resulta de gran utilidad, puesto que da pautas a tener en cuenta en el diseño de la operación y que son características de cada proyecto. Aunque, se debe tener cuidado con los problemas operacionales y de yacimiento que son muy frecuentes en todos los campos que se han sometido a este método de recobro, debido en la mayoría de las veces, a la naturaleza inestable y problemática del proceso o a las malas prácticas ingenieriles por falta de conocimiento de la Combustión In Situ. Por consiguiente, es necesario identificar dichos problemas y encontrar alternativas de solución para mitigar sus efectos, de esta manera se contará con material de apoyo para conducir este método de recobro térmico en un campo que tenga las características adecuadas para su implementación.

En este capítulo se mencionarán los principales parámetros que afectan el desempeño de un proceso de Combustión In Situ, los problemas relacionados con este método de recobro térmico, su descripción, identificación y alternativas de solución.

2.1 PARÁMETROS DE YACIMIENTO Y OPERACIONALES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE CIS

Antes de ejecutar un proyecto CIS se requiere conocer los parámetros operacionales y de yacimiento que van a repercutir en el desarrollo del proceso. Entre ellos se encuentran el contenido de combustible, tasa de inyección de aire, requerimiento de aire, presión de inyección, espaciamiento entre pozos, relación agua/aire si se está llevando a cabo un proceso de combustión húmeda, concentración de oxígeno, propiedades de la roca y del fluido tales como porosidad, permeabilidad, espesor de la arena productora, heterogeneidad, continuidad y buzamiento del yacimiento, viscosidad, saturación de aceite, gravedad API, presencia de capa de gas y acuífero.

2.1.1 Parámetros operacionales

El diseño de un proyecto de Combustión In Situ, está directamente asociado con el estudio de parámetros como contenido de combustible y requerimiento de aire, los cuales permitirán determinar las condiciones adecuadas de operación dentro de las cuales se incluyen: tasa de inyección de aire y agua (Combustión húmeda), presión de inyección y relación agua aire.

2.1.1.1 Contenido de combustible. El contenido de combustible es un factor preponderante para el desarrollo de un proceso de Combustión In Situ. Es la cantidad de coque depositado por unidad de volumen de roca (lb/pie³), el cual consiste de fracciones pesadas de hidrocarburo, dejadas como residuo carbonífero producto de la destilación y craqueo térmico. Este parámetro depende de un conjunto de propiedades roca-fluido, tales como

porosidad, permeabilidad, textura, composición, saturación de aceite y de la temperatura en la zona de combustión.

La cantidad de combustible quemado por unidad de volumen de yacimiento, determina cuanto calor se genera, la cantidad de aire requerido, la velocidad de avance del frente de combustión, e incluso estimativos del tiempo de vida del proyecto y el aceite potencialmente recuperable. La pregunta es “¿cuál debería ser el valor del contenido de combustible para lograr un buen desempeño del proceso?”. No es sencillo de responder debido a que depende de una serie de factores que podrían favorecer o no la combustión; por ejemplo, si el contenido de combustible es bajo, no se generará suficiente calor en el yacimiento para que se mantenga la combustión, al contrario, si este valor es alto, el proceso no será viable económicamente debido al elevado requerimiento de aire, altos costos de compresión y baja producción de aceite. Por consiguiente, es importante hacer un análisis previo de fluidos antes de buscar respuesta a tal pregunta.

Siguiendo el desempeño de los campos sometidos a CIS, aquellos que fueron éxitos o fracasaron, se encontró un rango de contenido de combustible depositado entre 1.5 y 2.5 lb/pie³,¹⁴ siendo mayor en crudos pesados y viscosos.

Los factores que afectan el contenido de combustible se describen a continuación.

- **Gravedad del crudo.** La gravedad API parece ser un indicador satisfactorio del contenido de combustible para la Combustión In Situ. Según pruebas de laboratorio y análisis de campo, su valor aumenta con la disminución en la gravedad API, disminución en la relación H/C e

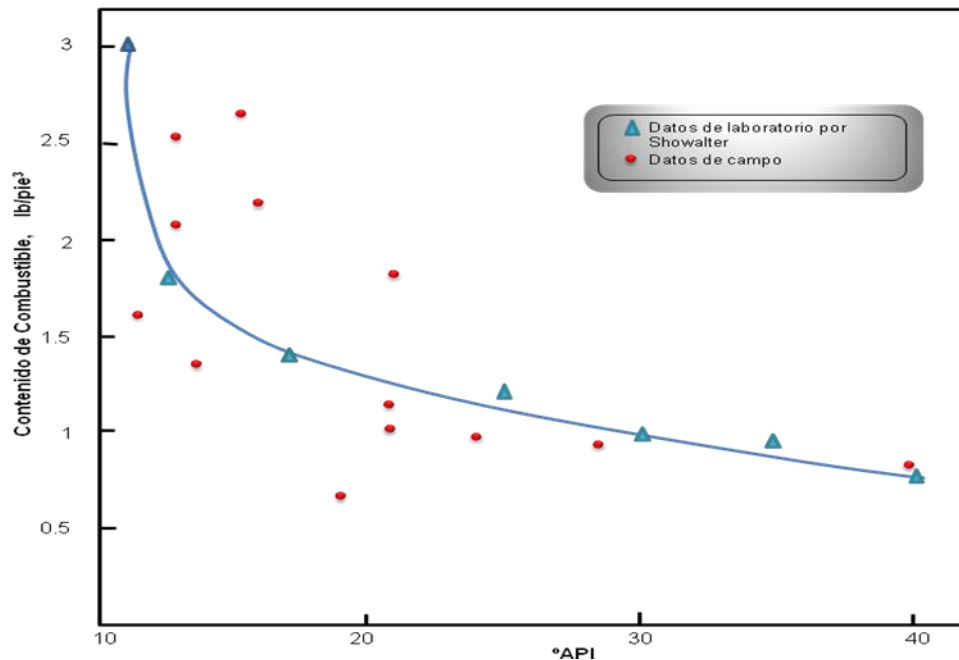
¹⁴ ALI, Farouq. Practical Heavy Oil Recovery. 1997. p 8-3.

incremento en la viscosidad. Para procesos donde se lleva a cabo combustión húmeda, el contenido de combustible disminuye cuando la relación agua/aire aumenta.

■

Showalter¹⁵ realizó pruebas de laboratorio con crudos de gravedades entre 11 a 40 °API (Figura 5) y comparó los resultados con datos de pruebas de campo, a fin de mostrar el comportamiento del contenido de combustible con la gravedad API.

Figura 5. Contenido de combustible en función de la gravedad API.



Fuente: CHU, Chieh. State of the Art Review of Fireflood Field Projects. SPE 9772, Enero 1982.

¹⁵ SHOWALTER, W. E. Combustion-Drive Test. En: JPT. Marzo, 1963, p. 53-58.

Los resultados mostraron una tendencia aproximadamente lineal para gravedades entre 17 y 40 °API, por debajo de 17 °API el contenido de combustible aumenta rápidamente a medida que disminuye la gravedad.

- **Temperatura.** Para demostrar el efecto de la temperatura sobre la depositación de combustible, Continental Oil Co. llevó a cabo una serie de procedimientos experimentales, usando un crudo de 21.8 °API mezclado con arena Ottawa. Los resultados obtenidos mostraron un incremento lineal en la disponibilidad de combustible, desde cero con temperatura de 300 °F hasta un porcentaje en peso máximo de 1.75 a 650°F, y una disminución asintótica alrededor de 1.15 a 1000 °F (Figura 6). Por consiguiente, las reacciones que ocurren en rangos de temperatura entre 650 y 1000°F, se pueden llamar reacciones de combustión pura, debido a que todo el hidrocarburo se consume sin dejar aceite residual en los granos de la roca, obteniendo como principales productos de la reacción óxidos de carbono y agua¹⁶. Mientras que las reacciones por debajo de 650°F son reacciones de oxidación a baja temperatura dando como resultado hidrocarburos oxigenados, los cuales son más viscosos, menos volátiles y más densos que el crudo inicial. De esta manera, los experimentos mostraron que la cantidad de combustible es función de la oxidación a bajas temperaturas.

- **Matriz de la roca.** El proceso de la Combustión In Situ se ve influenciado por la naturaleza y composición de la roca; afectando directamente la tasa de depositación de combustible. Hardy et al.¹⁷ y Vossoughi et al.¹⁸

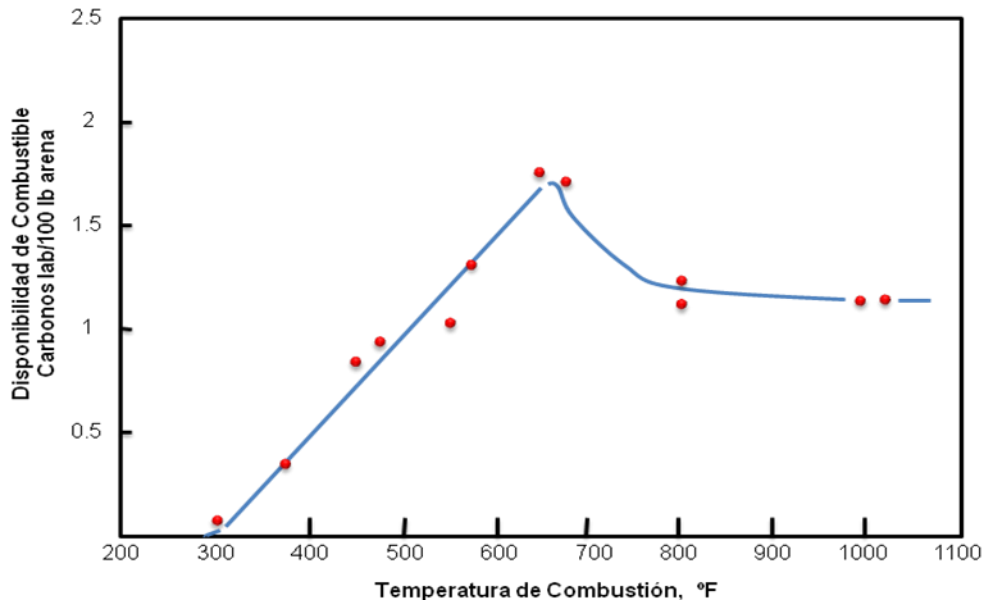
¹⁶ ALEXANDER., John, MARTIN, L., DEW, John. Factors Affecting Fuel Availability and Composition during In Situ Combustion. SPE 296, 1962.

¹⁷ HARDY, W., et al. In Situ Combustion in Thin Reservoir Containing High Gravity Oil. En: JPT. Febrero, 1972, p. 199-208.

¹⁸ VOSSOUGH, S., et al. Automation of An In Situ Combustion Tube an Study of the Effect of Clay on the In Situ Combustion Process. SPE, Agosto, 1982. p. 493-502.

concluyeron a partir de pruebas de laboratorio, que la depositación de combustible es baja en arenas limpias, debido a un número de factores como la disminución de la adsorción de combustible en la superficie de la arena. Bousaid y Ramey¹⁹ también notaron el efecto catalítico de las arcillas presentes (Caolinita e Ilita) y observaron una reducción en la energía de activación con el aumento en el contenido de arcillas, favoreciendo de esta manera la depositación de combustible. Por su parte, Monin y Audibert²⁰ concluyeron que la presencia de diferentes minerales en la roca tales como Pirita, Calcita, Siderita y metales pesados promueven las reacciones de craqueo sugiriendo un incremento en la actividad catalítica, lo cual favorece la tasa de formación de coque.

Figura 6. Contenido de combustible en función de la temperatura.



Fuente: ALEXANDER., John, MARTIN, L., DEW, John. Factors Affecting Fuel Availability and Composition during In Situ Combustion. SPE 296, 1962.

¹⁹ BOUSAID, I., y RAMEY, H. Oxidation of Crude Oils in Porous Media. SPE, 1968. p.138.

²⁰ MONIN, J. y AUDIBERT, A. Thermal Cracking of Heavy Oil/Mineral Matrix Systems. SPE 16269, 1987.

Otros factores que también contribuyen en el contenido de combustible son la presión y la relación agua-aire. Showalter mostró que la cantidad de combustible presenta un leve incremento con la presión, siendo su efecto poco significativo. Contrario a ello, este parámetro disminuye significativamente con el aumento en el WAR (por sus siglas en inglés Water Air Ratio).

2.1.1.2 Requerimiento de aire. El requerimiento de aire es el volumen de aire requerido en pies cúbicos estándar para quemar el combustible depositado en un pie cúbico de roca de yacimiento. Es un parámetro esencial en un proceso CIS debido al efecto que tiene en la economía del proyecto; por ejemplo, determina la capacidad de compresión necesaria para quemar el contenido de combustible. En campo el requerimiento de aire se expresa en MPCs/acre-pie. Esta cantidad de aire está en función del porcentaje de carbonos e hidrógenos presentes en el combustible y de la relación dióxido de carbono/monóxido de carbono producidos por la combustión.

Generalmente se usa 180 PCS de aire/lb de combustible cuando no se dispone de datos de laboratorio, este valor está basado en las correlaciones de Chu²¹.

Dentro del estudio de este parámetro es importante considerar el efecto que tiene la gravedad API, la tasa de inyección de aire y el WAR.

- **Gravedad API.** Resultados experimentales muestran una disminución en el requerimiento de aire con el aumento en la gravedad API. Showalter presentó una comparación con datos de laboratorio y datos de

²¹ SARATHI, Partha. In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. Oklahoma: 1999, 151 p.

campo, los cuales exhibieron una buena aproximación a la curva de Showalter (Figura 7). Cabe resaltar que el requerimiento de aire en campo, puede exceder los valores de laboratorio debido a la canalización y migración del aire.

- **Tasa de inyección de aire.** Martin, et al,²² estudió el requerimiento de aire como una función de la tasa de inyección, y concluyó que para tasas de aire dentro de los rangos usados en campo de 2-30 PCS/h por unidad de área, incrementos en la tasa disminuyen el requerimiento de aire, debido al aumento en la eficiencia de utilización de oxígeno.
- **Relación agua-aire.** En cuanto a la relación agua-aire (WAR), el requerimiento de aire disminuye a medida que aumenta este factor, debido a que el agua aporta moléculas de oxígeno utilizadas en la combustión.

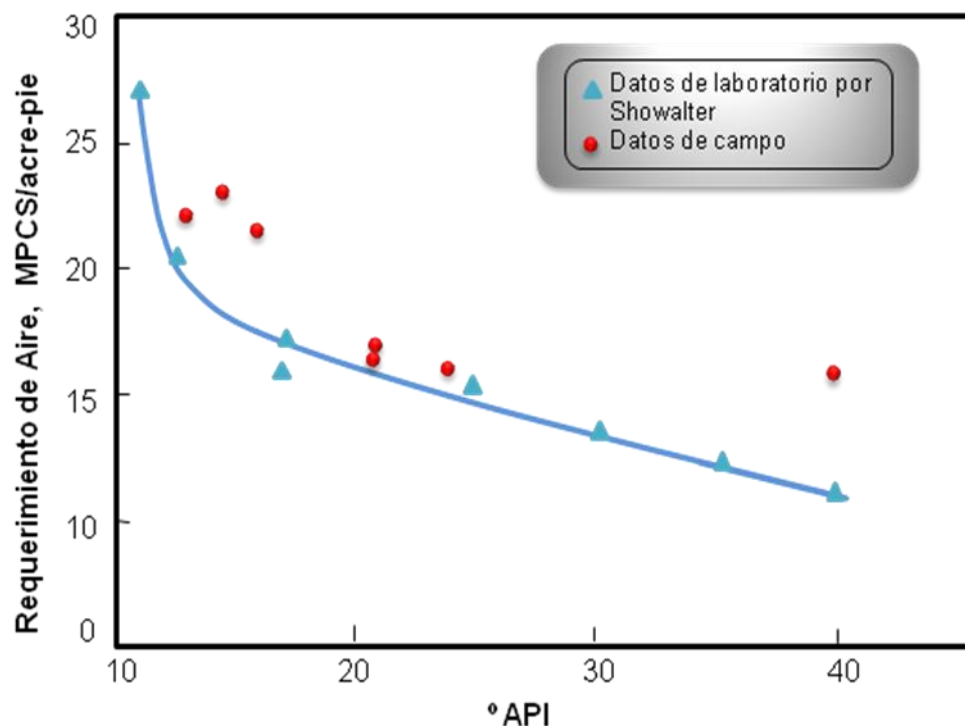
2.1.1.3 Tasa de inyección de aire. La tasa de inyección de aire es un parámetro de gran importancia en la producción de crudo. Esta determina la velocidad de la zona de combustión, la tasa de producción de fluidos y el radio de extensión de la zona de combustión. Se expresa en PCS/d.

La velocidad del frente de combustión depende de la tasa de consumo de combustible, la cual está directamente relacionada con la tasa de aire. Pruebas de laboratorio determinaron que a altas tasas de aire, la combustión es bastante vigorosa llegando a temperaturas alrededor de 1000 °F para un contenido de combustible de 1.5 lb/pie³. Mientras que para bajas tasas de aire, el proceso se aproxima a un punto donde las pérdidas de calor exceden la tasa de generación de calor llevando a la extinción del frente de

²² MARTIN, W. Process Variables of In Situ Combustion. En: AIME. 1958, vol. 213, p. 218.

combustión²³. De esta manera, la tasa de aire es función no solamente del contenido de combustible sino además de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes. Para muchos especialistas en Combustión In Situ, este parámetro es el más importante pues es un mecanismo de control del proceso desde superficie.

Figura 7. Requerimiento de aire en función de la gravedad API.



Fuente: CHU, Chieh. State of the Art Review of Fireflood Field Projects. SPE 9772, Enero 1982.

Entre los factores que afectan la tasa de inyección de aire se encuentran:

²³ SARATHI, Partha. In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices., 153 p

- **Gravedad API.** En situaciones de campo, la tasa de aire mínima para sostener la combustión incrementa a medida que aumenta la gravedad API del crudo, y disminuye con el espesor de la zona de combustión (Figura 8), debido principalmente a que el crudo liviano quema más rápido siendo necesario más oxígeno para sostener el frente.

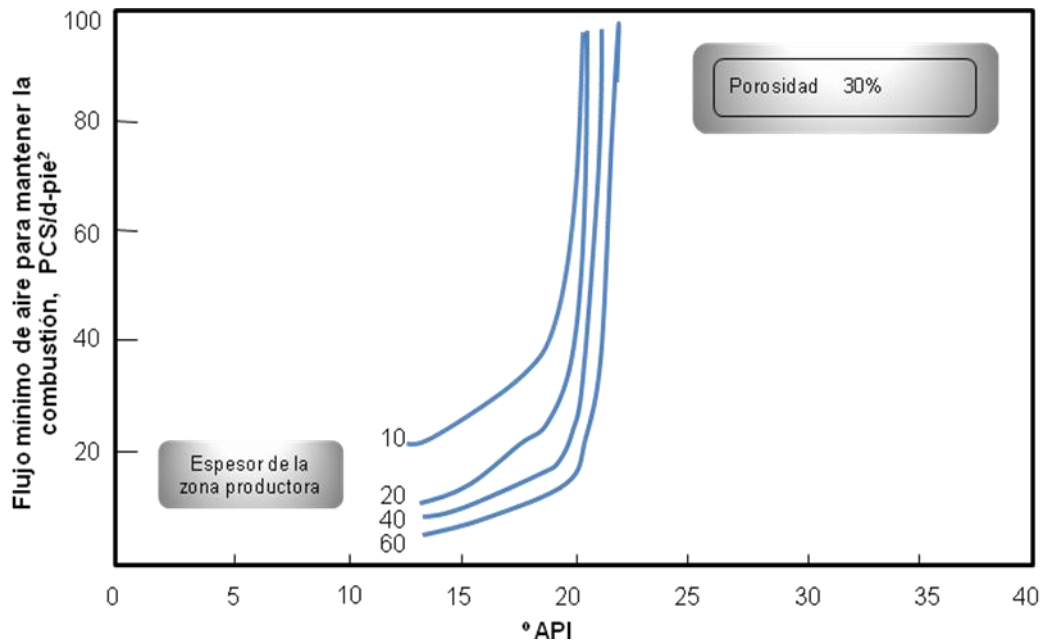
2.1.1.4 Presión de inyección. La presión de inyección es un parámetro importante involucrado en los costos de compresión de aire. En crudos pesados, la alta viscosidad del aceite presenta gran resistencia al flujo, de manera que es importante tener altos gradientes de presión entre el pozo inyector y productor para permitir el movimiento del frente de combustión, igualmente es necesario mantener dicha presión para la recuperación de fluidos, lo cual incide directamente en la presión de descarga del compresor. Cabe resaltar que la presión de inyección no debe exceder la presión de fractura de la formación, debido a que la existencia de fracturas permite la canalización del aire evitando que entre en contacto con el combustible.

Nelson y McNiel en base a varias pruebas de campo, propusieron una fórmula para determinar la presión de inyección (psia) capaz de mover los fluidos desde el pozo inyector al pozo productor, la cual está relacionada con la temperatura del yacimiento (°F), el espesor de la formación (pies), el radio del pozo (pies), la viscosidad del aire (cp), tasa de inyección del aire (PCS/d), espaciamiento entre pozos (pies), permeabilidad efectiva al aire (mD), presión del pozo productor (psia), velocidad del frente de combustión (pie/d) y tiempo para alcanzar la máxima tasa de aire (d)²⁴.

$$P_{iw}^2 = P_w^2 + \frac{i_a \mu_a (T + 460)}{0.703 k_a h} \left[\ln \left(\frac{a^2}{r_w V_b t} \right) - 1.238 \right]$$

²⁴ Ibid., p. 157.

Figura 8. Tasa de aire mínima en función de la gravedad API.



Fuente: SARATHI, Partha. In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. Oklahoma: 1999, 423 p.

2.1.1.5 Espaciamiento entre pozos. En arenas de alta permeabilidad donde la movilidad del aire no está restringida, es más conveniente usar un amplio espaciamiento entre pozos para evitar daños tempranos en las tuberías de producción y en el casing asociadas con las altas temperaturas. Con amplios espaciamientos se prolonga la vida del proyecto debido a que se retrasa la irrupción del frente de combustión en el pozo productor. Aunque si el espaciamiento es demasiado grande, la tasa de producción de aceite será baja, y se prolongará significativamente la vida del proyecto, haciéndolo económicamente poco atractivo. Por consiguiente el espaciamiento debe estar en un rango óptimo para maximizar el recobro de aceite; en algunos proyectos de Kansas se ha adoptado un espaciamiento de 600 pies, dando buenos resultados²⁵.

²⁵ Ibid., p. 141.

2.1.1.6 Relación agua-aire WAR. Resultados de campo han demostrado el aumento en el factor de recobro con la inyección simultánea de agua y aire. Debido a que el agua tiene una capacidad calorífica 100 veces mayor que la del aire, contribuye al mejoramiento del transporte de energía desde la zona quemada hacia el crudo. Además este parámetro influye en la utilización de oxígeno, en la depositación de combustible y en la velocidad del frente de combustión.

La relación agua/aire reportada en la mayoría de los proyectos para combustión se encuentra entre 0 y 2.8 bl/k pies³. La escogencia de este valor depende de la disponibilidad de agua, calidad del agua, inyectividad del pozo, y factores económicos²⁶. Los experimentos por medio de tubos de combustión son útiles para estimar el valor de WAR.

2.1.1.7 Concentración de oxígeno. Son varias las ventajas de usar oxígeno puro o aire enriquecido con oxígeno, entre ellas se encuentran altas tasas de desplazamiento, aumento en la movilidad del aceite frío resultado de la solubilidad del CO₂, y mayores factores de recobro. El CO₂ se concentra delante de la zona de vapor y gradualmente satura el aceite que entra en contacto con este, provocando una reducción en la viscosidad y aumento en la movilidad del crudo. Shu y Lu probaron este efecto en laboratorio y observaron que la caída de presión disminuía en las corridas con oxígeno puro²⁷.

Una de las desventajas que presenta es la canalización de oxígeno en la formación, la cual puede causar rápida irrupción en los pozos productores. Algunos autores sugieren usar aire enriquecido en formaciones profundas y

²⁶ CHU, Chieh. State of the Art Review of Fireflood Field Projects. SPE 9772, 1982.

²⁷ SARATHI, Op. cit., p. 377-382.

de baja permeabilidad donde los altos costos limitarían el proyecto a amplios espaciamientos.

2.1.2 Parámetros de yacimiento

En la evaluación de yacimientos candidatos para aplicación de Combustión In Situ, deben considerarse varios factores de gran influencia en el desempeño del proceso como el buzamiento, espesor neto y las características del crudo, debido a que el desconocimiento de ellos traerá consigo problemas de diversa índole llevando a la inestabilidad del proceso.

2.1.2.1 Espesor de la arena productora. El espesor de la arena es determinante en el proceso de Combustión in Situ. La gran diferencia en la densidad entre el aire y los fluidos del yacimiento generan una tendencia de cabalgamiento sobre el crudo (overriding) provocando bajas eficiencia de barrido vertical cuando se excede un determinado espesor de la zona productora.

Arenas delgadas permiten una conducción más rápida del calor hacia la base de la formación y por consiguiente un desplazamiento más uniforme que el que se esperaría se desarrollara en arenas de más de 40 pies²⁸.

De esta forma se alcanzan mayores eficiencias de barrido volumétrico ya que tiende a establecerse un frente uniforme o Centerburn (Figura 9). Aunque si la arena es muy delgada, las pérdidas de calor hacia las capas adyacentes pueden llegar a disminuir la temperatura hasta un nivel en el que no se

²⁸ BOBERG, Thomas. Thermal Methods of Oil Recovery. 1988. p. 269.

puede sostener la combustión, dando lugar a reacciones de oxidación a bajas temperaturas y disminución de la recuperación de hidrocarburos.

Por otra parte, cuando la arena es muy delgada (menor a 8 pies), y presenta intercalaciones de shales, se puede sacar provecho de la conducción de calor en la dirección vertical, evitando pérdidas de calor a la capa suprayacente y manteniendo altas temperaturas de combustión. Un ejemplo, es el éxito que tuvo el campo Illinois (Hewitt and Morgan, 1965; Bleakley, 1971) llevando a cabo el proceso de combustión seca, el cual presentaba intercalaciones de múltiples arenas delgadas menores de 5 pies.

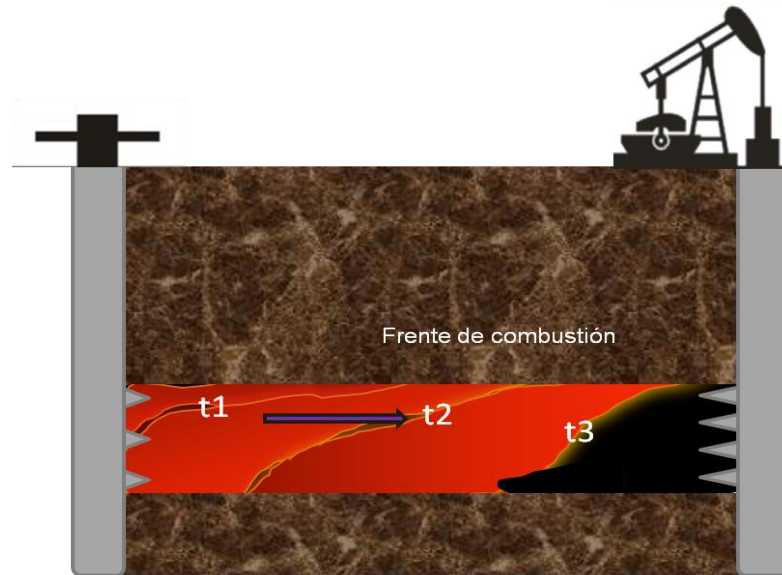
2.1.2.2 Extensión lateral y vertical. Es un parámetro clave para el desempeño de la Combustión In Situ. Arenas bien sorteadas tienden a tener buena continuidad lateral y vertical. La continuidad puede verse afectada por la depositación de partículas finas, presencia local de shale y materiales cementantes. En yacimientos delgados, este parámetro está directamente relacionado con la cantidad de aceite in situ, repercutiendo en la viabilidad económica del proceso.

El éxito que se le atribuye a proyectos como Glen Hummel y Gloriana, North Government y West Casa Blanca se debe en parte a la excelente continuidad lateral de las arenas productoras. Estos yacimientos consisten de múltiples extensiones de arena intercaladas con shale, en donde se alcanzan barridos favorables durante la combustión.

La falla de muchos proyectos de campo se debe en parte a la pérdida de continuidad del yacimiento, aunque presenten alta permeabilidad, porosidad y saturación de aceite, compuestos de lentes sobrepuestos, y estén separados por capas de shales impermeables. La pobre continuidad lateral y

mala comunicación entre los poros de la roca, no permitirá el libre movimiento de los fluidos hacia los pozos productores y por lo tanto el aire no contactará todo el yacimiento.

Figura 9. Frente de combustión a diferentes tiempos en una arena delgada.



Fuente: Los autores.

2.1.2.3. Profundidad Vertical. La profundidad del yacimiento no es una limitación para implementar Combustión In Situ, al contrario es una ventaja del método, pues en este aspecto brinda la versatilidad que no posee la inyección de vapor.

Este parámetro está en términos de la presión, temperatura y costo de pozos. En cuanto a la presión de inyección, a mayor profundidad la presión de inyección aumenta y con ella, los costos de compresión. Por otro lado, yacimientos más profundos son más sensibles a sufrir combustión espontánea, debido a que presentan mayores temperaturas iniciales, pero.

los costos de perforación, completamiento y compresión aumentan considerablemente.

2.1.2.4 Heterogeneidades del yacimiento. Este parámetro es relevante en el desarrollo del proceso de Combustión In Situ, puesto que de alguna u otra manera controla el frente de combustión, de él depende hacia donde avance el frente y como sea su forma en el yacimiento. Las heterogeneidades del yacimiento, incluyen permeabilidad direccional, barreras de flujo, fracturas y canales preferenciales de flujo (zonas ladronas).

La permeabilidad direccional puede causar un efecto positivo o negativo dependiendo de la perspectiva del operador, debido a que es un reflejo de la anisotropía del yacimiento puede causar que el flujo de aire tome cualquier camino dando como resultado un frente de combustión irregular. Pero si se hace un estudio geológico del yacimiento se pueden ubicar los pozos en dirección favorable de permeabilidad, con el fin de maximizar el recobro de aceite.

Las barreras verticales de flujo pueden ser ventajosas en yacimientos que presentan altos espesores como se mencionó anteriormente, debido a que subdividen la arena en varias unidades, permitiendo el avance de un frente más uniforme, ya que actúan como sellos que evitan la migración del aire hacia la parte superior de la arena. Contrario a ello, las barreras horizontales constituyen un problema, puesto que reducen la continuidad del yacimiento y por ende el recobro de aceite.

Las fracturas pueden causar canales preferenciales de flujo. Si se encuentran en la parte superior de la formación productora, estas atrapan el

flujo de aire provocando rápida irrupción en el pozo productor, repercutiendo en los costos operacionales del proyecto.

En cuanto al overburden, también deben tenerse en cuenta ciertas consideraciones, destacando principalmente la competencia de la roca, pues si no existe un sello perfecto a lo largo de la formación productora puede ocurrir pérdida de fluidos. Debe garantizarse el adecuado confinamiento del aire inyectado.

2.1.2.4 Porosidad. La alta porosidad es un resultado del buen grado de sorteamiento de la arena y redondez de los granos. Alta porosidad de la roca favorece el proceso CIS debido a que representa mayor cantidad de aceite, haciendo más atractivo un proyecto *fireflood*. Por el contrario, si la porosidad es baja, el calor almacenado incrementa considerablemente. Principalmente la selección de un yacimiento candidato a CIS depende más del producto de la porosidad y saturación de aceite, que de la porosidad por sí sola. Si la saturación de aceite es mayor a 45%, valores de porosidad de 20% son aceptables.

2.1.2.5 Permeabilidad. Aunque este parámetro tiene poca influencia sobre los fenómenos fisicoquímicos de la Combustión, los efectos de la permeabilidad se ven reflejados en la economía del proyecto. Bajos valores de permeabilidad incrementan los requerimientos de presión, costos de compresión y prolonga la operación. Además, en yacimientos de aceite pesado, constituye un impedimento para que el mínimo flujo de aire pueda sostener la combustión. Otro problema asociado a la baja permeabilidad en yacimientos viscosos es la disminución de inyectividad.

Si existe alta permeabilidad en la base de la arena, se esperará un avance más uniforme del frente de combustión, puesto que esos caminos de flujo preferencial compensarán en cierta parte los efectos gravitacionales.

2.1.2.6 Buzamiento. Es un parámetro clave en la localización de los pozos inyectoros y productores. Cuando se está llevando a cabo el proceso de combustión, el aire inyectado se desplaza más rápidamente hacia la parte superior de la estructura debido a los efectos gravitacionales (overriding), por consiguiente en yacimientos con alto grado de buzamiento, es preferible ubicar los pozos inyectoros en la parte superior de la estructura (pendiente arriba), y los pozos productores en la parte inferior (pendiente abajo) con el objetivo de tomar ventaja de la gravedad en el recobro de aceite afectado por la combustión (Figura 10). En yacimientos con bajo grado de buzamiento es aconsejable localizar los pozos inyectoros buzamiento abajo y los pozos productores buzamiento arriba para contrarrestar el flujo de aire esperado por la parte superior de la formación. Estas configuraciones han sido probadas con éxito en varios proyectos piloto.

Figura 10. Localización de los pozos en un yacimiento buzamiento arriba.



Fuente: Los autores.

2.1.2.7 Saturación de aceite. Prácticamente, de la saturación de aceite depende la cantidad de crudo que se puede recuperar. De acuerdo a la cantidad recuperable, se hace un análisis para determinar si es económicamente viable la implementación de un proceso CIS. El yacimiento debe tener suficiente aceite recuperable capaz de cubrir los requerimientos de energía del proceso, además de los costos de producción.

2.1.2.8 Viscosidad. Altas viscosidades de aceite impiden el rápido desplazamiento del crudo hacia los pozos productores. Para que este crudo sea producido hay que esperar a que la arena se caliente y se transfiera energía que reduzca la viscosidad del fluido. En arenas con aceite de alta viscosidad, el aire tiende a irse por el camino de menor resistencia presentándose un alto grado de overriding.

2.1.2.9 Gravedad API. La Combustión In Situ se ha aplicado a campos que poseen tanto crudo pesado como liviano, obteniéndose buenos resultados en ciertos casos para cada tipo de crudo. En yacimientos con alta gravedad API, esta técnica no es atractiva debido a que el combustible utilizado está compuesto de fracciones medias, las cuales tienen un alto valor comercial. Generalmente se han alcanzado mejores resultados en cuanto a factor de recobro en crudos de baja gravedad API, como lo reportan los proyectos de la India y Rumania, los cuales son actualmente exitosos.

2.1.2.10 Capa de gas. La presencia de capa de gas en la parte superior de la estructura representa un problema para el flujo de aire, debido a que actúa como una zona ladrona promoviendo el overriding. Este problema se acentúa aún más en yacimientos de crudo pesado aunque no es muy común. En

yacimientos con saturación inicial de gas, la producción de aceite se retarda hasta que se halla quemado suficiente volumen de arena, para que el fluido delante del frente de combustión llene los espacios que contienen gas.

2.1.2.11 Acuífero. La presencia de acuífero de fondo no es deseable desde el punto de vista anisotrópico, pero no es impedimento para alcanzar el éxito del proceso CIS. Por ejemplo, los campos Santhal y Balol poseen un acuífero lateral que ha sido de gran ayuda para el soporte de la presión del yacimiento, y además ha ayudado a disminuir los cortes de agua, contrario al comportamiento esperado.

Otros proyectos como Glen Hummel, Gloriana, Trix-Liz y North Government, mostraron un buen desempeño en cuanto al mantenimiento de la presión y transferencia de calor delante del frente de combustión gracias a la presencia de acuífero activo.

2.2 PROBLEMAS OPERACIONALES ASOCIADOS A PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU

Aunque las condiciones para un buen desempeño estén dadas y de acuerdo al desarrollo reportado de un gran número de campos en los cuales se ha implementado el proceso de Combustión In Situ, los problemas ya sea a nivel de subsuelo o superficie, han hecho presencia y han impedido en muchos casos alcanzar los mejores resultados.

Lo anterior incentiva a estudiar los problemas que eventualmente se desarrollan durante un proceso CIS, con el fin de mitigar sus efectos mediante algún tipo de solución y enfocar la vigilancia a aquellos puntos que

generalmente resultan problemáticos. A continuación se realiza una descripción de los principales problemas desarrollados en proyectos CIS.

2.2.2 Problemas a nivel de subsuelo

Los problemas se presentan en todos los sistemas que intervienen en la aplicación de la Combustión In Situ. A nivel de subsuelo, los problemas más comunes están asociados con la inyectividad, corrosión, daño en el completamiento, cementación, arenamiento y marcados efectos segregacionales que afectan considerablemente la economía y operatividad del proyecto. Tales problemas se agudizan conforme aumenta la temperatura del yacimiento y los fluidos producidos contengan compuestos corrosivos.

2.2.2.1 Arenamiento. La producción de arena es un problema que se desarrolla en la mayoría de los proyectos de recobro por métodos térmicos, debido a las altas tasas de producción originadas por los elevados volúmenes de fluidos inyectados. Este problema se ve muy marcado en arenas no consolidadas con crudos de alta viscosidad, donde el aceite y gases producidos traen consigo partículas finas de arena, las cuales causan abrasión y erosión en las tuberías de producción y daños en las bombas de subsuelo. Por consiguiente se debe escoger bombas de subsuelo diseñadas para manejar este tipo de fluidos.

La excesiva producción de arena puede causar pérdidas potenciales en la producción de aceite. Algunas experiencias de campo han demostrado que los cortes de arena empiezan a verse reflejados en las tasas de producción de gas que pueden alcanzar 706.200 PCS/d aproximadamente²⁹.

²⁹ DIETZ, D. Wet Underground Combustion, State of the Art. En: JPT. Mayo, 1970, p. 615.

Para el control de arenas usualmente se usan screens (tuberías perforadas, con una malla metálica alrededor de esta) y empaquetamientos con grava. Es recomendable el uso simultáneo de empaquetamiento de grava cuando se instalan los screens, debido a que generalmente estos procedimientos alteran la formación, causando producción excesiva de finos y posteriormente taponamiento antes que se establezca el screen.

El empaquetamiento con grava en hueco abierto ha proveído excelentes resultados debido a que elimina las restricciones que se generan en las perforaciones del casing, que sumado con el ensanchamiento del pozo, mejora el flujo. Esta técnica se usa en yacimientos estratificados con intercalaciones de arcilla y shale. La efectividad del empaquetamiento con grava se puede determinar algunas veces por medio de métodos de trazadores radioactivos ya que en muchos casos el empaquetamiento puede moverse tan pronto inicia la inyección.

Otra técnica para el control de arena es el empaquetamiento consolidado compuesto por una mezcla consistente de un fluido de transporte, resinas, un agente entrelazador, arena y catalizador. Esta mezcla se bombea por el anular del liner o en hueco abierto. El procedimiento está diseñado para consolidar la arena y configurar un empaquetamiento con grava en un solo paso. Este tratamiento soporta altas presiones (5000 psi), posee buena permeabilidad (60 D) y es estable en la mayoría de pozos que tienen temperatura sobre los 500°F.

Otras alternativas de solución incluyen procesos químicos de consolidación de arena como el llamado OXPOL³⁰, desarrollado por Institut Français du Pétrole (Instituto Francés de Petróleo). El proceso involucra la inyección sucesiva de un material orgánico polimerizable, un catalizador y un volumen

³⁰ BURGER, J., GADELLE, C., y MARRAST, J. Development of a Chemical Process for Sand Control. SPE 15410, 1986.

limitado de gas, el cual contiene cierta cantidad de oxígeno. Cuando el gas oxidado entra en contacto con la arena, la cual contiene la mezcla orgánica polimerizable, toman lugar reacciones exotérmicas de polimerización oxidativa. La extensión de las reacciones depende de: (a) presión y temperatura inicial del yacimiento, (b) el sistema catalítico, (c) contenido de oxígeno del gas inyectado, y (d) la cantidad de oxígeno que entra en contacto con el material orgánico. Puesto que las reacciones son exotérmicas, la temperatura en la formación productora aumenta progresivamente durante la operación de consolidación. La existencia de flujo de gas en el volumen reactante contribuye a la preservación de la permeabilidad de la roca. Alta saturación de agua en el volumen reactante es indeseada debido a que reduce el área de contacto entre la mezcla orgánica y la arena a consolidar y limita el aumento en la temperatura en el volumen reactante.

Algunos ejemplos de aplicación de esta técnica se describen a continuación. El pozo 215 de Suplacu de Barcau presentaba una producción de arena de más del 1% y requería de varios trabajos de workover para remediar el pozo. Se decidió inyectar la mezcla orgánica y el aire con oxígeno. Cuando el pozo fue puesto en bombeo nuevamente, la producción de aceite fue de 1.5 ton/d y el contenido de arena fue solamente de 0.1 a 0.2 %. El desempeño del pozo fue satisfactorio durante los 18 meses de trabajo antes de la irrupción. Otro campo sometido a este procedimiento fue South Belridge, el cual presentaba serios problemas de arenamiento, luego de haberlo puesto en tratamiento produjo sin ningún problema de arena. El campo Balaria es otro caso de aplicación de esta técnica. Inicialmente presentaba cortes de arena del 3%, excesivos trabajos de workover llevaron al cierre del pozo por varios meses hasta que se decidió proceder con pruebas de consolidación de arenas. Teniendo en cuenta la presión del yacimiento decidieron trabajar con aire diluido, y con una concentración de oxígeno del 5% en base a pruebas

de laboratorio. Los gases de combustión fueron útiles para la dilución del gas. Los fluidos se inyectaron en el anular del casing y dentro del tubing. La operación fue exitosa, debido a que se logro cortes de arena menores al 0.1%.

Una limitante del tratamiento OXPOL es la temperatura, la cual debe estar por debajo de 600 °F e igualmente la presión del yacimiento la cual debe estar por debajo de 1450 psi.

2.2.2.2 Cementación. Inapropiadas técnicas de cementación pueden causar comunicación entre zonas manifestándose en la excesiva producción de agua o gas en algunos pozos. Además la intrusión de partículas de cemento puede causar daño en la formación y restringir la producción considerablemente.

Cuando la formación posee características adecuadas de consolidación es una buena alternativa realizar completamientos de hueco abierto o emplear técnicas de cementación que minimicen la altura de la columna de fluido cuando se cementa la zona productora, en las cuales se baje el casing rotando en hueco abierto una vez se haya aplicado la mezcla de cemento. En algunas secciones, principalmente aquellas sometidas a altas temperaturas, se recomienda cementar con aditivos de silica fluor.

2.2.2.3 Baja inyektividad. Varias sustancias pueden provocar este problema. En algunos casos material carbonífero y parafínico puede causar taponamiento en los pozos. Por esta razón se recomienda lavados con aceite caliente o fracturas para la estimulación de pozos en ciertos casos. La

reducción de inyectividad también puede estar asociada con la formación de asfáltenos, los cuales pueden reducirse con solventes.

Algunos proyectos de Combustión In Situ reportan problemas de productividad e inyectividad, relacionados con los fluidos de perforación y lavados a través de los intervalos productores, que causan reducción en la permeabilidad, debido a la invasión de agua fresca generando hinchamiento de arcillas. Por consiguiente, se recomienda inhibir los fluidos de perforación con salmueras o soluciones de Clorato de Potasio y otros compuestos estabilizadores de arcillas tales como Hidróxido de Aluminio.

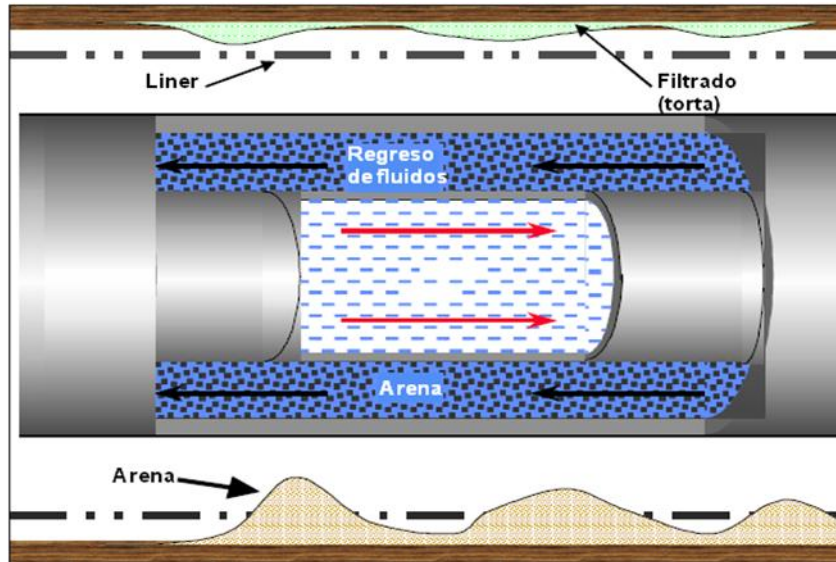
Debido a las reacciones de oxidación presentes en el pozo inyector, el óxido de hierro puede ocasionar taponamiento pudiéndose reducir mediante la circulación en U del pozo inyector. En esta técnica el aire es inyectado por el casing y purgado a través del tubing.

Otro factor influyente en la baja inyectividad es la formación de escamas en la parte baja del tubing compuestas por sulfatos de Bario y Estroncio, y algunas veces por Sulfato de Calcio. En algunos campos fueron reducidas, usando un fosfato orgánico. Adicionalmente, la acidificación es un mecanismo común para aliviar este problema donde las condiciones del yacimiento lo permiten. En campos en los cuales se produce aceite de alta viscosidad, es necesario estimular la zona antes de que llegue el frente de combustión, este procedimiento se realiza lavando las perforaciones con aceite caliente, estimulación con vapor o inyectando agua caliente.

Una tecnología al vacío denominada VT, combina un coiled tubing concéntrico con una bomba jet, la cual proporciona una limpieza efectiva a los pozos. Esta tecnología crea nuevos caminos de flujo que permite la salida de detritos, finas partículas de arena, a altas velocidades sin contacto con el

casing o tubing, evitando el reasentamiento de las partículas (figura 11), mejorando así la inyectividad.

Figura 11. Coiled Tubing Concéntrico.



Fuente: HIBBELER, Jeff, DUQUE, Luis, DUQUE, Castro, GONZALES, Alexis, ROMERO, Jorge. Underbalanced Coiled Tubing Technique Leads to Improved Productivity in Slotted Liner Completions. SPE 74846, 2002

2.2.2.4 Erosión. La erosión se define como la pérdida mecánica del material por el impacto del líquido y/o partículas sólidas. La erosión en las tuberías, líneas de flujo y válvulas está relacionada ciertas veces con el transporte de arena. También se presenta posiblemente por las altas temperaturas y velocidades de flujo, que estimulan el movimiento de la arena hacia los pozos.

La erosión se observa solo cuando coexisten combinaciones específicas de material, química del agua (temperatura, pH, concentración de oxígeno y contenido de impurezas) y condiciones hidrodinámicas como tasa y

geometría de flujo. La erosión se presenta frecuentemente en rangos de temperatura entre 212 °F a 525 °F.

2.2.2.5 Corrosión. La corrosión se define como la destrucción de un metal por reacciones con el ambiente. El ataque puede ser interno o externo y es resultado de la actividad química o electroquímica. En el proceso de Combustión In Situ la corrosión puede originarse por reacciones de oxidación y su velocidad de formación dependerá de la temperatura, salinidad del fluido y otros factores. Dependiendo de la modalidad de combustión que se implemente se puede agravar la corrosión; por ejemplo, en la inyección simultánea de agua y aire los ácidos presentes en el agua causan un efecto negativo, y puede remediarse con la inyección de químicos alcalinos a fin de mantener el agua de producción en un pH por encima de 7.

Es así como varios proyectos de combustión húmeda han presentado corrosión severa en la parte baja del tubing, principalmente en las zonas donde se presentan dos fases, como vapor y agua la cual es altamente corrosiva.

Altas temperaturas en los pozos de producción también pueden afectarlos severamente, produciendo fallas en las líneas, bombas y tuberías de producción, por lo cual se aconseja emplear aleaciones tales como INCONEL 625 e INCOLOY 825, ya que son especialmente diseñadas para trabajar en ambientes extremadamente corrosivos.

2.2.2.6 Altas temperaturas. Si los pozos llegan a estar muy calientes, el craqueo térmico del aceite producido puede causar taponamiento en el pozo con el coke. Una solución para remediar este problema es circular agua fría en el anular y el tubing.

No obstante, los pozos calientes pueden llegar a ser un gran problema debido a que puede causar explosiones o daños en el equipo de subsuelo y superficie. Por tal motivo es recomendable la inyección alternada de agua para mitigar el efecto negativo de la temperatura sobre los pozos de producción.

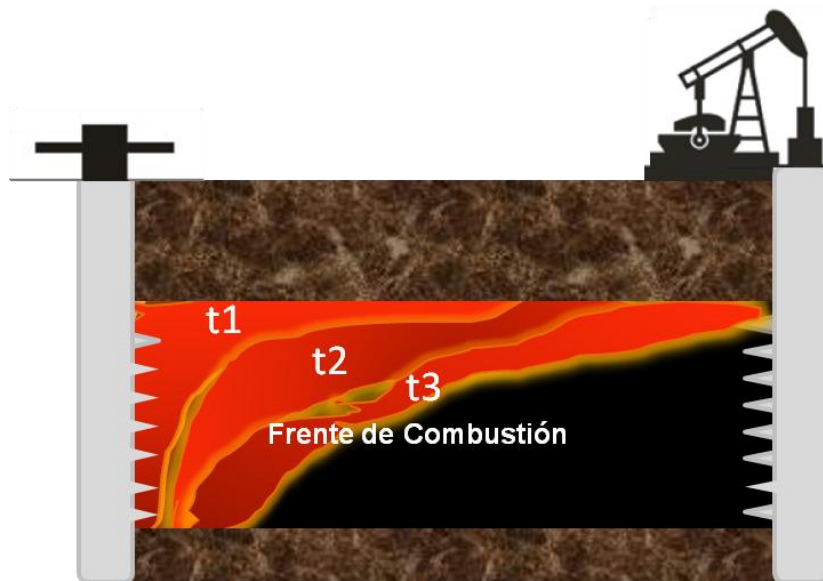
2.2.2.7 Daños en el casing. Daños en el casing como colapso, son ocasionados algunas veces por el movimiento activo de fallas como fue el caso de los proyectos Domo Esperson, Texas y Estados Unidos, y también es debido a las altas temperaturas a las cuales se expone el material. Para mitigar el problema asociado a elevadas temperaturas se ha usado cemento de aluminio de calcio resistente al calor, cemento clase G y sílica flúor. También material de acero inoxidable para evitar pérdidas del casing.

2.2.2.8 Overriding. La segregación gravitacional ocurre cuando existe diferencia de densidades entre dos fluidos inmiscibles. El fluido más ligero se mueve hacia el tope de la formación y el más denso se dirige al fondo.

La presencia de gas en el yacimiento afecta el comportamiento del frente de combustión. Cuando se tiene una capa de gas en el tope de la formación, se presentará overriding (figura 12) al momento de inyectar el aire, debido a que existe un camino de mínima resistencia para el fluido inyectado. Este problema se acentúa en yacimientos con alta viscosidad de aceite.

Igualmente en yacimientos con saturación inicial de gas, la producción de aceite se retarda hasta que se halla quemado suficiente volumen de arena, para que el fluido delante del frente de combustión llene los espacios que contienen gas.

Figura 12. Overriding en una arena de espesor grueso.



Fuente: los autores.

2.2.2.9 Canalización. La canalización de gas se debe a la alta permeabilidad existente en ciertas partes de la zona productora. El gas toma caminos preferenciales de flujo y puede causar rápida irrupción en los pozos productores.

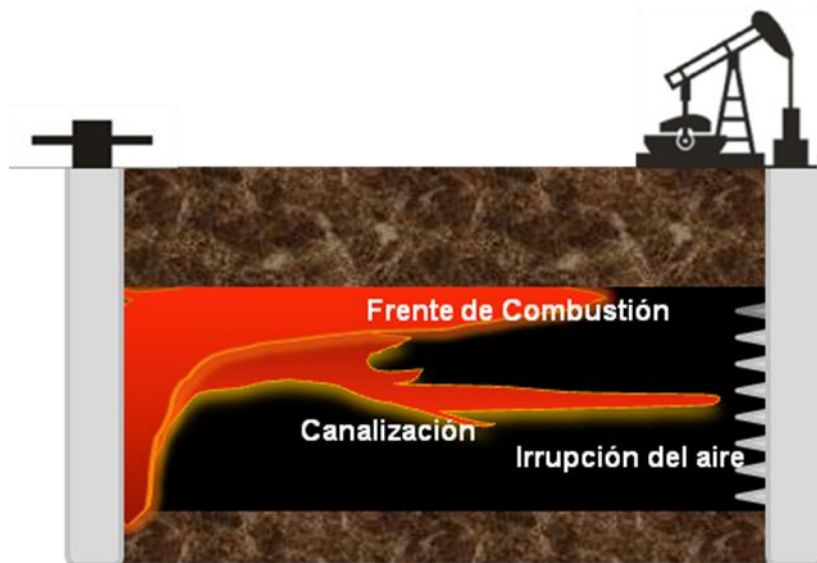
2.2.2.10 Otros problemas operacionales. Además de los problemas señalados anteriormente, existen otros inconvenientes que deben ser superados en la implementación de Combustión In Situ y que han contribuido a que algunos proyectos se hayan terminado.

Las fallas en la etapa de ignición, la pérdida de auto-sostenimiento de la combustión y baja eficiencia del proceso constituyen inconvenientes claros que se manejan en proyectos de esta índole. De la misma manera problemas de canalización frecuentes en todo proyecto causado por las

heterogeneidades del yacimiento y digitación viscosa debido a relaciones de movilidad desfavorables, apuntan al overriding ocasionado bajas eficiencias de barrido vertical como ya se mencionó anteriormente (figura 13).

Además, otros de los factores que resultaron determinantes para el abandono de algunos proyectos fueron la anisotropía y las heterogeneidades que propiciaron la pronta ruptura del frente.

Figura 13. Canalización del aire y rápida irrupción de gas en el pozo productor.



Fuente: los autores.

2.2.1 Problemas a nivel de superficie

En superficie es de especial importancia mantener la integridad de las partes involucradas en las operaciones de inyección, para garantizar la continuidad del proceso, ya que se han reportado problemas de explosiones en los

compresores aunque con muy poca frecuencia. Generalmente en esta área, problemas de emulsiones y corrosión son los más críticos.

2.2.1.1 Explosión y daño en compresores. Se han reportado algunas explosiones en los compresores, una en el proyecto Heidelberg y otra en el campo Bellevue. A partir de la explosión en el campo Heidelberg, todas las líneas del compresor se lavaron trimestralmente con una solución hidróxido de sodio/nitrato de sodio al 5% para remover cualquier residuo y evitar la ocurrencia de una nueva explosión. Como lubricante del compresor, se usó una mezcla de 25% de Fyrquel y 75% de Anderol. Una práctica común para evitar explosiones es el uso de lubricantes sintéticos que minimicen la posibilidad de formación de mezclas combustibles.

2.2.1.2 Corrosión. La corrosión es uno de los problemas más frecuentes en superficie. El ataque corrosivo es interno y externo debido a la exposición al ambiente y a la composición de los fluidos producidos afectando líneas de flujo y tanques de almacenamiento. Especialmente las operaciones de Combustión In Situ presentan serios problemas de corrosión interna debido a la producción simultánea de gases de combustión (CO_2 , CO), agua y oxígeno que generan mezclas altamente corrosivas. Los métodos de protección incluyen inhibidores, recubrimientos o equipos fabricados con materiales especiales.

2.2.1.3 Emulsiones. Una emulsión regular de campo, es una dispersión de gotas de agua en aceite. Este problema se hace presente en todos los procesos, no siendo CIS la excepción. Las emulsiones son casi imposibles de eliminar, sin embargo, se pueden reducir mediante buenas prácticas de

operación. Las emulsiones producidas pueden contener de un 35 a 40% de agua, causando problemas de bombeo y reducción en la productividad, pero la aplicación de tratamientos químicos permite controlar este problema.

Frecuentemente se forman después de la inyección extensiva de aire y el problema se agrava con la presencia de partículas finas de arena, productos del craqueo térmico (condensados del hidrocarburo, resinas, asfáltenos, coque) y productos de corrosión. De la misma manera, los ácidos orgánicos producto de las bajas temperaturas de oxidación también ayudan a la estabilización de las emulsiones. Por consiguiente para controlar este fenómeno son necesarios tratamientos térmicos y productos químicos rompedores de emulsiones.

Las concentraciones de desémulsificantes generalmente están en rangos de 5 ppm (aproximadamente 1 gal/5000 bl) a 200 ppm (aproximadamente 8 gal/1000 bl), siendo los más comunes 10 y 50 ppm³¹.

2.2.1 Descripción, identificación y alternativas de solución a problemas en proyectos CIS

Para identificar los puntos críticos dentro de un proyecto de Combustión In Situ, es fundamental hacer una revisión de las aplicaciones de campo, con el objetivo de reconocer los problemas a los cuales han estado sujetos y las soluciones reportadas de acuerdo a la severidad del mismo. Además, la manera de identificarlos en cada caso, proporciona una fuente de información útil que puede extenderse a otros campos para evitar la ocurrencia del mismo problema.

³¹ KOKAL, Sunil, AL-GHAMDI, Abdullah. An Investigative Study of Potential Emulsion Problems Before Field Development. En: JP. Marzo, 2007. p. 8.

2.2.1.1 Proyecto 1: SLOSS. El campo se encuentra ubicado en Nebraska, Estados Unidos en la formación Muddy J1, que corresponde a una estructura estratigráfica. El proyecto inició en 1967 después de haber implementado la inyección de agua como método de recuperación secundaria. Las propiedades promedio del yacimiento y de los fluidos se muestran en la tabla 2.

Tabla 2. Propiedades del yacimiento, proyecto Sloss.

Profundidad [pies]	6200
Porosidad [%]	19.3
Espesor neto [pies]	14.3
Saturación inicial de aceite [%]	30±10
Presión inicial [psi]	2274
Temperatura [°F]	200
Gravedad API	38.8
Viscosidad [cp]	0.8
FVF [b/STB]	1.05
Aceite al inicio del proyecto [Mbl]	5.9

Fuente: PARRISH, David. POLLOCK, Charles y CRAIG, F. Evaluation of COFCAW as a Tertiary Recovery Method, Sloss Field, Nebraska. En: JPT. Junio, 1974.

Nota: la saturación y presión mostrada en la tabla hacen referencia a los valores al inicio del proceso CIS.

Descripción del problema

1. Corrosión en los sistemas de inyección de aire.
2. Erosión en los equipos de subsuelo.
3. Problemas de inyectividad debido a las condiciones del pozo.
4. Emulsiones incrementadas por productos de corrosión las cuales causaron pérdidas de producción.
5. Irrupción de calor en los pozos productores.

Identificación

1. A través de observación visual.
2. Fallas en las válvulas. El problema se incrementó a medida que las altas temperaturas del frente se aproximaban al pozo.
3. A través de pruebas de presión que indicaron daño en la formación a cierta profundidad y alrededor del pozo.
4. Muestras de fluidos en tanques de almacenamiento y gun barrels.
5. Hubo numerosas señales tales como: disminución en la salinidad del agua, incremento en el contenido de gases orgánicos del agua (menor PH), incremento en el CO₂ y O₂ producido, cambio en la apariencia y olor en los fluidos producidos, incremento en la tasa de corrosión, escape frecuente de gases y hierro presente en el agua.

Solución

1. Se usó pequeñas cantidades de inhibidor de corrosión mezclado con lubricante sintético.
2. La mayoría de los pozos se equiparon con válvulas ajustables convencionales, con vástagos y asientos de acero inoxidable. Más adelante las válvulas convencionales se reemplazaron por válvulas positivas de cerámica.

3. Se adicionó solvente resultando en una solución temporal para mejorar la inyectividad.
4. Tratamientos químicos y tratamientos para deposición de escamas.
5. Una posible solución reportada es usar procedimientos como empuje periférico en lugar de patrones. O no permitir que el calor irrumpa en los pozos productores sino más bien terminar la fase de combustión antes de esto y confiar en que la posterior inyección de agua moverá el banco de aceite.

2.2.1.2 Proyecto 2: COUNTESS. Localizado al sureste de Alberta, el campo Countess fue descubierto en 1965. Principalmente está conformado por areniscas limpias con tamaños de grano fino a medio. La unidad de acumulación de petróleo Countess ha estado sometida a inyección de agua desde 1973 y los estudios de yacimiento han estimado que solamente mediante waterflloding se alcanzó un 53% de factor de recobro. Para alargar la vida del proyecto, se seleccionó la combustión in situ como la mejor alternativa y se implementó en 1983. Las propiedades del campo se encuentran en la tabla3.

Descripción del problema

1. Escamas de sulfato de bario las cuales causaron taponamiento en los intervalos perforados.

Identificación

1. Disminución en la producción de aceite. Niveles elevados de bario en el agua de inyección e implementación de registros para determinar la procedencia de tal problema.

Solución

1. Se requirió de mecanismos de precipitación, tratamientos remediales y estrategias operacionales para reducir las acumulaciones de escamas.

Tabla 3. Propiedades de yacimiento, proyecto Countess.

Profundidad [pies]	3543
Permeabilidad [mD]	800-2000
Porosidad promedio [%]	23
Espesor neto [pies]	20-26
Saturación de aceite al inicio de CIS[%]	25
Presión inicial [psi]	1393
Gravedad API	28
Viscosidad en el Punto de burbuja [cp]	5.8

Fuente: Tzanco, E., MOORE, G., y GOOD, W. Combustion Performance in the Countess Project. SPE 3777, 1994.

2.2.1.3 Proyecto 3: PAULS VALLEY. Este campo situado en Garvin County, Oklahoma (tabla 4) fue descubierto en Marzo de 1955. Casi todos los pozos inicialmente produjeron entre 10-50% de arena inicialmente y posteriormente se desencadenarían muchos problemas operacionales.

Cuando la energía natural del yacimiento se agotó, se decidió implementar el proceso de combustión in situ. Desde 1969 se emprendió la inyección de aire

en la zona debajo del contacto agua-petróleo como experimento para evaluar la factibilidad de la técnica. El proceso fue extendido a todo el campo en 1972.

Descripción del problema

1. Canalización de agua y aire a través de la zona de interés.
2. Dificultad en el manejo de gases y problemas de emulsiones causando el cese de la producción y arenamiento.
3. Altas tasas de corrosión y erosión en la tubería de producción, causados por la arena.

Identificación

1. Este problemas se vio reflejado en el incremento de oxígeno de 9% a 14% como indicativo de irrupción en el pozo productor. Igualmente, el movimiento rápido del dióxido de carbono a los pozos productores es un indicativo de la extrema canalización de gas a través de la arena, con un contacto limitado de aceite.
3. Inspección visual en el empaque y en el tubing ubicados debajo de la válvula gas lift usados como reguladores para el aceite diluyente.

Solución

2. Instalación de un tratamiento especial con una sección de separador de gas y un cono situada en el fondo del pozo para remover la arena, y tratamientos químicos para las emulsiones.
3. Se inyectó inhibidores de corrosión y aceite diluyente bajo el anular del pozo sin evidencia de pérdida de tubería. Con respecto a los problemas de erosión, las válvulas cerámicas se reemplazaron y los

fittings de cabeza de pozo se revisaron y se reemplazaron frecuentemente para minimizar riesgos.

Tabla 4. Propiedades de yacimiento, proyecto Pauls Valley.

Profundidad [pies]	4300
Permeabilidad [mD]	30
Porosidad promedio [%]	-
Espesor neto [pies]	100
Saturación de aceite al inicio de CIS[%]	39
Presión inicial [psi]	1800-1900
Gravedad API	10
Viscosidad en el Punto de burbuja [cp]	8000

Fuente: ELKINS, Lincoln y MORTON, Dick. Experimental Fireflood in a very Viscous Oil Unconsolidated Sand Reservoir, S.E. Pauls Valley Field, Oklahoma. En: AIME, 1972.

2.2.1.4 Proyecto 4: BELLEVUE. El campo se localiza al noreste de Shreveport en Bossier Parish, Louisiana. La arena productora es Nacatoch la cual se encuentra a una profundidad de 300 a 420 pies. Fue descubierto en 1921 y en 1970 se implemento CIS como una prueba piloto. Hoy en día es un campo comercialmente activo. Las propiedades del campo son descritas en la tabla 5.

Tabla 5. Propiedades del yacimiento, proyecto Bellevue.

Profundidad [pies]	400
Permeabilidad [mD]	650
Porosidad promedio [%]	32
Espesor neto [pies]	-
Saturación de aceite al inicio de CIS [%]	73
Presión inicial [psi]	40
Temperatura [°F]	75
Gravedad API	19
Viscosidad [cp]	676
Aceite al inicio del proyecto [Mbl]	4,6-10,6

Fuente: TURTA, A., CHATTOPADHYAY, S., BHATTACHARYA, R., CONDRACHI, A. Current Status of Commercial In Situ Combustion Projects Worldwide. En: JCPT. Noviembre 2007, volumen 46, No. 11.

Descripción del problema

1. Debido a la corrosión se tuvo que cambiar algunos equipos y se redujo el tiempo de vida de otros.
2. Las bombas tuvieron que ser cambiadas con bastante frecuencia durante la última etapa de la combustión debido a las altas temperaturas manejadas así como también a la alta tasa de producción de gas y arena.
3. La mayoría parte de la producción fue de crudo pesado junto con agua de formación, sólidos y productos livianos craqueados, generando fuertes emulsiones.

Solución

1. Para el control de la corrosión se inyecta agua fría por el tubing y se analizan frecuentemente los gases producidos para determinar el contenido de O₂.
2. Cambiar las bombas.
3. El control de las emulsiones es realizado adicionando rompedores de emulsiones al agua que es bombeada al yacimiento.

2.2.1.5 Proyecto 5: BALOL. Ubicado al norte de Gujarat, India. El proceso de CIS inició en 1990 a escala piloto, donde inicialmente contaba con un pozo inyector, cuatro pozos productores y un pozo de observación. Debido al incremento en la producción de aceite a bajo AOR y una reducción en los cortes de agua, se tomó la decisión de extenderlo a escala comercial en 1997. Las propiedades del yacimiento se observan en la tabla 6.

Descripción del problema

1. Daño del casing.
2. Ruptura del frente de combustión.
3. Generación de ácido sulfídrico.
4. Arenamiento en pozos inyectores.

Solución

1. Algunos pozos han sido dotados con protección ante las fuertes temperaturas con recubrimientos químicos especiales.
2. Los pozos con daño del casing por rompimiento del frente se convirtieron a inyectores de agua cuando fue técnicamente posible.

- Debido a la presencia de compuestos sulfurados en la formación productora, se presentó producción de ácido sulfhídrico, por lo que se tuvo que cerrar algunos pozos para reducir el tratamiento de este gas en superficie.

Tabla 6. Propiedades del yacimiento, proyecto Balol.

Profundidad [pies]	3280
Permeabilidad [mD]	3000-8000
Porosidad promedio [%]	28
Espesor neto [pies]	9-50
Saturación de aceite al inicio de CIS [%]	70
Presión inicial [psi]	1450
Temperatura [°F]	158
Gravedad API	16
Viscosidad [cp]	100-450
Aceite al inicio del proyecto [Mbl]	128

Fuente: TURTA, A., CONDRACHI, A., HANSON, W. Current Status of Commercial In Situ Combustion Projects Worldwide. JCPT 2007.

Se presenta un resumen (Tabla 7-12) de algunos campos estudiados sometidos a procesos de Combustión In Situ, con las propiedades del yacimiento, parámetros operacionales y los problemas y soluciones reportados.

Tabla 7. Proyectos de Combustión In Situ, caracterización del yacimiento.

Campo, Localización	Año inicio	Seca o Húmeda	Formación	Profundidad promedio [pies]	Espesor Neto promedio [pies]	Buzamiento [°]	Temperatura promedio inicio [°F]
Brea-Olinda, California	1972	S	Primer Mioceno	2550	125	>25	135
Midway Sunset, California	1960	S	Moco	2400	129	<45	125
South Belridge, California	1964	S	Tulare	1080	93	2 - 3	95
Robinson, Illinois	1961	S	Robinson	908	50	-	65
Bellevue, Louisiana	1970	S	Nacatoch	400	54	0 - 5	75
Heidelberg, Missouri	1971	S	Cotton Valley	11500	30	5 - 15	221
Sloss, Nebraska	1963	H	Muddy J1	6200	14.3	-	200
Glen Hummel, Texas	1968	S	Poth "A"	2432	8	0 - 5	114
Gloriana, Texas	1969	S	Poth "A"	1600	4	0 - 5	112
Trix Liz, Texas	1968	S	Woodbine "C"	3650	9.1	-	138
North Tisdale, Wyoming	1959	S	Curtis	933	50	3	73
Fosterton, Saskatchewan	1970	S	Roseray	3100	27.7	-	125
Silverdale, Alberta	1977	H	Sparky	255	19	-	70
Suplacu de Barcau, Rum.	1971	S	-	410	32.8	5-8	64
Balaria, Rumania	1975	S	-	2625	29.5	-	113
Tía Juana, Venezuela	1966	H	Lagunillas	1570	127.9	4	104
Miga, Venezuela	1964	S	-	4175	120	2	146
Pauls Valley, Oklahoma	1970	S	Creek	4300	100	-	110
Forest Hill, Texas	1976	S	Harris	5000	15	-	185
Joli Fou, Alberta	1981	H	Wabiskaw	1190	19.8	-	72
Pontotoc, Oklahoma	-	S	-	195	17	-	66
Balol, Gujarat	1997	S, H	Kalol	3280	30	4-7	158
Santhal, Gujarat	1997	S, H	Kalol	3280	30	3-5	158
Buffalo, South Dakota	1979	S	Williston (BRRU)	8450	15	-	215
Countess, Alberta	1990	S, H	Glauconite	3450	7	-	100
May-Libby	1966	H	Tuscaloosa	3400	8.3	3	135
West Texas, Texas	-	H	San Andres	3250	47	-	108
Gulf Coast	-	H	Frio	6200	7	-	177

Campo, Localización	Presión inicio [psij]	°API	Viscosidad @T _{prom} [cp]	Saturación inicio del proyecto [fracción]	Permeabilidad [mD]	OIP inicio [STB/acre-pie]	Tasa Iny. Promedio [kPCS/d/Iny.]	Presión Iny. Promedio [psi]
Brea-Olinda, California	50-250	22	20	0.539	300	1155	2500	650-1300
Midway Sunset, California	870	14.5	110	0.75	1575	1980	1200	670-820
South Belridge, California	180	13	1600	0.674	3000	1727	2250	246
Robinson, Illinois	20	28.7	40	0.68	320	1039	2000	-
Bellevue, Lousiana	40	19	676	0.726	700	1909	1260	60
Heidelberg, Missouri	1500	24	4.5	0.778	39	847	1056	3000
Sloss, Nebraska	2274	38.8	0.8	0.3	191	427	1000	-
Glen Hummel, Texas	800	20.8	52	0.631	1200	1727	1300	1300-2000
Gloriana, Texas	300	20.8	110	0.533	1000	1419	2350	900-1200
Trix Liz, Texas	200	24	26	0.559	500	1155	258	500-700
North Tisdale, Wyoming	290	21	175	0.646	1034	1228	1400	640-900
Fosterton, Saskatchewan	240	23.6	13.5	0.452	958	1010	1400	725
Silverdale, Alberta	100	15.6	804	0.86	3,500	2068	300	-
Suplacu de Barcau, Rum.	87	15.9	2000	0.85	6000	2110	1670	150-200
Balaria, Rumania	-	19	120	0.67	506	-	360	550-940
Tía Juana, Venezuela	-	13	6000	0.73	5000	2220	2000	-
Miga, Venezuela	-	13.5	355	0.75	5500	1315	9700	-
Pauls Valley, Oklahoma	1800-1900	10	7500	0.39	30	1340	4500	1700-2400
Forest Hill, Texas	750	10	1006	0.63	20	-	-	-
Joli Fou, Alberta	-	10	40000-10 ⁵	0.61	-	-	-	1316
Pontotoc, Oklahoma	-	18.4	76	0.64	7680	-	76	-
Balol, Gujarat	1450	16	100-450	0.7	5500	-	-	1300-1600
Santhal, Gujarat	1450	18	50-200	0.7	4000	-	-	1200-1500
Buffalo, South Dakota	-	30	2.4	0.55	10	-	1560	4400
Countess, Alberta	1392	28	5.8	0.78	800	-	706	-
May-Libby	-	40	3	0.428	2958	1038	1900	800
West Texas, Texas	-	30	1.99	0.67	10	665	-	-
Gulf Coast	-	36	0.6	0.17	1786	414	-	-

Campo, Localización	°API	Viscosidad @T _{prom} [cp]	Saturación inicio del proyecto [fracción]	Permeabilidad [mD]	OIP inicio [STB/acre-pie]	Tasa Promedio Iny. [kPCS/d/Iny.]	Presión Promedio Iny. [psij]	Oil producido por CIS [bpd]
Brea-Olinda, California	22	20	0.539	300	1155	2500	650-1300	650-200
Midway Sunset, California	14.5	110	0.75	1575	1980	1200	670-820	1600-678
South Belridge, California	13	1600	0.674	3000	1727	2250	246	1425-1900
Robinson, Illinois	28.7	40	0.68	320	1039	2000	-	330-70
Bellevue, Louisiana	19	676	0.726	700	1909	1260	60	300
Heidelberg, Missouri	24	4.5	0.778	39	847	1056	3000	400-1800
Sloss, Nebraska	38.8	0.8	0.3	191	427	1000	-	470
Glen Hummel, Texas	20.8	52	0.631	1200	1727	1300	1300-2000	450-820
Gloriana, Texas	20.8	110	0.533	1000	1419	2350	900-1200	200-300
Trix Liz, Texas	24	26	0.559	500	1155	258	500-700	150-250
North Tisdale, Wyoming	21	175	0.646	1034	1228	1400	640-900	200-300
Fosterton, Saskatchewan	23.6	13.5	0.452	958	1010	1400	725	160
Silverdale, Alberta	15.6	804	0.86	3,500	2068	300	-	200
Suplacu de Barcau, Rum.	15.9	2000	0.85	6000	2110	1670	150-200	9000
Balaria, Rumania	19	120	0.67	506	-	360	550-940	147
Tía Juana, Venezuela	13	6000	0.73	5000	2220	2000	-	670-4000
Miga, Venezuela	13.5	355	0.75	5500	1315	9700	-	750-366
Pauls Valley, Oklahoma	10	7500	0.39	30	1340	4500	1700-2400	300
Forest Hill, Texas	10	1006	0.63	20	-	-	-	1050
Joli Fou, Alberta	10	40000-10 ⁵	0.61	-	-	-	1316	-
Pontotoc, Oklahoma	18.4	76	0.64	7680	-	76	-	70
Balol, Gujarat	16	100-450	0.7	5500	-	-	1300-1600	4400
Santhal, Gujarat	18	50-200	0.7	4000	-	-	1200-1500	4000
Buffalo, South Dakota	30	2.4	0.55	10	-	1560	4400	162
Countess, Alberta	28	5.8	0.78	800	-	706	-	-
May-Libby	40	3	0.428	2958	1038	1900	800	130
West Texas, Texas	30	1.99	0.67	10	665	-	-	-
Gulf Coast	36	0.6	0.17	1786	414	-	-	-

Campo, Localización	AOR [kPCS/bl]	Requerimiento de aire [MPCS/acre-pie]	Eficiencia O ₂	Recobro por CIS %
Brea-Olinda, California	7.7	11.1	100	10.1
Midway Sunset, California	2.89	18	100	20
South Belridge, California	5.6	16.8	100	14.5
Robinson, Illinois	18.2	-	87	31.9
Bellevue, Louisiana	15	17	80	13.65
Heidelberg, Missouri	2.64	6	-	2
Sloss, Nebraska	16.5	-	-	14.3
Glen Hummel, Texas	4.63	11.02	98.5	31.9
Gloriana, Texas	9	11.15	86.9	29.7
Trix Liz, Texas	8	10.89	98	7.7
North Tisdale, Wyoming	25	15.9	72	23
Fosterton, Saskatchewan	9	-	-	3
Silverdale, Alberta	3.5	16.11	-	-
Suplacu de Barcau, Rum.	14	16	95	47.5
Balaria, Rumania	14	-	-	-
Tía Juana, Venezuela	0.94	-	-	-
Miga, Venezuela	10.5	-	-	11.6
Pauls Valley, Oklahoma	6	-	-	-
Forest Hill, Texas	-	-	-	43
Joli Fou, Alberta	-	-	-	-
Pontotoc, Oklahoma	44	-	43	-
Balol, Gujarat	5.6	-	>95	38
Santhal, Gujarat	5.6	-	>95	36
Buffalo, South Dakota	12	-	-	12
Countess, Alberta	12	5.6	93.1	-
May-Libby	14.3	10.5	92.1	68
West Texas, Texas	-	-	-	-
Gulf Coast	-	-	-	-

Tabla 8. Problemas operacionales en proyectos CIS.

Campo, Localización	DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	SOLUCIÓN REPORTADA
<i>Brea-Olinda, California</i>	Taponamiento en el inyector, principalmente por óxido de hierro	Circulación de aire en U entrando por el casing y retirandolo por el tubing
<i>Midway Sunset, California</i>	Arenamiento en los pozos de inyección durante el periodo de incremento de la tasa	Las perforaciones taponadas se lavaron con solvente de asfálteno, seguido de pequeños volúmenes de vapor y agua
<i>South Belridge, California</i>	Emulsiones , arenamiento	Tratamiento químico, liner ranurado
Bellevue, Lousiana	Emulsiones, corrosión	Rompedores de emulsiones, inhibidores
<i>Heidelberg, Missouri</i>	Explosión del compresor	Lavado de líneas con 5% de Hidróxido de Sodio/Nitrato de Sodio para la remoción de residuos, y uso de lubricante sintético
<i>Sloss, Nebraska</i>	Corrosión en el casing y el tubing	Inhibidores
<i>North Tisdale, Wyoming</i>	Escamas, corrosión, alta temperatura en los productores	Inyección de aire tratado o agua dentro del anular como fluido de enfriamiento a tasas de 320 bl/d
<i>Fosterton, Saskatchewan</i>	Baja inyectividad	Lavado con solvente Tricloroetileno
<i>Silverdale, Alberta</i>	Arenamiento	Empaquetamiento con grava, screens
Suplacu de Barcau, Rum.	Baja inyectividad	Acidificación y estimulación cíclica
<i>Balaria, Rumania</i>	Problemas de bombeo debido a emulsiones	Tratamiento térmico
<i>Tía Juana, Venezuela</i>	Corrosión en el casing y el tubing	Soluciones Buffer para el tratamiento de agua
<i>Miga, Venezuela</i>	Arenamiento	Empaquetamiento con grava y liners
<i>Pauls Valley, Oklahoma</i>	Corrosión válvulas y empaques	Inhibidores bajo el anular
<i>Joli Fou, Alberta</i>	Baja productividad	Pozos productores estimulados con inyección cíclica de vapor
Balol, Gujarat	Daño en compresores por acumulación de lubricante y elevadas temperaturas. Daños en el casing por elevadas temperaturas	Lubricantes sintéticos y limpieza regular de las líneas con químicos. Cemento térmico de Aluminio de Calcio
Santhal, Gujarat		
<i>Countess, Alberta</i>	Escamas de Sulfato de Bario	Solventes
<i>May-Libby</i>	Acumulación de óxido de hierro en las perforaciones	Tratamiento con ácido
<i>West Texas, Texas</i>	Corrosión	Inhibidores

3. MONITOREO Y SEGUIMIENTO DE PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU

El éxito de un proyecto de recobro mejorado depende no sólo de las operaciones propias del proceso, sino también del riguroso monitoreo y seguimiento que se implemente una vez inicie y que necesariamente debe estar enmarcado dentro de la administración de yacimientos.

Para el caso particular del proceso de Combustión In Situ, en el cual se presentan múltiples fenómenos que aún son objeto de intensas investigaciones, antes de dar cualquier paso hacia la generación de un frente de desplazamiento por combustión, debe pensarse en la programación del monitoreo y seguimiento necesario para aprender y mantener estable este método de recuperación. Además de proveer información valiosa del proceso, estos programas ayudan a dirigir el proyecto sobre buenas condiciones de operación resultando en un proyecto exitosamente administrado y que brinda soporte a las decisiones mediante datos registrados para las variables críticas tales como presión y temperatura.

En general, los programas de monitoreo y seguimiento permiten tener claridad sobre dos aspectos. El primero, es conocer la respuesta del yacimiento al proceso que se desarrolla, de esta manera se crea la posibilidad de tomar decisiones oportunas y eficientes ya que se puede evaluar el comportamiento presente del proceso, incidiendo directamente en la disminución de costos y aumentando el factor de recobro; el segundo aspecto, está relacionado con el aprendizaje que se obtiene de la técnica implementada, debido a que se tiene información detallada de los estados

dinámicos de las variables involucradas, lo cual facilita la asimilación de la técnica con el tiempo.

El término monitoreo puede ser definido dentro del contexto de la administración de yacimientos como el proceso de *recolección, toma o adquisición de datos de las variables involucradas en un proceso de Combustión In Situ*, y está directamente asociado con las tecnologías de medición disponibles por el operador. Materializar este concepto en términos de programas que suministren continuamente información a través de toda la vida productiva del yacimiento, no sólo da soporte a las decisiones sino que genera la posibilidad de direccionar la operación bajo las condiciones más seguras y eficientes.

En ese sentido el presente capítulo tiene como propósito identificar y documentar las variables que deben ser monitoreadas en un proyecto de Combustión In Situ, presentar los puntos de monitoreo, las herramientas que se emplean para la adquisición de información y posteriormente ilustrar las técnicas comunes para el seguimiento del proceso.

3.1 VARIABLES A SER MONITOREADAS EN UN PROYECTO DE COMBUSTIÓN IN SITU

Los programas de monitoreo y seguimiento sirven para realizar una completa evaluación del desempeño del proceso enfocándose en la vigilancia cuidadosa y permanente de ciertas variables inherentes al desarrollo de la Combustión In Situ. Tales variables son las que afectarán o darán un indicio de lo que puede estar ocurriendo en el yacimiento. Por tal razón deben ser objeto de monitoreo continuo, para posteriormente hacer un análisis detallado, con el fin de identificar posibles inconvenientes que podrían conllevar al fracaso de la aplicación de CIS; igualmente identificar oportunidades que sean favorables para alcanzar el éxito de este tipo de proyectos. De esta manera, deben ser adecuadamente seleccionados para no descartar puntos relevantes que afecten el sistema.

A continuación se mencionan las variables objeto de monitoreo en el desarrollo del proceso CIS.

3.1.1 Tasa de inyección de aire. La tasa de aire, está estrechamente relacionada con el parámetro más importante para el sostenimiento del frente de combustión, el requerimiento mínimo de aire. De no suministrarse suficiente aire en el yacimiento para sostener el frente, el proceso acabaría, de ahí la importancia de monitorear la tasa de inyección.

La tasa de inyección de aire está en función de la cantidad de coque presente en el yacimiento y de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes. Esta determina la velocidad de la zona de combustión, la tasa de producción de fluidos, el radio de extensión de la zona de combustión y el tipo de reacción que predomina en el proceso (HTO o LTO).

3.1.2 Tasa de inyección de agua. En el caso de Combustión húmeda, debe hacerse un cuidadoso monitoreo de la tasa de inyección de agua para evitar el cambio abrupto de variables tales como presión y temperatura, que puedan generar eventos incontrolables como alta inestabilidad e incluso sofocamiento del frente, causando disminución de la eficiencia de barrido vertical.

3.1.3 Presión de inyección. La presión de inyección juega un papel muy importante dentro de la combustión, puesto que de ella depende en gran parte, el tipo de reacción que pueda ocurrir en el yacimiento, ya sean las reacciones LTO o HTO. La inyección a alta presión causa un aumento en la temperatura del yacimiento y conlleva a beneficios adicionales como ignición espontánea, utilización completa de oxígeno y miscibilidad de los gases de combustión. De la misma manera, el monitoreo de la presión permite identificar problemas de inyektividad.

La presión de inyección está involucrada directamente en los costos de compresión, así que se debe tener un buen control de esta variable, no solo por todas las implicaciones que tiene sobre el proceso como se mencionó anteriormente sino por efectos económicos.

3.1.4 Presión de fondo. Las operaciones de recobro mejorado requieren el análisis integrado de muchas variables como la presión, empleada para analizar el desempeño actual del proceso y estimar o predecir el comportamiento futuro en cuanto a producción de hidrocarburos. Ésta variable constituye una valiosa fuente de información del yacimiento, que puede ser utilizada para determinar anisotropías u orientaciones preferenciales de desplazamiento del frente de combustión. Mediante el

monitoreo de la presión de fondo también es posible detectar restricciones al flujo provocadas por depositación de compuestos pesados o formación de escamas.

Además, esta variable es extensamente empleada en cálculos de yacimiento como inyectividad o productividad y propiedades de la roca cuando se hace análisis de pruebas de presión. En este sentido, las pruebas de presión en yacimientos sometidos a Combustión In Situ, apuntan principalmente a la determinación del volumen quemado y a la localización del frente de combustión.

3.1.5 Temperatura del yacimiento. La temperatura del yacimiento es un indicador clave de las reacciones que se están presentando durante el proceso de combustión. Cuando se tienen altas temperaturas, se puede obtener bajas relaciones de hidrógeno/carbono, lo cual resulta favorable para la recuperación de crudo, ya que evidencia la ocurrencia de reacciones de oxidación a alta temperatura (HTO). Usualmente, para crudo de baja gravedad API se presenta oxidación a bajas temperaturas (LTO) en gran proporción, debido a la mayor cantidad de componentes pesados que posee el crudo.

Por otra parte, esta variable proporciona información acerca de la ignición. Generalmente temperaturas superiores a 180°F, conllevan a la ocurrencia de ignición espontánea, de lo contrario se hará necesario inducir la combustión por medios artificiales empleando quemadores eléctricos o a gas.

El cambio en la temperatura de yacimiento ayuda a delinear la porción que ha sido quemada, la velocidad promedio del frente de combustión y su localización. Un conocimiento de la localización del frente de combustión

permite al operador tomar las precauciones necesarias tales como enfriamiento con agua, evitando daño mecánico una vez los fluidos calientes alcancen los pozos de producción.

Gracias a toda esta información, proveniente del monitoreo constante, se puede ayudar a extender la vida de un proyecto de Combustión In Situ e incrementar el factor de recobro.

3.1.5 Temperatura en cabeza de pozo. Con el registro de temperatura en cabeza de pozo a diferentes tiempos se pueden obtener isotermas de contorno, útiles para determinar la posición y velocidad del frente de combustión. Las curvas isotérmicas se comparan para determinar la dirección preferencial de propagación y las velocidades del frente. Es importante tener en cuenta que la velocidad de combustión disminuye con el contenido de arcillas.

De la misma manera, el registro de la temperatura proporciona información útil para el control de daño en los pozos de producción, ayudando en la prevención de quemas.

3.1.6 Concentración de gases de combustión. Los gases de combustión son un indicativo de lo que está sucediendo en yacimiento, son el producto del proceso que se está llevando a cabo, por ende representan un factor preponderante para la evaluación del desempeño de la Combustión In Situ. Como primera medida, el aumento del contenido de dióxido de carbono y la disminución de la concentración de oxígeno en los gases producidos, indicará la ocurrencia de ignición.

Otro aporte de esta variable es que proporciona información acerca de la eficiencia de consumo del oxígeno. Cuando se tiene alta eficiencia de utilización de oxígeno, se da una disminución de la velocidad a la cual viaja el gas hacia los pozos productores. Esto representa una gran ventaja puesto que se cubrirá mayor volumen de yacimiento.

A partir de la composición de los gases de combustión tales como O_2 , CO_2 , N_2 , en algunas ocasiones CO , gases hidrocarburos, gases ácidos, vapor de agua, se determina dirección de propagación, la cantidad de carbono quemado y volumen del yacimiento barrido. El incremento en el contenido de O_2 , puede ser un indicio de irrupción o un reflejo de overriding causado por los efectos gravitacionales. Por otra parte, con la composición de los gases producidos, es posible calcular la relación H/C, un parámetro sensible que refleja la cinética bajo el cual está operando el proceso.

3.1.7 Calidad del agua de producción. Un análisis regular de este parámetro puede ayudar a identificar problemas de escamas de sulfato de bario, problemas de corrosión o abrasión por la cantidad de sólidos suspendidos.

El agua de producción aporta información acerca de la proximidad del frente y sobre ácidos formados durante las diferentes reacciones que están gobernando el proceso. De esta manera, ayuda en la búsqueda de soluciones para tratar problemas de emulsiones muy frecuentes en este tipo de proyectos. Estas medidas se pueden hacer mediante análisis de pH, un factor importante dentro del análisis del agua debido a que un valor bajo conlleva a corrosión de equipos de subsuelo o superficie, contrario a ello, valores altos facilitan la precipitación de escamas. Otras medidas hechas a esta variable como salinidad, bicarbonatos, sulfatos, clorhídricos, calcio,

magnesio, dureza, cantidad de hierro, y contenido de bacterias, reflejan los diferentes sucesos que se dan durante el proceso o la tendencia a causar corrosión.

De otro lado, el pH puede ser visto como un factor indicativo de la proximidad del frente al pozo productor. Algunas experiencias de campo reportan que al poco tiempo de registrarse caídas sustanciales en el pH del agua producida y aumentos atípicos en la concentración de iones SO_4 comparada con las concentraciones de los otros iones disueltos, el frente irrumpió en ese pozo.

3.1.8 Propiedades del petróleo producido. A medida que transcurre el proceso de Combustión In Situ, las propiedades físicas y químicas del aceite van cambiando, por consiguiente debe hacerse un análisis para determinar las variaciones de viscosidad, gravedad API y cantidad de ácidos presentes. Estas variaciones son indicativos del acercamiento del frente de combustión y proporcionan información sobre el tipo de reacciones de oxidación que predominan en el yacimiento.

3.1.9 Volumen de fluidos producidos. El éxito de cualquier proyecto de recobro mejorado se manifiesta directamente en términos del recobro incremental de aceite, que a su vez está relacionado con la eficiencia de barrido volumétrica y el factor de recobro.

La cantidad de fluidos producidos da una proporción del volumen de yacimiento que ha sido barrido.

3.1.10 Corrosión. Es quizás el problema más frecuente en todos los procesos de recuperación de petróleo, el cual viene acompañado por ciertos factores que agudizan su efecto. La corrosión es una variable que debe mantenerse controlada para evitar innumerables daños en líneas de flujo, bombas, pozos de inyección y producción.

VARIABLES COMO TEMPERATURA, GASES DE COMBUSTIÓN, AGUA Y ARENA PUEDEN SER LOS CAUSANTES DE ESTE TIPO DE PROBLEMA, PRONUNCIÁNDOSE AÚN MÁS EL EFECTO CORROSIVO CUANDO EL PROCESO SE LLEVA A CABO BAJO MODO HÚMEDO. EL MONITOREO DE LA CORROSIÓN DEBE LLEVARSE A CABO EN TODO EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE FLUIDOS PARA QUE SE PUEDA TENER UN REGISTRO DEL IMPACTO DE LA CORROSIÓN EN LA INTEGRIDAD DEL SISTEMA.

3.1.11 Presión, temperatura y estado del lubricante en el sistema de compresión. En algunos campos han ocurrido explosiones debido a las inadecuadas prácticas de verificación de la maquinaria involucrada en la compresión e inyección del aire. Aunque no parezca crítico, el estado del lubricante así como averías en compresores unido con el flujo turbulento desarrollado en el sistema de inyección, puede generar mezclas inflamables que ponen en riesgo la integridad física del personal e instalaciones.

Hoy en día, se usan lubricantes sintéticos para minimizar el riesgo de explosiones y se ejecutan rigurosos programas de monitoreo para detectar daños o acumulaciones de lubricante.

La instrumentación empleada para la adquisición de información de cada una de las variables descritas anteriormente, se presenta en el anexo A.

3.2 MONITOREO EN PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU

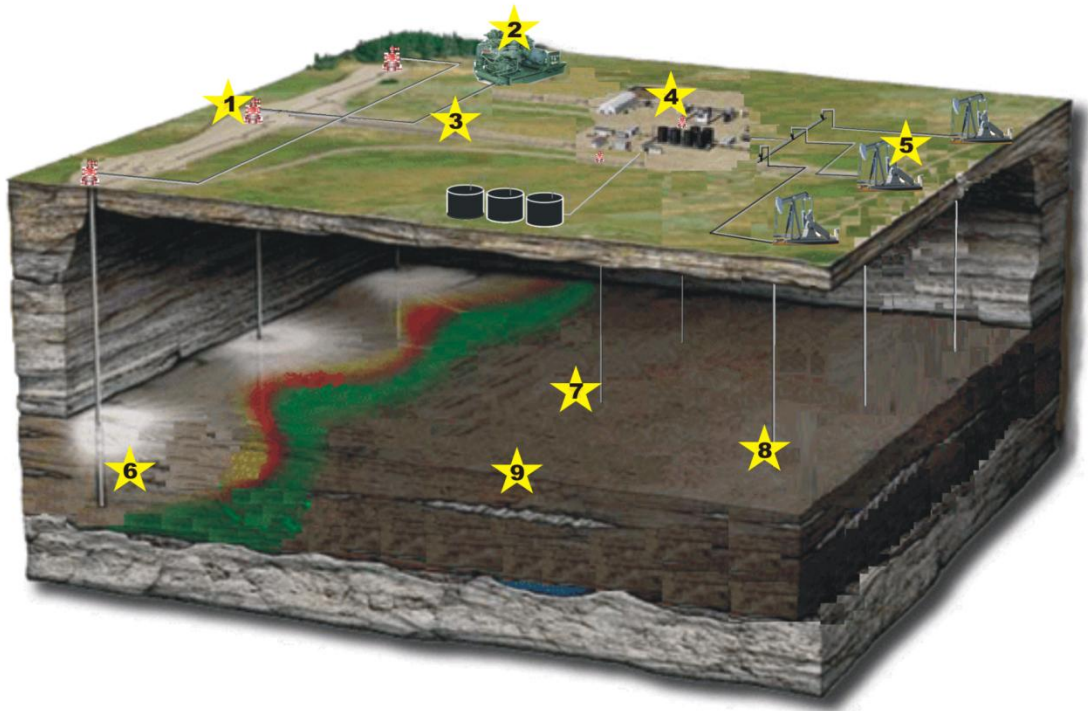
El proceso de Combustión In Situ se desarrolla, ya sea en su modo seco o húmedo, bajo inyección ininterrumpida de fluido por lo que es considerado un proceso de carácter continuo, en el cual la falla de alguno de sus componentes tendrá incidencia sobre otros con distinto grado de intensidad.

En la figura 14 se indican los puntos que deben estar incluidos en el monitoreo de un proceso CIS. Estos puntos pueden ser divididos en dos grandes grupos, subsuelo y superficie. Los puntos que pertenecen a superficie son los cabezales de los pozos de inyección (1), el sistema de inyección (2), tuberías para transporte de fluidos (3), las facilidades de tratamiento (4) y los cabezales de los pozos de producción (5); mientras que los que pertenecen a subsuelo son los pozos de inyección (6), observadores (7), de producción (8) y el yacimiento (9).

A la figura 11 no se le debe asignar carácter estático e invariable, pues la respuesta de cada yacimiento frente al proceso de combustión es diferente y en algunas ocasiones deben canalizarse los esfuerzos de monitoreo y seguimiento en puntos especiales.

3.2.1 Monitoreo en superficie. Los proyectos de Combustión In Situ cuentan con costosas y complejas facilidades de superficie en las cuales el mínimo error en el funcionamiento podría terminar con el proceso de inyección, daño de las máquinas tales como compresores, unidades de levantamiento artificial o devastadoras explosiones en el peor de los casos. En ese sentido, debe prestarse atención al estado mecánico de todas las unidades que conforman las facilidades de superficie, con el fin de evitar eventos potencialmente destructivos, tales como la generación de mezclas inflamables ocasionadas por averías en compresores o líneas de flujo.

Figura 14. Puntos de monitoreo en un proyecto de Combustión In Situ.



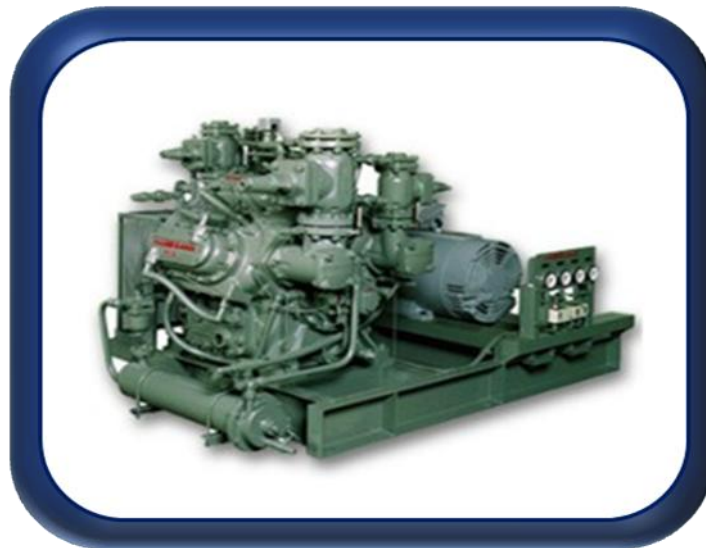
Fuente: Tomado y modificado de www.petrobank.com

En la actualidad existen sistemas computarizados como el SCADA, para el control automático de los puntos críticos del proceso, que ejecutan acciones como cierre o accionamiento de válvulas de control de nivel y presión cuando los sensores detectan anomalías. Además con la tendencia de automatización, se ha logrado enlazar varias herramientas para la adquisición de datos y de esta manera controlar automáticamente la operación. Estos sistemas permiten manejar un gran número de mediciones en puntos diferentes del sistema para operar de un modo más integral y seguro.

3.2.1.1 Cabeza de pozo inyector. El cabezal de los pozos inyector es un punto de medición muy importante, porque aporta información sobre la temperatura y presión que posee el fluido de inyección. Es un indicador de las pérdidas de presión, y en ambientes fríos, de las pérdidas de energía que se estén dando desde la salida del compresor. Por otra parte, en etapas tempranas del proceso, es fundamental contar con información de temperatura, presión y flujo del aire para controlar las operaciones de ignición.

3.2.1.2 Sistema de compresión. Las unidades de compresión cumplen un papel sumamente importante en proyectos CIS, pues son los encargados de proveer económica y continuamente aire limpio, seco y a la tasa y presión requerida para sostener la combustión, por ello es indispensable garantizar su excelente funcionamiento y estado mecánico

Figura 15. Sistema de compresión.



Fuente: www.brientsa.com

Una planta de compresión consiste principalmente de uno o más compresores con sus respectivos motores, sistemas de control, filtros de aire de entrada, enfriadores, separadores, filtros internos, secadores, tanques de almacenamiento de lubricante y combustible, tuberías, equipo de control de emisión de gases y un sistema de distribución para llevar el aire hasta los pozos.

Un esquema de una típica planta compresora para proyectos de Combustión In Situ se muestra en la figura 16. El compresor es el corazón del sistema de inyección, su adecuada selección es crítica para el desempeño del proceso. Los compresores varían de acuerdo a las características de la operación y su diseño está gobernado por la tasa de inyección, la presión de inyección, la temperatura de descarga, la relación de compresión, las etapas de compresión, el requerimiento de potencia entre otros; pero de cualquier manera deben implementarse programas que verifiquen periódicamente su integridad mecánica para detectar fallas a tiempo (fisuras, o desgaste de las partes móviles) y evitar el colapso del proceso.

A medida que el aire es comprimido se eleva su temperatura, y aumentan las posibilidades que en algún punto (pozos de inyección o sistema de distribución) se mezclen gases de hidrocarburos con el aire, y se den condiciones favorables para una explosión. Por otra parte, altas temperaturas también puede deteriorar el lubricante y por ende, provocar mal funcionamiento de las partes móviles del sistema. Por ello debe llevarse un riguroso monitoreo del sistema de compresión, pues de él depende la continuidad y estabilidad del proceso.

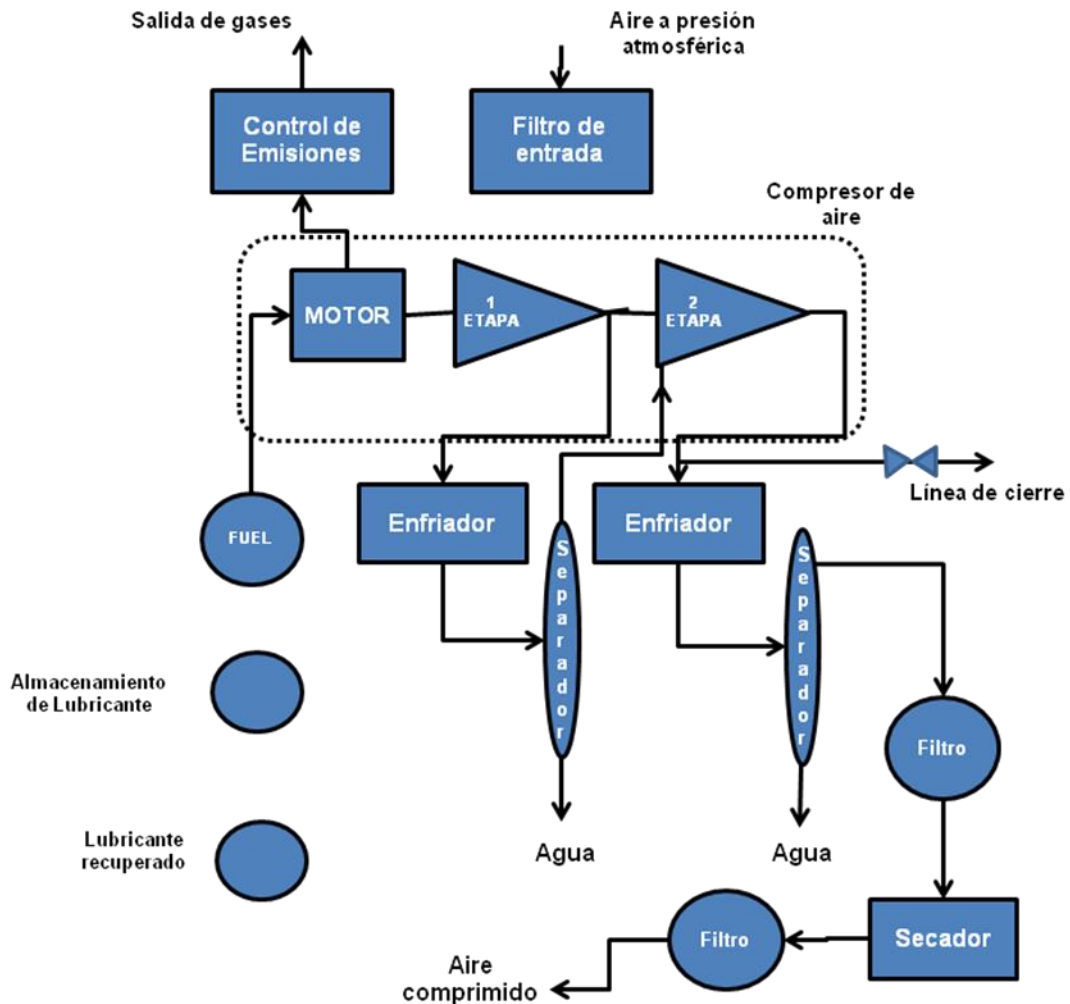
Generalmente, los sistemas de compresión empleados en Combustión In Situ deben contar con sistemas básicos de protección y monitoreo, estos incluyen sensores para monitorear presiones, temperatura y niveles de

vibración de los componentes más importantes. Debido a que la operación de compresión es crítica para el éxito del proyecto, debe considerarse la inversión en dispositivos de alerta y cierre automáticos, que sean sensibles a los cambios del sistema. El grado de sofisticación de dichos dispositivos, puede variar desde avanzados monitores que indican el motivo y el punto preciso que está fuera de control, hasta simples mecanismos de toma de datos. De cualquier manera, debe considerarse esta inversión desde el inicio de operación, pues los problemas que se pueden desarrollar podrían superar los costos de compra de los mismos y poner en riesgo la viabilidad económica del proyecto.

En cuanto a los equipos adicionales tales como filtros de aire, secadores de aire, sistema de lubricación del compresor, enfriadores, separadores, entre otros, es de vital importancia un funcionamiento libre de problemas para garantizar la estabilidad del proceso.

Especialmente, el sistema de lubricación y los lubricantes empleados deben ser permanentemente monitoreados para evitar el daño de alguna parte del motor o el compresor o accidentes como explosiones. En la actualidad, los lubricantes de base mineral (base petróleo) han sido desplazados por aquellos de base sintética debido principalmente a su mal desempeño a temperaturas superiores a 325°F, ya que sus moléculas se rompen y causan problemas de depositación de residuos de carbono así como alto riesgo de explosión. Para lubricar piezas involucradas en procesos de este tipo, se emplean lubricantes sintéticos producto de reacciones químicas de compuestos de bajo peso molecular, especiales para trabajar en ambientes extremos. Los lubricantes sintéticos tienen la ventaja de poseer baja volatilidad, flamabilidad y aportan estabilidad y seguridad al proceso.

Figura 16. Sistema de compresión del aire.



Fuente: SARATHI, Partha. In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. National Petroleum Technology Office, Tulsa, Oklahoma. 1999.

El aire a la salida del compresor también merece especial atención ya que debe minimizarse al máximo cualquier cantidad de gases hidrocarburos o partículas sólidas suspendidas que favorezcan indeseadas reacciones de combustión en las líneas de distribución de aire, este control es realizado por medio de filtros dispuestos a través de los conductos de salida del fluido.

3.2.1.3 Líneas de inyección. Las líneas de flujo son otro punto de importancia para el monitoreo del proceso. El aire proveniente del compresor es distribuido a los pozos de inyección a través de la red de tuberías que generalmente están enterradas o soportadas cerca del suelo. Normalmente el material del cual está construida la tubería es de acero al carbono y es común que tengan recubrimientos internos para disminuir los efectos de la corrosión. Cada línea que transporte el fluido de inyección debe contar con sistemas de control de flujo y medidores de aire, pues es importante tener el registro para mantener la integridad del sistema de distribución. Además el aire que circule por esta tubería debe pasar previamente por filtros adecuados, que eliminen al máximo partículas sólidas finas para desacelerar el proceso indeseado de erosión.

3.2.1.4 Sistema de recolección y tratamiento de fluidos producidos. Luego de pasar por el separador, los líquidos deben ser tratados para ponerlos bajo especificación en cuanto a sólidos básicos y agua (BS&W), cantidad de compuestos tales como H_2S y CO_2 y contenido de sal. Además, debe hacerse un análisis y tratamiento al agua producida con fines de disposición, vertimiento o de inyección.

Con el monitoreo en el sistema de tratamiento se pretende llevar un registro periódico de los fluidos producidos que incluye los siguientes aspectos:

- Emulsiones
- Composición de fluidos producidos (petróleo, gas)
- Análisis del aceite que incluya medición de viscosidad, gravedad API y número ácido.
- Análisis del agua producida.
- Medición de fluidos producidos (petróleo, gas y agua).

La información para el tratamiento de emulsiones se realiza mediante el análisis de muestras de petróleo en varios puntos representativos del sistema como separadores y tanques de prueba. El muestreo debe realizarse de tal manera que no se creen turbulencias que favorezcan la generación de emulsiones. Por lo tanto debe contarse con herramientas adecuadas para la adquisición de una muestra que represente con la mayor fidelidad el comportamiento de la emulsión en el sistema. Los puntos específicos de recolección de la muestra, pueden variar de acuerdo con los requerimientos especiales del operador, pero generalmente incluyen puntos de presión tales como separadores, cabezales, manifold, tuberías, Gun barrel, entre otros.

El monitoreo en este punto es realizado a la muestra de fluido, y puede aportar información para prevenir o controlar problemas de arenamiento, corrosión e incluso sirve como un medio para determinar el avance del frente gracias a los análisis de composición que se realicen al fluido producido, especialmente gases productos de las reacciones de combustión.

Por otra parte, como se indicó en la sección de fundamentación, las reacciones que toman lugar en yacimiento cuando ocurre la combustión, ocasionan variaciones en las propiedades de los fluidos. Estos cambios, pueden ser detectados en superficie, y su variación con el tiempo puede generar importantes pistas, como la clase de reacciones de oxidación predominantes (HTO o LTO) y la proximidad del frente al pozo. Por ejemplo, la reducción en la viscosidad y aumento de la gravedad API es un indicador de la llegada del frente al pozo del cual proviene la muestra. De otro lado, sustanciales aumentos en la viscosidad y número ácido, junto con decrecimientos de la gravedad API, son indicadores de la ocurrencia de reacciones de oxidación a baja temperatura. Estas pistas son esenciales para tomar correctivos o decisiones que contribuyan a mejorar la eficiencia de la operación. Por consiguiente, dentro de todo programa de monitoreo de

proyectos CIS, debe planearse la caracterización de los fluidos como viscosidad, gravedad API y número ácido periódicamente.

El análisis del agua de inyección y producción es fundamental dentro de procesos de combustión, debido a que debe garantizarse que el agua inyectada tenga las propiedades adecuadas para evitar problemas de erosión, bloqueo, daño a la formación, ente otros. Estas propiedades mínimas son características de cada campo y se determinan a través de pruebas de laboratorio Además, dentro de la evaluación del proceso e identificación del frente de combustión, el análisis del agua desempeña un papel importante, ya que propiedades como el pH son indicadores de la proximidad del frente.

Este análisis se orienta a la determinación de propiedades que provoquen algún tipo de efecto en el yacimiento, pozos y facilidades de superficie, y se realiza por medio de muestras y pruebas en todo el sistema de inyección y tratamiento. Los parámetros aceptables para el agua varían de acuerdo a las características propias del sistema roca-fluido que será inundado. Los puntos y procedimientos de muestreo, como separadores y tanques de almacenamientos, deben ser vigilados cuidadosamente para que la información represente la realidad del sistema. El análisis del agua tiende a controlar principalmente los siguientes factores:

Sólidos Totales: Los sólidos suspendidos y disueltos causan precipitaciones, taponamiento y corrosión.

Contenido de iones y minerales: Causa efectos destructivos por corrosión y problemas de taponamiento.

Incompatibilidad del agua: La inyección de agua proveniente de diferentes fuentes, puede generar precipitación de escamas, debido a incompatibilidades entre ellas, generando restricciones en las líneas de flujo

por taponamiento, debido a filtración de partículas de escamas suspendidas y acelera la corrosión.

Los análisis de agua deben ser rutinarios y con la instrumentación necesaria para garantizar mediciones exactas. La calidad del agua puede ser monitoreada con métodos de muestreo discretos, individuales y continuos. Los datos recolectados usualmente incluyen análisis químico del agua en el cual se detalla el contenido de iones disueltos como sodio, calcio, magnesio, bario, hierro, cloruros, bicarbonatos y sulfatos; la distribución del tamaño de sólidos suspendidos; la corrosividad; las medidas de gravedad específica; resistividad; pH; salinidad; contenido de oxígeno y gases disueltos.

3.2.1.5 Cabeza de pozo productor. El cabezal del pozo productor, es un excelente punto para adquirir información del fluido tal como temperatura, presión y flujo. Pero quizás el mayor valor del monitoreo en esta ubicación es que posibilita la toma de muestras de los líquidos y gases producidos. Esta muestra se somete generalmente a análisis cromatográficos que aportan información composicional para evaluar la madurez del proceso o el avance del frente. Además los registros de temperatura proporcionan datos para la elaboración de perfiles que ayudan al entendimiento del desplazamiento del frente de combustión.

3.2.2 Monitoreo en subsuelo. En esta área los esfuerzos en monitoreo se enfocan en la aplicación de herramientas que detecten los cambios que están ocurriendo a nivel de composición, presión y temperatura en la formación productora, así como el estado de avance del proceso para tener claridad de la respuesta del yacimiento a las reacciones que se desencadenan cuando ocurre la combustión.

Las herramientas usadas para monitorear el yacimiento han evolucionado rápidamente y junto con la revolución tecnológica, han hecho posible la visualización del proceso dinámico en tiempo real, flexibilizando los periodos de adquisición de datos, de manera que el operador pueda tener información actualizada que permita ejecutar acciones correctivas o preventivas que vayan beneficio del desempeño del proceso.

3.2.2.1 Pozo Inyector. Se hace referencia al pozo de inyección como punto de monitoreo, ya que es indispensable equiparlo con diversas herramientas para la adquisición de información tal como presión y temperatura que permitan evaluar el comportamiento del proceso en yacimiento y además tener control sobre la caída de presión entre el cabezal y el fondo del pozo. Desde el inicio de un proyecto de Combustión In Situ, en los pozos de inyección debe considerarse el montaje de dispositivos como termocuplas y sensores de presión que aporten datos de la formación productora. Los pozos son el medio más directo de comunicación con la zona donde se están desarrollando los mecanismos de desplazamiento por consiguiente se deben aprovechar al máximo para adquirir toda la información necesaria.

3.2.2.2 Pozos observadores. Los pozos observadores aportan un medio sumamente versátil para determinar el avance del frente a través de perfiles de temperatura, ya que es posible ubicar estratégicamente herramientas que adquieran información sobre ésta y otras variables involucradas como la presión. Los pozos observadores brindan soporte sólido para la determinación de la forma y las direcciones preferenciales de propagación que toma el frente de combustión y por ende son considerados como parte fundamental en los programas de monitoreo y seguimiento. Al mismo tiempo,

contribuyen en la determinación del volumen o porción del yacimiento que se ha barrido.

Una vez el frente ha irrumpido, los pozos productores pueden ser convertidos a inyectores u observadores cuando su estado mecánico lo permite. El análisis de la información recopilada de los pozos de observación son materializados rápidamente en acciones que tienden a mejorar el desempeño del proceso gracias a la calidad de los datos que aporta, por ejemplo ayudando en la prevención de quemas del pozo productor y por consiguiente la terminación de proceso.

3.2.2.3 Pozo productor. El pozo productor debe estar dotado de equipos especiales que soporten elevadas temperaturas y que registren el cambio de las variables como presión y temperatura por cuestiones de seguridad, pues si no se tienen las precauciones necesarias podrían llevarse a cabo explosiones alimentadas por los gases hidrocarburos generados durante las reacciones que involucra la combustión.

El monitoreo de la presión de fondo en este punto es imprescindible para establecer la productividad de cada pozo y detectar rápidamente variaciones anómalas, ocasionadas por taponamiento de las perforaciones o por depositación de compuestos como asfáltenos.

3.2.2.4 Yacimiento. En el yacimiento es donde se desencadenan las reacciones de oxidación, pirolisis y destilación, de las cuales dependerá la cantidad de crudo recuperado. El monitoreo del yacimiento está enfocado principalmente a la detección de las variaciones que ocurren en la saturación de fluidos, temperatura y presión.

La herramienta comúnmente empleada para dicho monitoreo es la sísmica. Amplias aplicaciones se han reportado en yacimientos producidos bajo métodos de recobro térmico, en los cuales los datos sísmicos revelan problemas, oportunidades y el estado actual del proceso. La evolución de esta técnica permite la adquisición de información con mucha facilidad en periodos de tiempo cortos (6 a 9 meses) y es un excelente apoyo en la toma de decisiones concernientes a la administración del yacimiento. El monitoreo oportuno de la zona productora es simplemente imprescindible, pues de no detectarse en grado de influencia de los parámetros de yacimiento tales como buzamiento, espesor, permeabilidades y los parámetros operacionales establecidos al inicio el proceso, podría generarse eventos desfavorables, como marcados efectos segregacionales (overriding), de los cuales no tenga registro en superficie y causen ruptura a tiempos tempranos, poniendo en riesgo la viabilidad económica del proyecto.

3.3. SEGUIMIENTO DE PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU

Las técnicas de seguimiento hacen mención a aquellos procedimientos que se aplican en determinados periodos de tiempo, a los datos recopilados de las variables que están sujetas a monitoreo.

Seguimiento puede definirse como *“Todo procedimiento que tiene como objetivo identificar el comportamiento del proceso y la respuesta o tendencia que siguen las variables monitoreadas en determinados periodos de tiempo”*.³² El principal objetivo del seguimiento es por tanto, proveer información al equipo de trabajo del desempeño del proceso de Combustión In Situ, para hacer correctivos o mantener los procedimientos de operación.

³² Los Autores

Los programas de seguimiento deberían ser cuidadosamente diseñados para cualquier método de recobro, pero especialmente deben ser prioridad en proyectos CIS, debido a que aún muchos fenómenos fisicoquímicos de esta técnica no se comprenden con absoluta claridad.

El seguimiento, aporta no sólo información operacional, también puede alimentar los modelos de yacimiento cuando la descripción del mismo no es suficientemente clara. Con el seguimiento continuo del proceso, el personal encargado de la operación, contará con información concluyente de los puntos críticos del proyecto, su comportamiento y estado, de esta manera, las decisiones estarán soportadas por evidencia contundente.

3.3.1 Núcleos. En un proyecto de Combustión In Situ, los programas de corazonamiento son parte fundamental del seguimiento de los diferentes eventos que se presentan durante el proceso. Esto se debe principalmente al aporte de evidencias que ayudan en la toma de decisiones para mejorar el desempeño de este método de recobro.

Los programas de corazonamiento deben planificarse cuidadosamente por los costos que implican, y deben abarcar apropiados procedimientos de preservación con el objetivo de no perder representatividad en los datos que se obtiene de ellos. El análisis detallado de los núcleos determina:

- Porosidad
- Espesor quemado
- Saturación de aceite residual
- Barrido areal por el frente de combustión
- Barrido vertical y cambio de éste con la distancia
- Máxima distribución de temperatura

- Permeabilidad efectiva y material depositado en la roca

Para obtener cada uno de los datos presentados anteriormente se aplican los siguientes procedimientos.

3.3.1.1 Examen fotográfico y visual. Incluye fotografías a blanco y negro, a color y ultravioleta. En la última, la ausencia de fluorescencia en algún intervalo del núcleo señala bajas saturaciones de aceite, es decir, representa la zona por donde ha pasado el frente de combustión.

Un segundo indicio es el color rojizo debido a la oxidación de componentes férricos, producto de altas temperaturas.

3.3.1.2 Examen mineralógico. Cuando la formación se somete a ciertas temperaturas, ocurre descomposición de minerales. Cada composición cambia de acuerdo a la temperatura a la cual se somete. Usando dicho criterio se puede estimar la máxima temperatura expuesta en la formación.

3.3.1.3 Estudio microscópico. Durante el examen mineralógico se identifica anhidrita, CaSO_4 en intervalos expuestos a altas temperaturas. El microscopio electrónico de escaneo se ha usado para estudiar la formación de cristales de anhidrita y la alteración de las arcillas.

Por consiguiente, con la integración de toda la información determinada de los núcleos extraídos en diferentes áreas del campo, se puede precisar o dar un estimativo de la velocidad del frente de combustión e identificar las direcciones preferenciales de avance del frente (zonas por donde ha pasado

el frente de combustión). Por ejemplo, cerca a los pozos de inyección, en la zona de combustión, el flujo de aire debería ser alto y el frente de combustión debería tener velocidades relativamente altas. Moviéndose Más allá de esta zona, la velocidad del aire y del frente de combustión debería disminuir, y a medida que el frente de combustión comienza a acercarse a los pozos productores, la velocidad del aire y del frente de combustión incrementaría. Estas observaciones se pueden usar como referencia para evaluar el comportamiento de la velocidad del frente en cada uno de los núcleos extraídos.

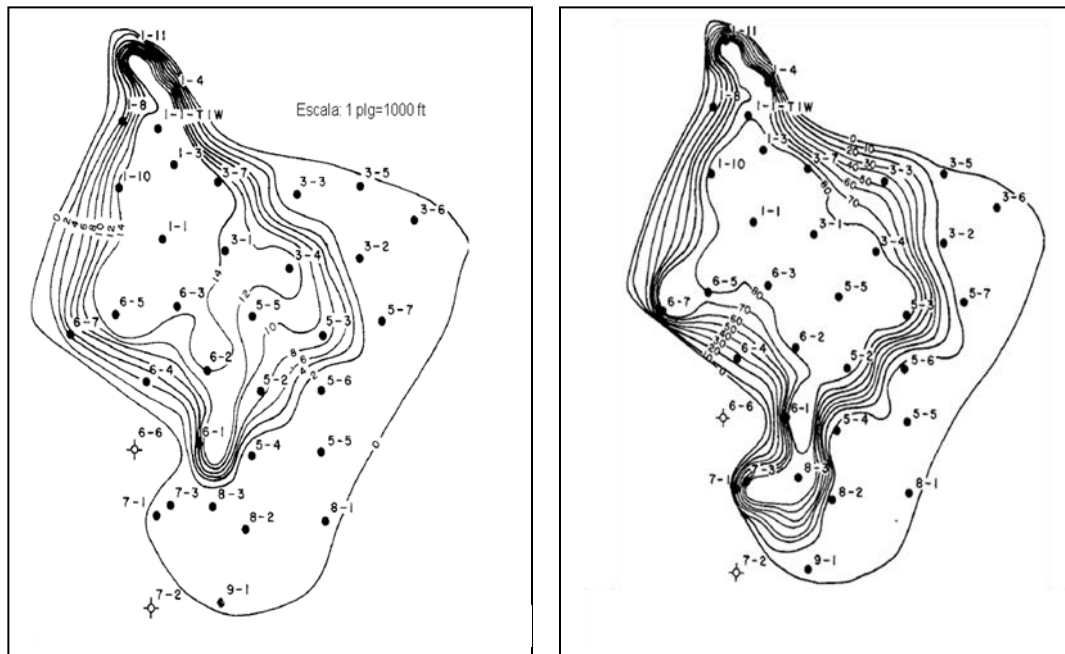
En cuanto al efecto overriding se aprecia cuando solo la parte superior del núcleo se encuentra quemado, lo cual resulta desfavorable para la recuperación de crudo. Aunque en ciertos casos en lugar de ser las fuerzas gravitacionales las que predominan, tal efecto se debe a la distribución de permeabilidades en la formación, por lo cual el frente de combustión simplemente se moverá a través de la zona de mayor permeabilidad.

3.3.2 Mapas de isoconcentración. Aportan información de la dirección de propagación del frente de combustión y detectan barreras de flujo que aíslan parte del yacimiento perjudicando la eficiencia del proceso. Cuando se tiene una formación muy compleja, estos mapas son apropiados para entender mejor la geología.

La construcción de estos mapas se da a partir de muestras de los gases producidos y son hechos principalmente para el Dióxido de Carbono y Nitrógeno. Se han construido mapas de isoconcentración en los campos Gloriana, Glen y Trix-Liz de Texas, Estados Unidos y han dado buenos resultados para hacer seguimiento del frente de combustión. La distribución de concentración de dióxido de carbono y nitrógeno por todo el yacimiento

del campo Glen Hummel se muestra en la figura 17. Los mapas de isoconcentración también exhiben características del yacimiento tales como distribución de saturación de gas, heterogeneidades del yacimiento y áreas aisladas.

Figura 17. Mapa de isoconcentración del CO₂ y N₂, respectivamente.

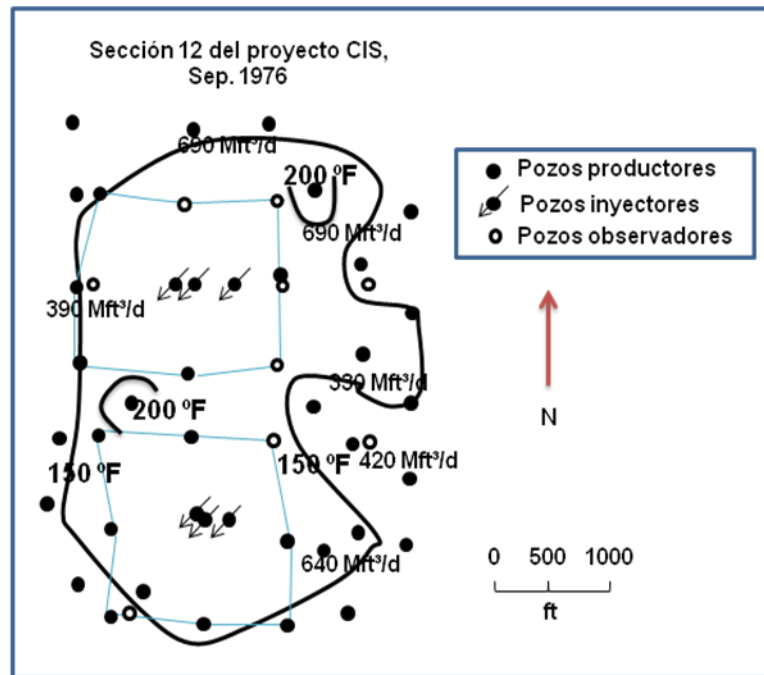


Fuente: BUCHWALD, R., HARDY, W., y NEINAST, G. Case Histories of Three In Situ Combustion Projects. SPE 3781, Julio 1973.

3.3.3 Isotermas. Para preparar este tipo de mapas se usan las temperaturas medidas en cabeza de pozo en un tiempo dado. Las curvas isotérmicas obtenidas a diferentes tiempos se comparan para determinar la dirección preferencial de propagación y las velocidades del frente de combustión.

En el campo Sur Belridge, ubicado en el estado Kern, California, se preparó una isoterma con las temperaturas tomadas en cabeza de pozo (Figura 18). El menor valor registrado en cabeza fue 120 °F, considerablemente mayor que la temperatura inicial del yacimiento de 95 °F. La isoterma de 150 °F indicó que el área estaba en un rango mayor de temperaturas que la mencionada. Por otra parte se observa para dos pozos una temperatura de 200 °F.

Figura 18. Mapa isotérmico del campo Sur Belridge.



Fuente: GATES, C., JUNG, K., SURFACE, R. In situ Combustion in the Tulare Formation, South Belridge Field, Kern County, California. JPT, Mayo, 1978.

3.3.4 Mapas isópacos. Los mapas isópacos son similares en apariencia a los mapas de contorno pero muestran variaciones en el espesor de los estratos. Estos mapas son muy convenientes para la determinación del

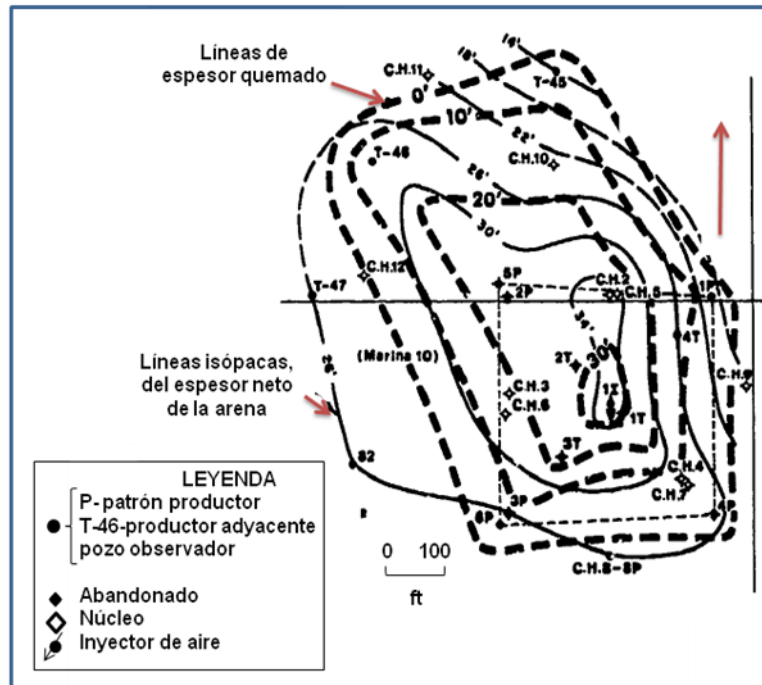
espesor quemado cuando se está llevando a cabo Combustión In Situ. De esta manera se puede mantener mayor vigilancia de los efectos gravitacionales cuando el frente avanza hacia los pozos productores.

Un mapa isópaco brinda información concluyente sobre la cantidad de aire que se está dirigiendo hacia la parte superior de la formación productora. En la figura 19 se muestra un mapa isópaco realizado en el campo Sur Belridge, estado Kern, California. El mapa se elaboró con datos obtenidos de los núcleos extraídos de diferentes ubicaciones. Las líneas punteadas representan espesor quemado constante.

3.3.5 Relación aire aceite (AOR). El AOR es una medida de la cantidad de aire que debe ser inyectado para recuperar un barril de aceite, y está en función del OOIP y del combustible quemado. Generalmente se expresa en miles de pies cúbicos por barril de aceite producido y es clave en la determinación del límite económico.

En la figura 20 se muestra el comportamiento del AOR teórico frente a la variación del combustible depositado, tomando como base un requerimiento de aire de $180 \text{ ft}^3/\text{lb}$. El AOR teórico es el volumen de aire inyectado por barril de aceite desplazado en la zona quemada, asumiendo que todo el aceite desplazado es recuperado. El aceite desplazado es equivalente al aceite original en el yacimiento menos el aceite quemado como combustible. Esta gráfica sirve como primer indicativo de la viabilidad para la implementación de Combustión in Situ.

Figura 19. Mapa isópaco.



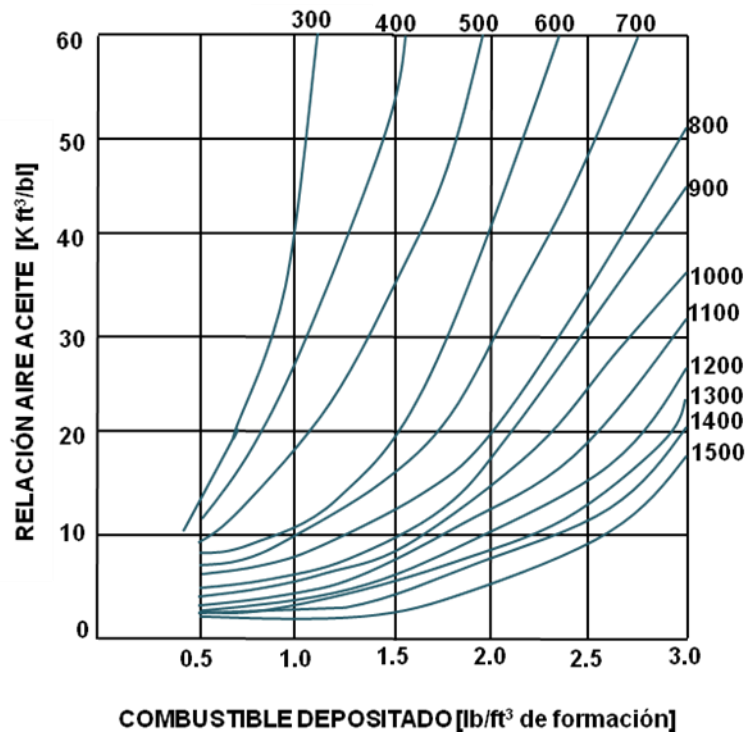
Fuente: GATES, C., JUNG, K., SURFACE, R. In situ Combustion in the Tulare Formation, South Belridge Field, Kern County, California. JPT, Mayo, 1978.

La evaluación económica de un proyecto CIS se basa en el valor de este parámetro. Para crudos pesados, el AOR (Figura 21) está en el rango de 6000-25000 ft³/bl para presiones de inyección de 200 a 2000 psi³³.

Experimentos de laboratorio y proyectos de campo indicaron que para combustión húmeda a medida que aumenta la relación agua/aire WAR, el AOR disminuye. Este comportamiento es razonable debido a que el agua reemplaza cierta cantidad de aire y ayuda a transferir mejor el calor logrando un mayor desplazamiento del crudo y por ende un mayor factor de recobro.

³³ TURTA, A., CHATTOPADHYAY, S., BHATACHARYA, R., CONDRACHI, A. y HANSON, W. Current Status of Commercial In Situ Combustion Projects Worldwide. En: JCPT, 2007, p. 8.

Figura 20. AOR versus combustible depositado.

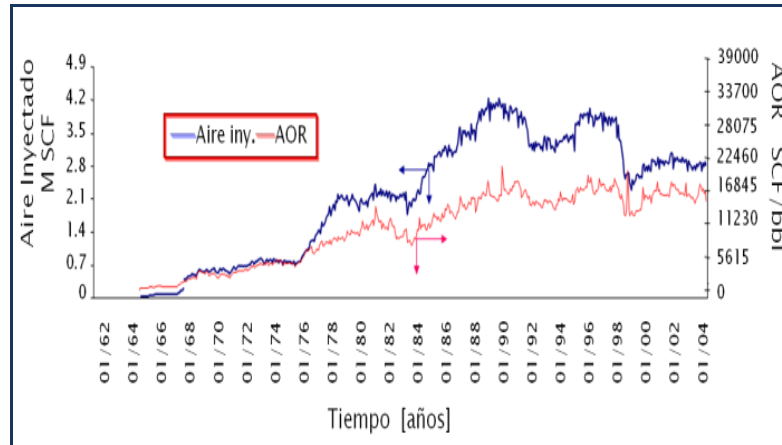


Fuente: SARATHI, Partha. In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. January 1999, 423 p.

3.3.6 Curvas de tendencia. Las curvas de tendencia indican el comportamiento creciente, decreciente o caótico de una variable monitoreada. De estas curvas se puede obtener valiosa información para evaluar el desempeño del proceso partiendo de datos de una sola variable. Estas gráficas pueden realizarse a escala de pozo o de yacimiento

Este tipo de curvas constituye una herramienta sencilla para analizar los procesos desarrollados en yacimiento, y hacer pronósticos del proceso. Además, pueden realizarse a diferentes escalas, ya sea de campo o pozo, para identificar problemas o características anómalas.

Figura 21. AOR y aire inyectado versus tiempo.

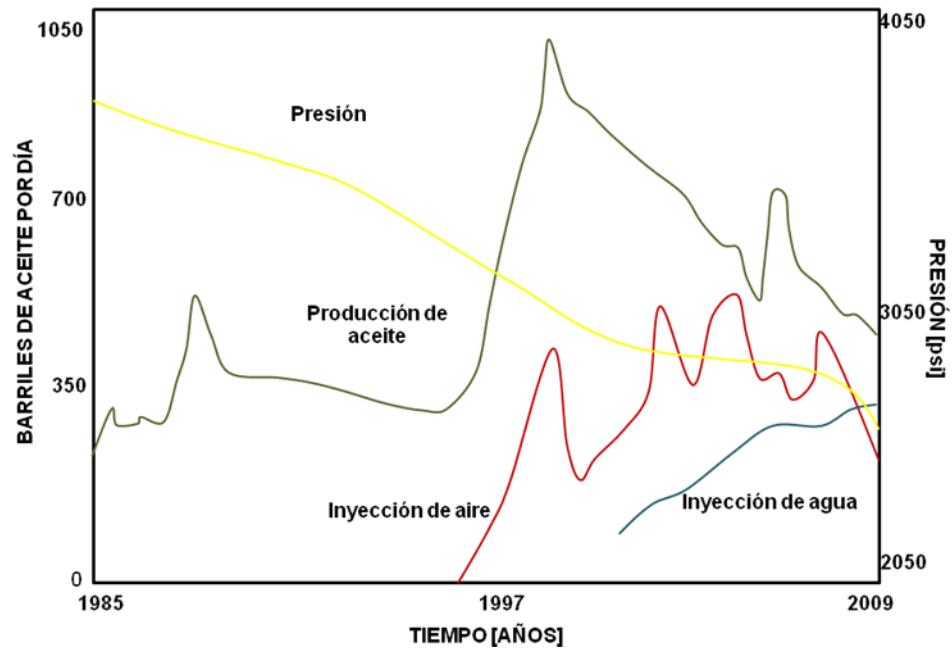


Fuente: TURTA, A., CHATTOPADHYAY, S., BHATTACHARYA, R., CONDRACHI, A., y HANSON, W. Current Status of Commercial In Situ Combustion Projects Worldwide. JCPT, 2007.

El análisis de las curvas debe ser cuidadoso y organizado de tal manera que se pueda extraer la mayor cantidad de información posible, esto se realiza agrupando ciertas curvas y haciendo análisis simultáneos. A continuación se muestran las curvas de tendencia más comunes dentro de los programas de seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de Combustión In Situ.

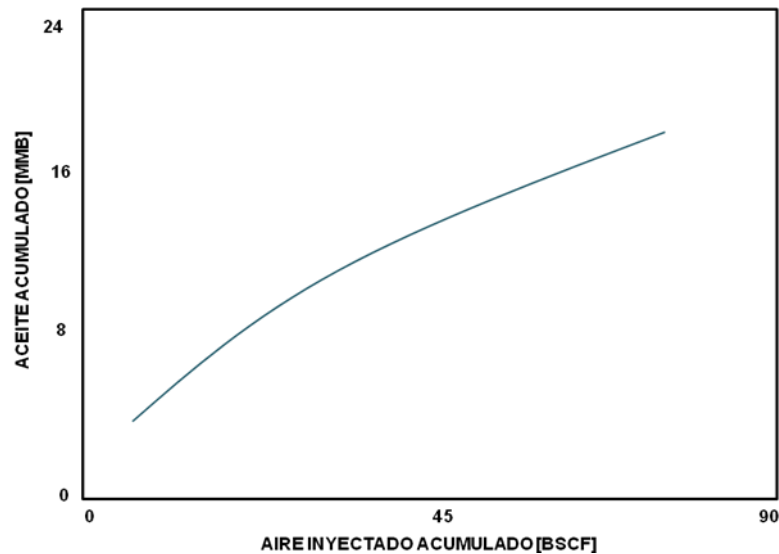
3.3.7 Curvas de producción. Las curvas de producción que se muestran en las figuras 22 al 26, se realizan con el fin de identificar la tendencia que mantienen las tasas de inyección y producción, y establecer el impacto que han tenido las acciones de administración en la historia productiva del campo. Además, son de gran utilidad para identificar eventos anómalos dentro de las etapas de desarrollo del proceso, desde el inicio de la inyección, la ignición y la posterior ruptura del frente de combustión.

Figura 22. Perfiles de producción e inyección.



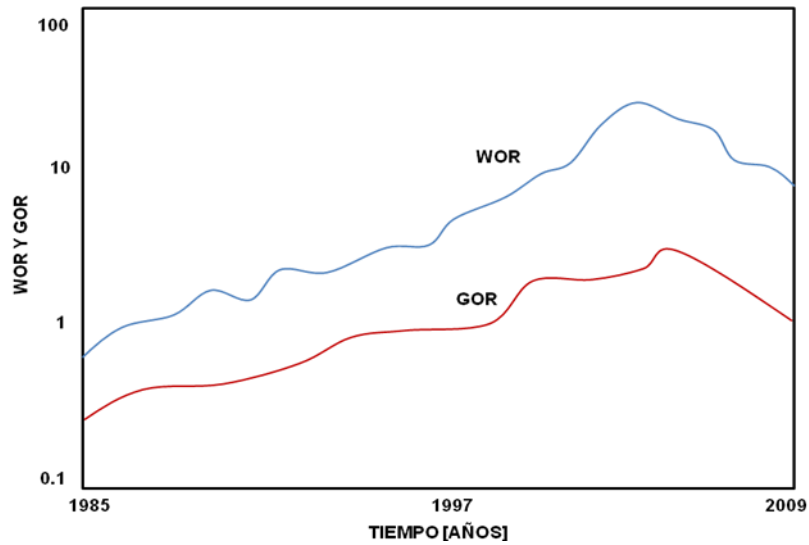
Fuente: Los autores.

Figura 23. Aceite acumulado versus aire acumulado.



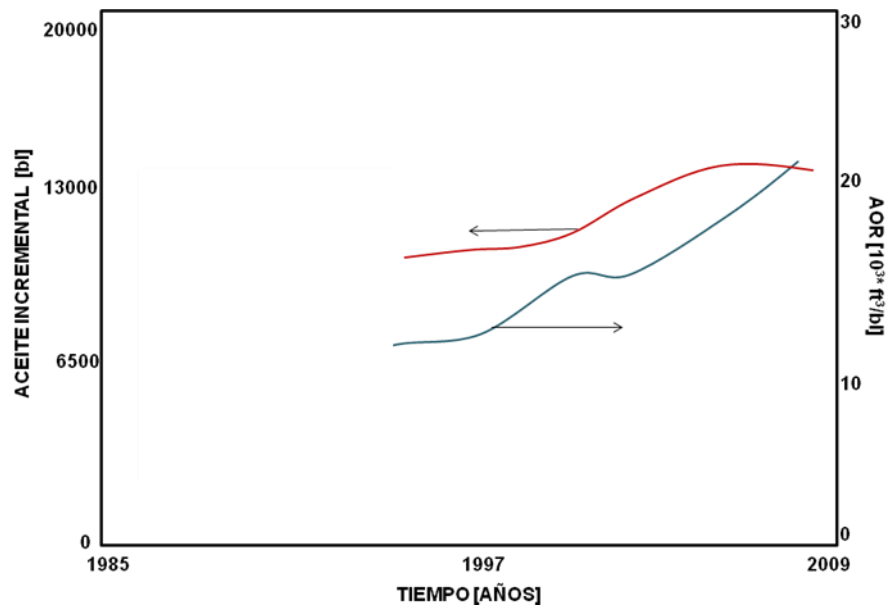
Fuente: ROYCHAUDHURY, S., RAO, N.S., SINHA, S. Extension of In-Situ Combustion Process from Pilot to Semi-Commercial Stage in Heavy Oil Field of Balol. SPE 37547, 1997.

Figura 24. Relaciones Agua/Aceite y Gas/Aceite.



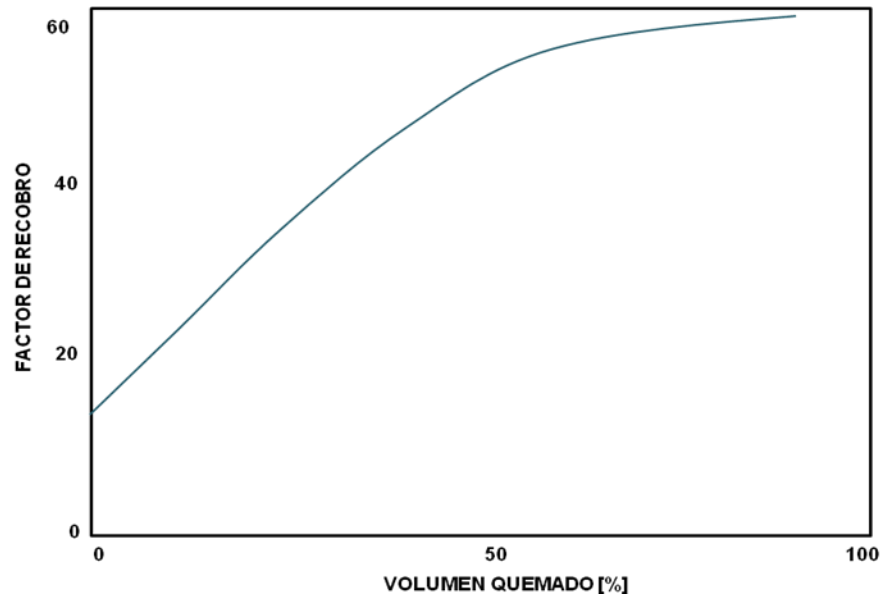
Fuente: GUTIERREZ, D., TAYLOR, A., MOORE, R. Recovery Factors in High-Pressure Air Injection Projects Revisited. SPE 108429, 2007.

Figura 25. Aceite incremental y AOR versus tiempo.



Fuente: ROYCHAUDHURY, S., RAO, N.S., SINHA, S. Extension of In-Situ Combustion Process from Pilot to Semi-Commercial Stage in Heavy Oil Field of Balol. SPE 37547, 1997.

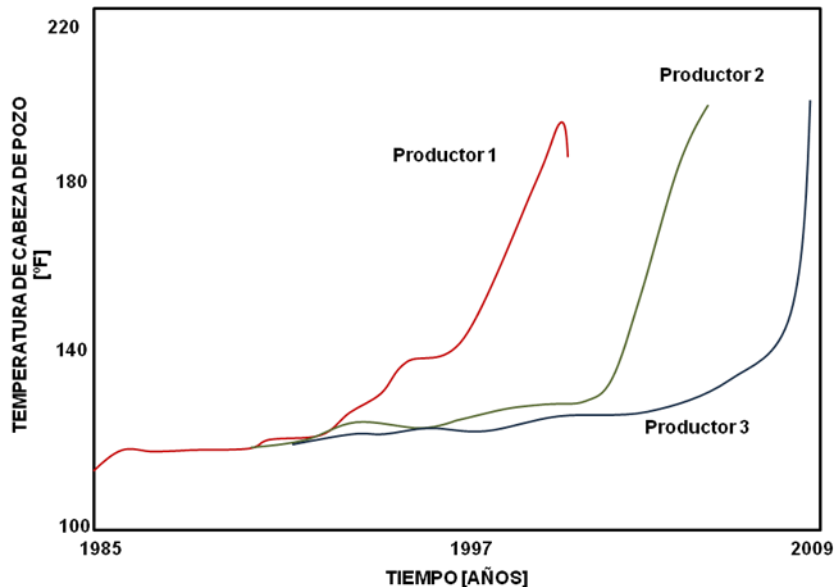
Figura 26. Factor de recobro versus volumen quemado.



Fuente: CURTIS, J. Performance Evaluation of the MOCO T In Slu Combustion Project, Midway Sunset Field. SPE 18809, 1989.

3.3.8 Perfiles de temperatura. Los perfiles de temperatura elaborados a partir de los datos adquiridos en cabeza de pozo productor (Figura 27), sirven para hacer vigilancia al frente de combustión, y deben ser actualizados diariamente con el fin de evaluar de manera continua la evolución de la combustión. De otro lado, los perfiles construidos a partir de datos de temperatura en fondo de pozo (Figura 28), permiten hacer una evaluación de los efectos de segregación y esquematizar su comportamiento contra la profundidad.

Figura 27. Perfil de temperatura en pozos de producción.

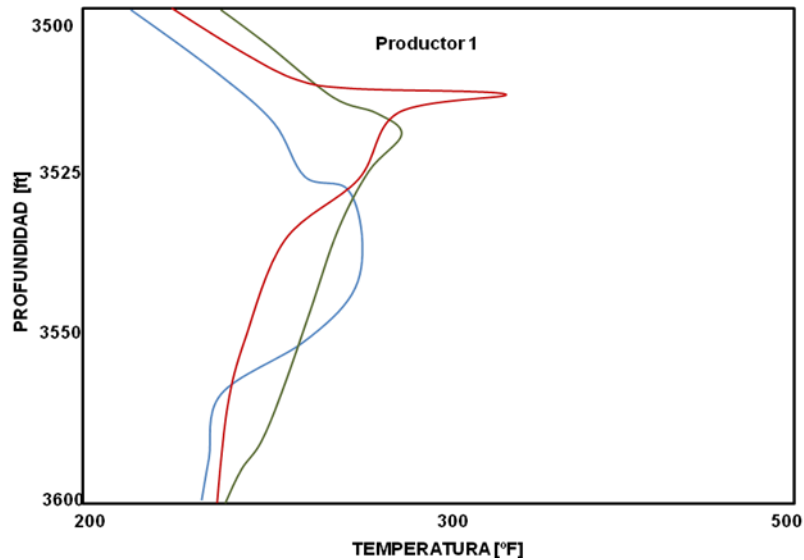


Fuente: PEBDANI, F., LONGORIA, R. Enhanced Oil Recovery by Wet In-Situ Oxygen Combustion: Esperson Dome Field, Liberty County, Texas. Spe 18072, 1988.

3.3.9 Propiedades de los fluidos. Las propiedades de los fluidos cambian a medida que el frente avanza hacia los pozos productores.

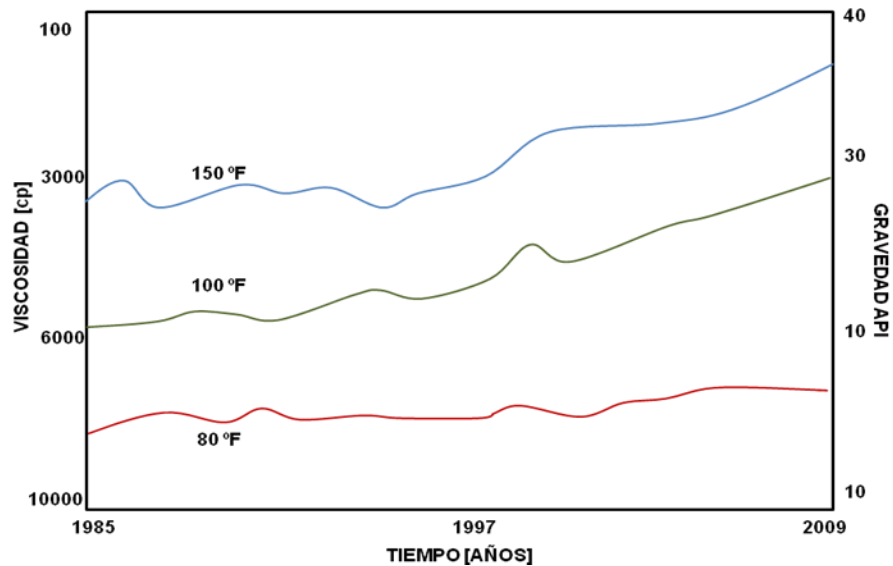
Es de suma importancia detectar cambios en propiedades como viscosidad y gravedad API (Figura 29) para asociarlos con eventos que ocurren en el yacimiento. Las gráficas son un medio sencillo y práctico de detección de este tipo de variaciones y se deben realizar para el agua (Figura 30) y aceite de producción.

Figura 28. Perfil de temperatura en profundidad.



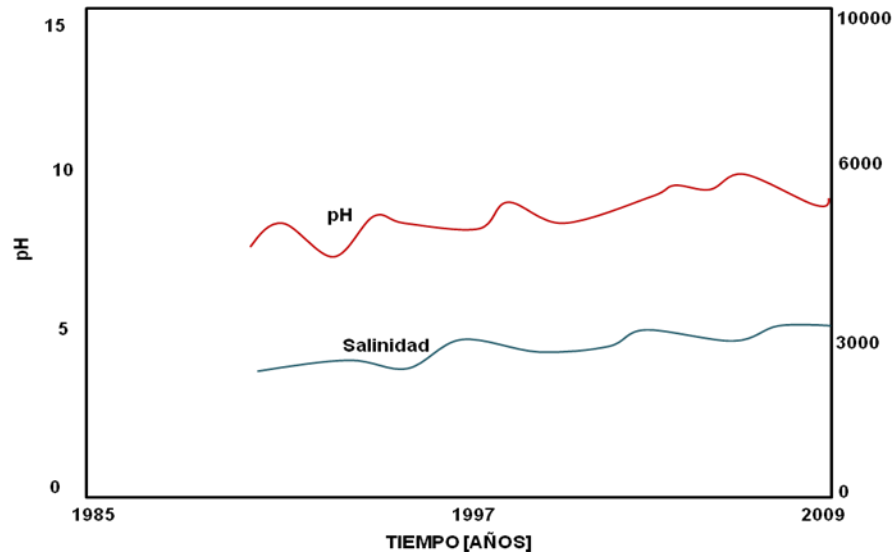
Fuente: CLARK, G., JONES, G., KINNEY, W. The Fry In situ Combustion Test-Field Operations. SPE 955, 1963.

Figura 29. Variación de viscosidad y gravedad API.



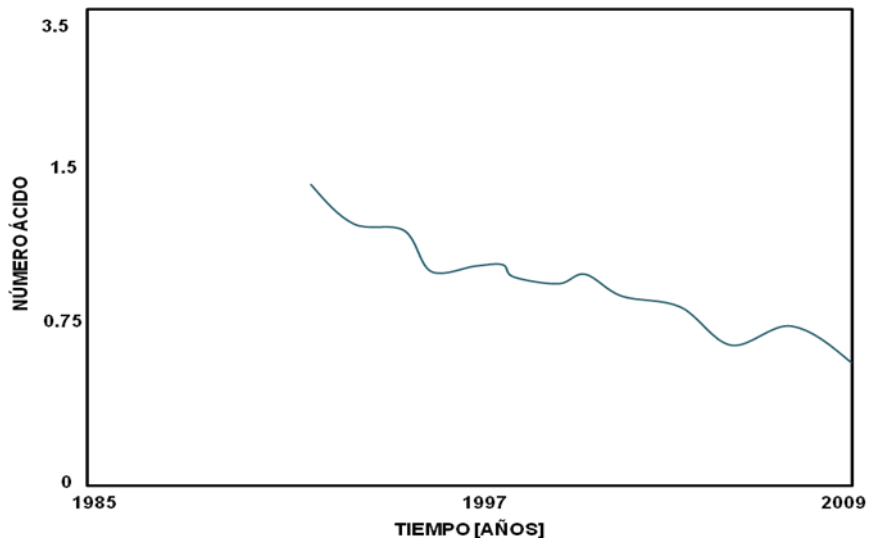
Fuente: ROYCHAUDHURY, S., RAO, N.S., SINHA, S. Extension of In-Situ Combustion Process from Pilot to Semi-Commercial Stage in Heavy Oil Field of Balol. SPE 37547, 1997.

Figura 30. Variación de las propiedades del agua de producción.



Fuente: ROYCHAUDHURY, S., RAO, N.S., SINHA, S. Extension of In-Situ Combustion Process from Pilot to Semi-Commercial Stage in Heavy Oil Field of Balol. SPE 37547, 1997.

Figura 31. Variación del número ácido.

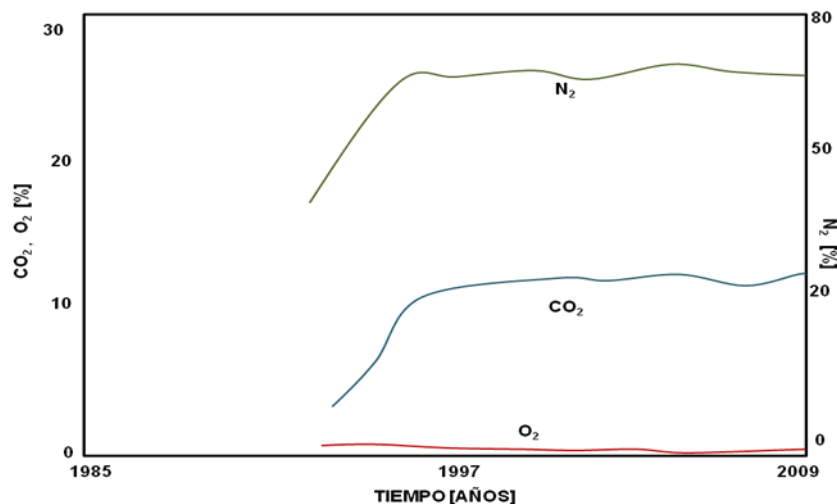


Fuente: CHATTOPADHYAY, S. K., BHATTACHARYA, R. and DAS, T. Enhance Oil Recovery by In Situ Combustion Process in Santhal Field of Cambay Basin, Mehsana, Gujarat, India - A Case Study. SPE 89451, 2004.

Por otra parte, una gráfica que permita reconocer el comportamiento del número ácido (Figura 31) es vital para proyectos de Combustión In Situ, debido a que permite reconocer el modo de operación de las reacciones de oxidación, ya sea a baja o alta temperatura. Identificar este aspecto químico es un valioso punto para tomar correctivos en las operaciones de inyección. Valores elevados del número ácido (>2) indican reacciones LTO mientras que valores bajos de este parámetro indican la ocurrencia de reacciones HTO.

3.3.10 Concentración de gases producidos. La figura 32 muestra una gráfica típica de concentraciones de nitrógeno, oxígeno y dióxido de carbono en el gas producido. Esta curva, representa una valiosa fuente de información para evaluar la utilización de oxígeno, confirmar la ocurrencia de ignición y estimar la distancia del frente de desplazamiento al pozo productor.

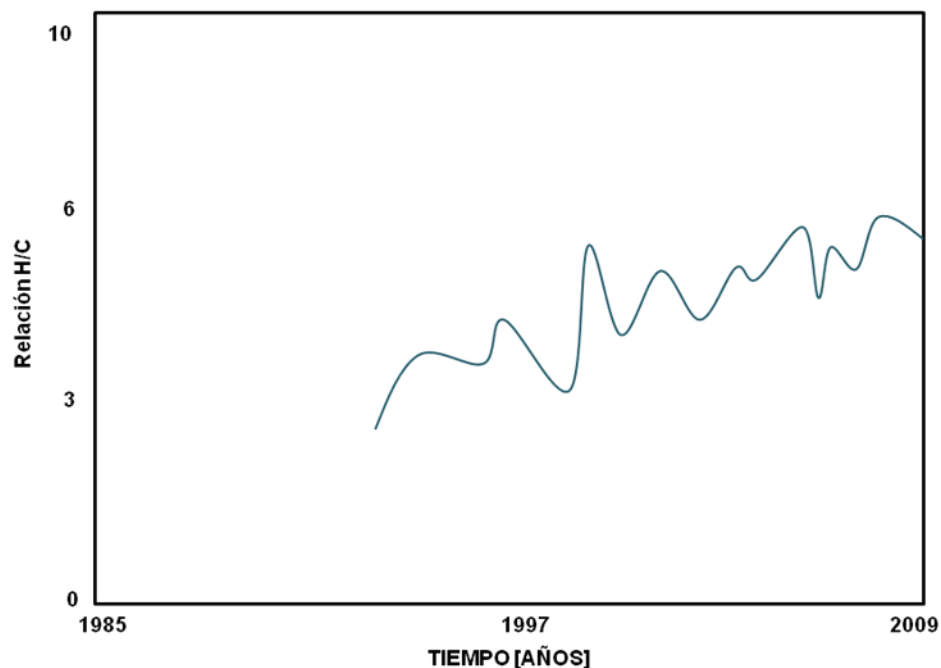
Figura 32. Composiciones de los gases de combustión.



Fuente: ROYCHAUDHURY, S., RAO, N.S., SINHA, S. Extension of In-Situ Combustion Process from Pilot to Semi-Commercial Stage in Heavy Oil Field of Balol. SPE 37547, 1997.

3.3.11 Relación hidrógeno/carbono. La relación atómica aparente H/C es un parámetro útil, debido a que refleja la cinética de la reacción bajo la cual está operando el proceso. Para la determinar esta relación se obtiene la composición de los gases producidos, y en conjunto un estimativo de la eficiencia de la combustión (Figura 33).

Figura 33. Relación H/C.



Fuente: TZANCO, E., MOORE, G. Combustion Performance in the Countess Project. SPE 28604, 1994.

3.3.12 Registros. Los registros proveen información del yacimiento, aportando datos de las propiedades petrofísicas y de las características propias como resistividad, el cual es un indicativo de la presencia de hidrocarburos en el espacio poroso.

En un proceso de Combustión In Situ, los registros ayudan a determinar cualitativamente el progreso areal del frente de combustión. Registros de inducción, de densidad, electromagnéticos, caliper, potencial espontáneo, gama ray, neutrón se utilizan para indicar las zonas por donde ha pasado el frente de combustión. El registro neutrón junto con el de densidad identifican las regiones que contienen gas, lo cual puede ser un claro indicio de overriding o canalización.

3.3.13 Trazadores. Hoy en día los trazadores se utilizan con más frecuencia en los diferentes procesos de recuperación de crudo, puesto que aportan información sobre las propiedades del yacimiento que influyen directamente en el movimiento de los fluidos.

Las pruebas de trazadores entre pozos se han utilizado para entender el comportamiento de flujo a través del yacimiento y conocer los parámetros que están directamente relacionados con el desplazamiento de aceite y gas. Por consiguiente saturación residual de aceite, caminos preferenciales de flujo, discontinuidades del yacimiento, comunicación entre pozos, direcciones de fallas en el medio poroso, pueden reconocerse a través de los trazadores. De la misma manera, se pueden identificar barreras de flujo por la no recuperación o tardanza en la irrupción de los trazadores, aportando información que contribuye en la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados.

En Combustión In Situ han resultado útiles para investigar la migración de aire y/o gases de combustión, igualmente para determinar la extensión de comunicación entre diferentes arenas. Varios tipos de trazadores se han usado, entre ellos están el tritio, el cual es un isótopo radioactivo del hidrógeno, kriptón, nitrógeno entre otros.

Los datos obtenidos de los pozos productores o de observación dan lugar a curvas de comportamiento del trazador o respuesta del trazador, los cuales apuntan a la caracterización dinámica del yacimiento. En los pozos productores por ejemplo, se mide la concentración del trazador como función del tiempo. Los tiempos de llegada pueden a su vez estar en función de la variación de permeabilidad areal a través del yacimiento como lo demostró el campo Heidelberg

Es importante tener en cuenta que las pruebas de trazadores pueden resultar en fracaso si no se tiene un buen manejo de estos, por ejemplo la selección del trazador y la cantidad a utilizar es relevante para el éxito de la prueba, sin dejar atrás un buen programa de muestreo.

3.3.14 Sísmica 4D. El conjunto de registros sísmicos 3D adquiridos en un periodo de tiempo constituye lo que hoy en día se denomina sísmica 4D (Figura 34). Esta técnica posee todas las ventajas inherentes a la sísmica 3D, más el beneficio adicional de permitir el seguimiento al flujo de fluidos por medios visuales, y es parte imprescindible de los programas de administración de yacimientos. Comúnmente se usa para determinar la efectividad de un método de recobro mejorado o para contribuir con la caracterización dinámica del yacimiento.

La sísmica 4D basa su principio en los mismos conceptos aplicados en los registros sísmicos 3D. Básicamente fuentes sísmicas (dinamita, vibradores, etc.) generan ondas en o cerca de la superficie terrestre, viajan por el subsuelo y se van reflejando a medida que atraviesan diversos medios. Las ondas reflejadas representan los contrastes de las impedancias acústicas y son función de la compresibilidad de la roca y fluidos, modulo de corte y densidad de la formación. En superficie, las ondas reflejadas son detectadas

por arreglos de geófonos o hidrófonos, que registran continuamente la llegada de las ondas. Una vez adquiridos los datos, se procede al análisis para limpiarlos de cualquier efecto que distorsione las estructuras del subsuelo. Estos análisis están enfocados principalmente a la eliminación del ruido (por las operaciones de producción) o de efectos que vayan en detrimento de la calidad de la interpretación. Después de estos análisis, programas computarizados especializados, permiten la visualización del sistema roca-fluido responsable de las reflexiones registradas.

Típicamente el procedimiento que se aplica es una comparación del registro más reciente con los anteriores y con el registro tomado cuando no se había implementado el proceso de recuperación, con el fin de detectar variaciones en el flujo de fluidos y en las propiedades de la roca.

En primera instancia, las imágenes sísmicas son sensitivas a contrastes espaciales en dos tipos de propiedades del yacimiento, estacionarias como las propiedades litológicas, porosidad y contenido de shale, y transitorias como las saturaciones de fluidos, presión de poro y temperatura. La sísmica 4D tiene una resolución espacial en todas las direcciones (x, y, z) pero no reemplaza mediciones de ingenieriles como aquellas enfocadas en pozos. Comparando con otros datos ingenieriles, la sísmica 4D tiene mayor resolución lateral pero baja resolución vertical frente a los registros de pozo. En sísmica 4D, los efectos de presión y saturación se mezclan en el registro, mientras que los tradicionales datos de ingeniería, miden los efectos de presión y saturación independientemente. Por esta razón, los datos tradicionales se requieren para la descripción de los cortes sísmicos.

Esta técnica, tiene el potencial de visualizar el movimiento de fluidos y los cambios dinámicos de la presión y temperatura en el volumen de formación entre pozos. Las principales aplicaciones están relacionadas con la

localización de zonas que no han sido explotadas, el seguimiento de fluidos inyectados, la identificación de secciones compartimentalizadas y el mapeo de caminos y barreras de flujo. En el caso particular de los procesos de Combustión In Situ, contribuye a la determinación de las direcciones preferenciales del frente, logrando mejores eficiencias de barrido volumétrico gracias al excelente nivel de control que se puede realizar a los efectos gravitacionales. Además es posible registrar los gradientes de temperatura y establecer el grado de inestabilidad del frente desarrollado.

El éxito de la sísmica 4D se basa principalmente en encontrar las apropiadas condiciones de repetibilidad y contar con un registro previo que sirva como punto de comparación, y en el cual no se haya implementado el método de recobro que este bajo monitoreo y seguimiento. El monitoreo durante las etapas de pre-combustión, combustión y combustión madura, es esencial para encontrar las mejores ubicaciones de los pozos de producción e inyección y establecer programas de administración con criterios más contundentes.

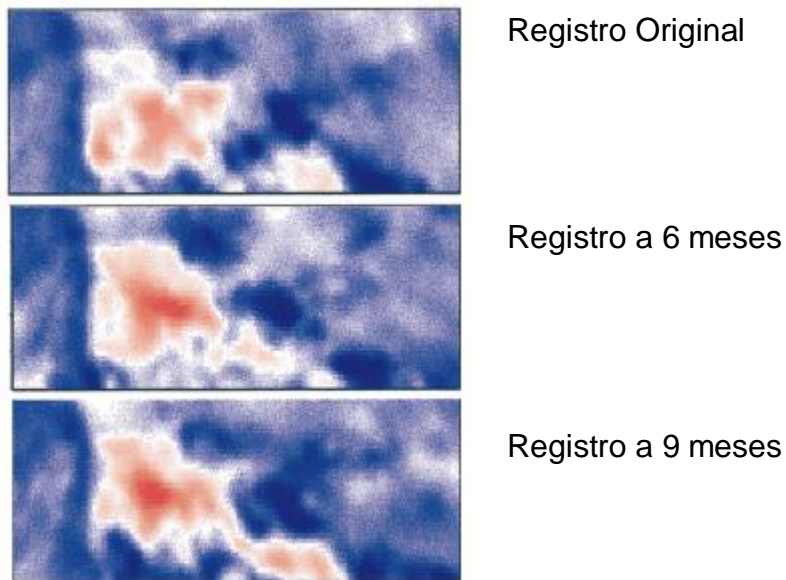
No obstante, en todos los casos que se han realizados inversiones sísmicas, no se ha podido hacer juicios concernientes al flujo de fluidos o cambios de temperatura o presión, pues no se han encontrado las características básicas para lograr un registro de calidad como lo son: resolución sísmica, calidad de la imagen, repetibilidad de la adquisición y consistencia en el tiempo de procesamiento.

Finalmente se han adelantado estudios enmarcados en los programas de monitoreo y seguimiento en el campo Balol, ubicado en India, donde se han realizado algunas inversiones sísmicas con el fin de visualizar el frente de desplazamiento térmico y contribuir con el mejoramiento de la eficiencia de barrido volumétrico. Pese a que en la interpretación de los registros se han

presentado serios problemas de ruido, se ha podido confirmar el movimiento del frente aunque con problemas de resolución.

De acuerdo con las consideraciones anteriores, la sísmica 4D representa una poderosa herramienta para hacer seguimiento y comprender la dinámica a la que es sometido un yacimiento operado bajo Combustión In Situ, siempre y cuando existan las condiciones que aseguren imágenes de alta resolución y la repetibilidad de los registros.

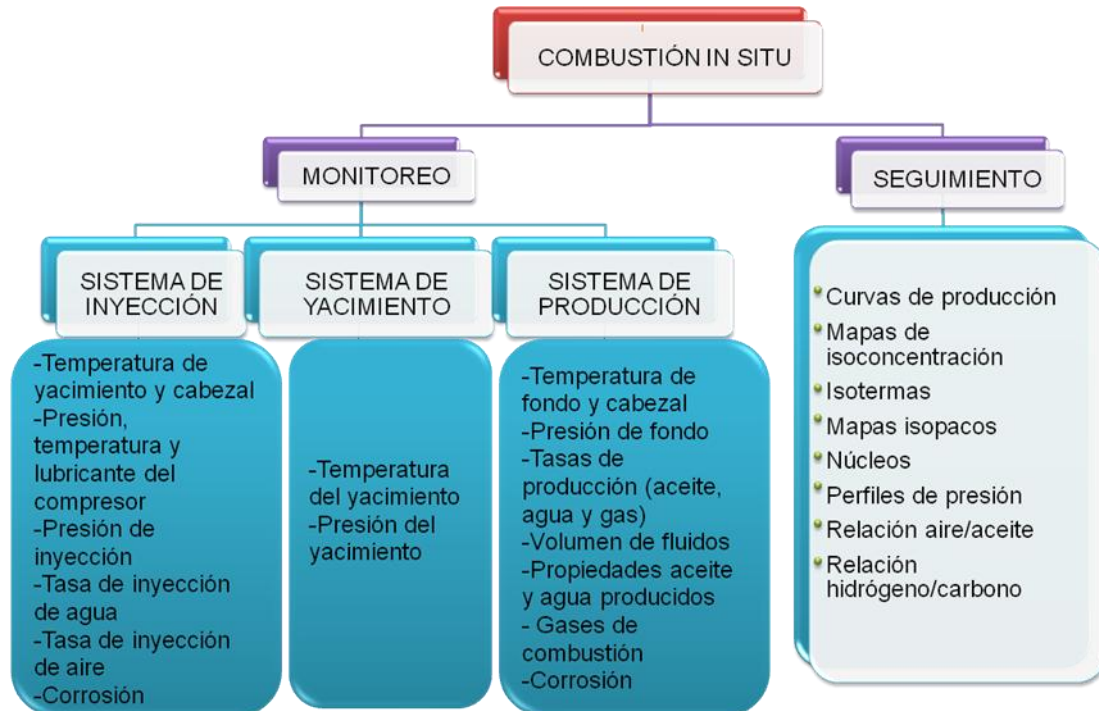
Figura 34. Registro sísmico.



Fuente: LUMLEY, D., BEHRENS, R. Practical Issues of 4D Seismic Reservoir Monitoring: What an Engineer Needs to Know. SPE 53004, 1998.

A continuación se presenta un cuadro esquemático que resume la temática desarrollada en el presente capítulo.

Figura 35. Monitoreo y seguimiento en procesos de Combustión In Situ.



Fuente: Los Autores.

4. METODOLOGÍA INTEGRADA PARA EL MONITOREO Y SEGUIMIENTO DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU

La administración integrada de yacimientos ha recibido considerable atención en los últimos años, pues debido a los avances tecnológicos en áreas que interactúan con la industria tales como geología, geofísica, perforación, petrofísica, producción, simulación numérica, entre otras, ha sido posible acceder a información de vital importancia para describir los procesos desarrollados en yacimiento. Como consecuencia, se ha creado la necesidad de encontrar un punto donde converjan todos los aportes de las diferentes disciplinas, con el fin de tomar las decisiones más efectivas, soportadas por hechos, información y conocimiento, para lograr mayores beneficios económicos gracias al aprovechamiento de los medios humanos, tecnológicos y financieros disponibles.

Wiggins y Startzman³⁴ definen la administración de yacimientos como el conjunto de operaciones y decisiones, por las cuales un yacimiento es identificado, medido, producido, desarrollado, monitoreado y evaluado, desde su descubrimiento hasta la madurez y posterior abandono. Dichas operaciones están estrechamente ligadas con la aplicación de las tecnologías más recientes para la adquisición, administración, procesamiento y posterior análisis de la información, con el fin de identificar debilidades y fortalezas de cualquier nivel del proceso. En este punto, los programas de monitoreo y seguimiento entran a desempeñar un papel determinante dentro de la administración de yacimientos. Tales programas aportan datos de

³⁴ WIGGINS, M. L., y STARTZMAN, R. An Approach to Reservoir Management. SPE 20747, 1990

calidad a través de toda la vida productiva del campo, de los puntos sensibles del sistema, los cuales son adquiridos por herramientas especializadas, que hacen uso de los medios tecnológicos más avanzados disponibles por el operador.

Cada programa de monitoreo y seguimiento debe ser diseñado para satisfacer las necesidades particulares de vigilancia, correspondientes a la etapa de desarrollo del campo, pues dependiendo de los mecanismos que gobiernen la producción de fluidos, será el despliegue de instrumentos para captar información y los puntos del sistema destinados para ello.

En el caso de la producción de un yacimiento bajo la influencia de métodos de recobro térmico tal como Combustión In Situ, en el cual la inyección continua de un gas oxidante (generalmente aire) provoca complejos fenómenos fisicoquímicos que gobiernan el desplazamiento de fluidos, deben diseñarse programas integrales de monitoreo y seguimiento, elaborados bajo un marco operativo continuo que incluya los puntos sensibles del proceso y concebidos incluso antes de las operaciones de ignición, para contar con el registro histórico de las variables de interés antes de sufrir alteraciones por los efectos térmicos, y de esa manera contar con soporte sólido para evaluar el desempeño del proceso.

La historia de aplicaciones en campo del método de recobro mejorado Combustión In Situ, muestra una alta tendencia a sufrir inestabilidades, causadas principalmente por malas decisiones ingenieriles que paulatinamente van guiando el proceso hacia inestabilidad, colapso (explosiones) y en consecuencia al abandono del proyecto. Estas malas prácticas ingenieriles son el resultado de dos aspectos; primero, al bajo nivel de entendimiento de la técnica debido a la complejidad de los procesos que la soportan, y segundo, a la carencia de fuentes de información

representativas que den indicios del comportamiento del frente de combustión en la formación productora.

No obstante, intensas investigaciones a nivel mundial se han desarrollado alrededor de esta técnica y ha sido posible asimilar muchos conceptos inherentes a las prácticas de combustión, ayudando en la toma de decisiones más prudentes y mitigando la primera fuente de inestabilidades del proceso.

De otro lado, la segunda fuente de inestabilidad puede ser suprimida si se hacen consideraciones estrictas en términos de planeación de estrategias, para monitorear y hacer seguimiento al yacimiento antes y durante la implementación de la Combustión In Situ, pues de esta manera se proveen los medios y la estructura organizacional para adquirir información veraz y actualizada del proceso, con el fin de evaluar su comportamiento periódicamente y lograr un mejor control de ciertas variables.

En ese sentido, para plantear una estructura que guíe el diseño de los programas de monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de Combustión In por medio de una metodología integrada, se deben considerar todos los factores involucrados en el proceso. Típicamente estos factores se pueden agrupar en tres sistemas:

- Sistema de inyección
- Sistema de yacimiento
- Sistema de producción

Figura 36. Esquema de la metodología para el monitoreo y seguimiento.



Fuente: Los Autores.

Es de suma importancia recalcar el carácter continuo y simultáneo de los programas de monitoreo y seguimiento de yacimientos, para garantizar la sostenibilidad técnica y económica del proyecto (Figura 36). A pesar de que se indica una división de tres sistemas, cada uno aporta información única, por lo que concentrar esfuerzos en cuanto a monitoreo y seguimiento en un sistema en particular, no puede en ningún caso suprimir o reemplazar a otro.

4.1 SISTEMA DE INYECCIÓN

Este sistema está compuesto por la unidad de compresión, las líneas de distribución del fluido comprimido y los pozos inyectoros. En este punto, el objetivo principal del monitoreo es garantizar:

- Adecuado funcionamiento del sistema de compresión
- Tasa de inyección de aire requerida
- Tasa de inyección de agua requerida (Combustión húmeda)
- Presión de inyección adecuada
- Control permanente de la corrosión

4.2 SISTEMA DE YACIMIENTO

El sistema está constituido exclusivamente por la formación productora. El principal objetivo del monitoreo es conocer:

- Localización del frente de combustión
- Direcciones preferenciales del frente de combustión
- Velocidad del frente de combustión
- Volumen quemado
- Zonas que presenten anomalías restringiendo el avance del proceso

4.3 SISTEMA DE PRODUCCIÓN

En el sistema de producción se obtienen fluidos tales como gases de combustión, agua y aceite, que de alguna manera son el resultado de la ocurrencia de las reacciones asociadas con la Combustión In Situ. En este

sistema se integran los demás componentes que intervienen en el proceso, ya que se cuantifica el efecto de inyectar aire y/o agua para aumentar el recobro mediante la generación de un frente de desplazamiento por combustión. Por consiguiente, el principal objetivo del monitoreo en este punto es evaluar:

- Volumen de fluidos producidos en términos del recobro incremental (aceite, agua y gas)
- Composición de gases de combustión (CO₂, N₂, O₂, CO, H₂S, SO₂, Hidrocarburos, entre otros)
- Cambios en las propiedades del agua producida (pH, salinidad, Ca, Mg, SO₄, Cl, TDS, entre otros)
- Cambios en las propiedades del aceite producido (viscosidad, gravedad API, número ácido)
- Temperatura de los fluidos
- Emulsiones

A continuación se detalla por medio de tablas (Tabla 9, 10 y 11) la metodología propuesta para alcanzar los objetivos establecidos para el monitoreo de cada uno de los sistemas. En ellas se identifican los puntos y las variables objeto de monitoreo, que representan la base fundamental y constituyen el punto de partida para la elaboración de programas de monitoreo y seguimiento. Se presenta también, diferentes instrumentos de medición, cuya selección es flexible y está sujeta tanto a criterios económicos como de disponibilidad de las últimas tecnologías de medición. Es importante mencionar, que deben diseñarse programas de mantenimiento y revisión de las herramientas empleadas para la adquisición de datos, ejecutados en paralelo con los programas de monitoreo y seguimiento, con el fin de obtener datos altamente confiables y representativos.

La frecuencia de lectura de datos, esta soportada por las prácticas ejecutadas en campos donde el método de recobro por Combustión In Situ ha sido exitoso, pero dicha frecuencia está influenciada por el tipo de herramienta que se emplee y además varia con la etapa de desarrollo del proceso; etapas tempranas requerirán menores frecuencias en algunas variables como la temperatura en el pozo productor, mientras que otras deben ser medidas con mayor frecuencia como los gases de combustión.

Por otra parte, a medida que se adquieren los datos, deben elaborarse simultáneamente tablas, curvas, mapas o cualquier otro medio que refleje el comportamiento o la tendencia de las variables en el tiempo, para llevar a cabo un análisis conjunto de la información recopilada, denominado seguimiento, que permita evaluar el desempeño del proceso y definir las condiciones óptimas de operación.

Por consiguiente, las tablas están organizadas de tal manera que el usuario identifique rápidamente mediante una lectura horizontal, el punto, la herramienta, la frecuencia de adquisición de datos y la técnica de seguimiento correspondiente a la variable de interés.

Tabla 9. Monitoreo y seguimiento en el sistema de inyección.

SISTEMA DE INYECCIÓN			
PUNTOS DE MONITOREO	HERRAMIENTA	FRECUENCIA	SEGUIMIENTO
<p>Pozos Inyectores</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Temperatura en fondo 2. Tasa de aire 3. Tasa de agua 4. Presión de Inyección 5. Corrosión 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sensores de temperatura, termocuplas, fibra óptica. 2,3. Controlador programable, medidores de orificio. 4. Sensores de presión, manómetros. 5. Cupones. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Primeros meses, lecturas diarias y semanales. Meses siguientes mensual. 2,3. Lectura diaria. 4. Lectura diaria. 5. Verificar cada 9 meses dependiendo de los fluidos. 	<p>PERFILES DE INYECCIÓN</p> <p>PERFILES DE TEMPERATURA</p> <p>PERFILES DE PRESIÓN</p>
<p>Sistema de compresión</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Temperatura de descarga 2. Presión de descarga 3. Estado del lubricante 	<ol style="list-style-type: none"> 1, 2. Sensores computarizados de medición y control. 3. Inspección visual. 	<ol style="list-style-type: none"> 1, 2. Los datos se reportan continuamente en tableros electrónicos. 3. Mantenimiento trimestral. 	
<p>Líneas de inyección</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Tasa de aire 2. Tasa de agua 3. Corrosión 	<ol style="list-style-type: none"> 1, 2. Sensores electrónicos de presión diferencial. 3. Cupones. 	<ol style="list-style-type: none"> 1, 2. Diaria. 3. 6 a 9 meses dependiendo de previos estudios de los fluidos. 	

Tabla 10. Monitoreo y seguimiento en el sistema de yacimiento.

SISTEMA DE YACIMIENTO			
PUNTOS DE MONITOREO	HERRAMIENTA	FRECUENCIA	SEGUIMIENTO
<p>Pozos observadores</p> <p>1. Temperatura yacimiento 2. Presión yacimiento</p>	<p>1. Sensores de temperatura, termocuplas, termistores, fibra óptica. 2. Transductores de presión, pruebas de presión.</p>	<p>1. Lectura mensual o trimestral. 2. Corridas anuales.</p>	<p>PERFILES DE TEMPERATURA EN PROFUNDIDAD</p> <p>PERFILES DE PRESIÓN</p> <p>RESPUESTA SÍSMICA DE SAT., PRESIÓN Y TEMP.</p> <p>NÚCLEOS, MAPAS ISÓPACOS</p>
<p>Formación productora</p> <p>1. Temperatura 2. Presión</p>	<p>Sísmica 4D.</p>	<p>Dependiendo de la etapa del proceso, puede variar entre 6 meses en etapas tempranas o en etapas maduras entre 1 a 2 años.</p>	

Tabla 11. Monitoreo y seguimiento en el sistema de producción.

SISTEMA DE PRODUCCIÓN			
PUNTOS DE MONITOREO	HERRAMIENTA	FRECUENCIA	SEGUIMIENTO
<p>Pozos productores</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Gases de combustión 2. Temperatura en cabeza 3. Temperatura en fondo 4. Presión en cabezal 5. Corrosión 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Cromatógrafo de gases, aparato ORSAT. 2. Termocuplas. 3. Fibra óptica, geotomografía. 4. Manómetros y transductores. 5. Cupones, ultrasonido, resistencia eléctrica. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Primeros meses de inyección: diaria. Meses siguientes: semanal a mensual. 2, 3. Lectura semanal a mensual. 4. Semanal a mensual. 5. Semestral 	<p>PERFILES DE PRODUCCIÓN</p> <p>PERFILES DE TEMPERATURA</p> <p>ISOTERMAS</p> <p>MAPAS DE ISOCONCENTRACIÓN</p> <p>RELACIÓN H/C</p> <p>FACTOR DE RECORO</p> <p>CURVAS DE PROIEDADES DE LOS FLIADOS Y GASES DE COMBUSTIÓN</p>
<p>Sistema de tratamiento</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Agua de producción 2. Aceite de producción 3. Volúmenes producidos 4. Corrosión 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Análisis de laboratorio. 2. Caracterización del aceite 3. Cinta de medición, escotilla, pasta indicadora. 4. Cupones, ultrasonido. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Trimestral. 2. Trimestral. 3. Diario 4. Trimestral 	
<p>Líneas de recolección</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Tasa de agua, aceite y gas 2. Corrosión 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Medidores de orificio, transductores ultrasónicos. 2. Cupones, resistencia eléctrica. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Diaria, semanal y mensual. 2. 6 a 9 meses dependiendo de previos estudios de los fluidos. 	

De esta manera, la presente metodología integrada para el monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de Combustión In Situ que aplica en todas las etapas del proceso, desde la pre-ignición hasta el abandono del proyecto, ofrece una guía sólida para elaborar los planes de adquisición de información, análisis y evaluación del proceso. Esto representa una herramienta versátil de información que incide directamente en la calidad de las decisiones de administración del yacimiento, direccionando cualquier proyecto de Combustión In Situ al éxito.

CONCLUSIONES

- El proceso más importante dentro de la elaboración de programas de monitoreo y seguimiento es la identificación de puntos de monitoreo y las variables a las cuales se les debe llevar un registro periódico.
- Los programas de monitoreo aportan información de las variables de interés del proceso y las técnicas de seguimiento brindan los medios para evaluar su comportamiento en el tiempo, por consiguiente no pueden considerarse como actividades separadas sino debe asignárseles carácter continuo y simultáneo.
- Los gases de combustión, la temperatura en fondo y la tasa de inyección de fluidos son las variables críticas que tienen que estar incluidas dentro de cualquier programa de monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de Combustión In Situ, debido a la veracidad y calidad de la información que aportan para evaluar el desempeño del proceso.
- La metodología planteada constituye una invaluable herramienta para el diseño de programas de monitoreo y seguimiento, con gran potencial de aplicación en campos colombianos, y crea la posibilidad de soportar las decisiones con conocimiento, información y hechos de manera eficaz.

RECOMENDACIONES

- Los programas de monitoreo y seguimiento son particulares para cada campo, sin embargo se recomienda incluir todos los puntos y medir todas las variables que se incluyen en la metodología planteada.
- Antes de iniciar las operaciones de inyección de aire, se recomienda elaborar los programas de monitoreo y seguimiento y adquirir la información necesaria de los fluidos producidos y del yacimiento, para evaluar el impacto de la aplicación de la Combustión In Situ una vez se inicie el proceso.
- Previo a la elaboración de los programas de monitoreo y seguimiento se recomienda adelantar estudios económicos para determinar sus alcances, la periodicidad de las lecturas, los puntos que requieren herramientas con mayor grado de sofisticación y los puntos de muestreo, teniendo en cuenta las características de cada campo.
- Se recomienda desarrollar un software especializado en el almacenamiento, organización y administración de los datos obtenidos en los diferentes puntos del sistema, que aporte versatilidad en la evaluación oportuna del proceso, es decir, que integre los datos de todas las pruebas y mediciones que se hagan en el monitoreo y que facilite la identificación del comportamiento de las variables medidas.

BIBLIOGRAFÍA

- ALDERMAN J, FOX R, ANTONATION R. In Situ Combustion Pilot Operations in the Wabasca Heavy Oil Sands Deposit of North Central Alberta, Canada. SPE 11953, 1983.
- ALEXANDER., John, MARTIN, L., DEW, John. Factors Affecting Fuel Availability and Composition during In Situ Combustion. SPE 296, 1962.
- ALI, Farouq, JONES, J. y MELDAU, R. Practical Heavy Oil Recovery. 1997. 434 p.
- ALI, Farouq. A Current Apraisal of In Situ Combustion Field Test. En: JPT. Abril, 1972, p. 477-486.
- ALI, Farouq. Heavy Oil Recovery - Principles, Practicality, Potential and Problems. SPE 4935, 1974.
- ANTHONY, Mark, TAYLOR, Tim y GALLAGHER, Bill. Fireflooding a High Gravity Crude in a Watered Our West Texas Sandstone. En: JPT. Octubre. 1982, p. 2244-2250.
- BARUA, Jawahar y HORNE, Roland. Computerized Analysis of Thermal Recovery Well Test Data. SPE 12745, 1987.
- BLANCO, Johanna, DELGADILLO, Claudia. Metodología Integrada para el Diseño de un Monitoreo de Inyección de Agua Desarrollado en un Campo Petrolero. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos).

Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, UIS. Facultad de Fisicoquímica. 2006, 253 p.

- BOBERG, Thomas C. Thermal Methods of Oil Recovery. An Exxon Monograph, John Wiley and Sons, 1988. 266-340 p.
- BOUSAID, I., y RAMEY, H. Oxidation of Crude Oils in Porous Media. SPE, 1968.
- BOYES, Walt. Instrumentation Reference Book. Tercera Edición. Boston: Butterworth Heinemann, 2003. 1061 p.
- BRADLEY, Howard B. Petroleum Engineering Handbook. Richardson. 1992.
- BRESTON, Joseph. Oil Recovery by Heat from In Situ Combustion. En: JPT. Agosto, 1958, p. 13-17.
- BUCHWALD, R., HARDY, W. y NEINAST, G. Case Histories of Three In Situ Combustion Projects. En: JPT. Julio, 1973, p. 784-792.
- BURGER, J., GADELLE, C., y MARRAST, J. Development of a Chemical Process for Sand Control. SPE 15410, 1986.
- BURGER, J., SOURIEAU, P., COMBARNOUS, M. Thermal Methods of Oil Recovery. Institut Français du Pétrole Publications, 1985. 247-305 p.
- BUXTON, T., POLLOCK, Charles. The Sloss COFCAW Project - Further Evaluation of Performance During and After Air Injection. SPE 4766, 1974.

- CADY, G., HOFFMAN, S. y SCARBOROUGH, R. Silverdale Combination Thermal Drive Project. SPE 8904, 1980.
- CARCOANA, A. Enhanced Oil Recovery in Rumania. SPE/DOE 10699, 1982.
- CARCOANA, A. Results and Difficulties of the World's Largest In Situ Combustion Process: Suplacu de Barcau Field, Romania. SPE/DOE 20248, 1990.
- CLARK, G., JONES, R., KINNEY, W., SCHILSON, R., SURKALO, H. y WILSON, R. The Fry In Situ Combustion Test Field Operations. En: JPT. Marzo, 1963, p. 343-347.
- COUNIHAN, Thomas. A Successful In Situ Combustion Pilot in the Midway Sunset Field, California. SPE 6525, 1977.
- CURTIS, J. Performance Evaluation of the Moco T In Situ Combustion Project, Mydway Sunset Field. SPE 18809, 1989.
- CHATTOPADHYAY, S. K., BHATTACHARYA, R. and DAS, T. Enhance Oil Recovery by In Situ Combustion Process in Santhal Field of Cambay Basin, Mehsana, Gujarat, India - A Case Study. SPE 89451, 2004.
- CHU, C. A Study of Fireflood Field Projects. En: JPT. Febrero, 1977, p. 111-120.
- CHU, Chieh. State of the Art Review of Fireflood Field Projects. SPE 9772, Enero, 1982.

- DENNY, M. y HEUSSER, J. Reservoir Performance Monitoring Techniques Used in the Forties Field. En: JPT. Marzo, 1984, p. 457-465.
- DIETZ, D. Review of Thermal Recovery Methods. SPE 5558, 1975.
- DIETZ, D. Wet Underground Combustion, State of the Art. En: JPT. Marzo, 1970. p. 605-617.
- DINGLEY, A. The Combustion Recovery Process Principles and Practices. SPE 1322, 1965.
- DORAI AH, A., RAY, Sibaprasad y GUPTA, Pankaj. In Situ Combustión Technique to Enhance Heavy Oil Recovery at Mehsana, ONGC- A Success Story. SPE 105248, Oil and Natural Gas Corp. Ltd., 2007.
- DUGDALE, P. Comparison of Recovery and Economics for Oxygen and Air Fireflood in Canadian Heavy Oil Areas. SPE/DOE 14921, 1986.
- ELKINS, Lincoln y MORTON, Dick. Experiential Fireflood in a very Viscous Oil Unconsolidated Sand Reservoir, S.E. Pauls Valley Field, Oklahoma. En: AIME, 1972.
- FANCHI, John y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook: General Engineering. Vol. 1, 2006.
- GADELLE, Claude, BURGER, Jacques, BARDON, Charles, MACHEDON, Victor, CARCOANA, Aurel, PETCOVICI, Valentin. Heavy Oil Recovery by In Situ Combustion-Two Fields Cases in Rumania. SPE 8905, 1981.

- GATES, C., JUNG, K. y SURFACE, R. In Situ Combustion in the Tulare Formation, South Belridge Field, Kern County, California. En: JPT. Mayo, 1978, p. 798-806.
- GENRICH, J. y POPE, G. A Simplified Performance-Predictive Model for In Situ Combustion Processes. SPE 1988.
- GREEN, Don y WILLHITE, G. Enhanced Oil Recovery. Richardson: SPE Texbook series, 1998. 376-420 p.
- GUERRA, Julian. Diseño de un Proceso de Combustion Segregacional In-Situ, para Estructuras Anticlinales con Alto Grado de Buzamiento, Incorporando Tecnologías de Pozos Productores Horizontales. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleo). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, UIS. Facultad de Fisicoquímica. 2003. 300 p.
- GUTIÉRREZ, D., TAYLOR, A., KUMAR, V., URSENBACH, M., MOORE, R. y MEHTA, S. Recovery Factors in High Pressure Air Injection Projects Revisited. SPE 108429, 2007.
- HARDY, W., FLETCHER, P., SHEPARD, J., DITTMAN, E. y ZADOW, D. In Situ Combustion in a Thin Reservoir Containing High-Gravity Oil. En: JPT. Febrero, 1972, p. 199-208.
- HIBBELER, Jeff, DUQUE, Luis, DUQUE, Castro, GONZALES, Alexis, ROMERO, Jorge. Underbalanced Coiled Tubing Technique Leads to Improved Productivity in Slotted Liner Completions. SPE 74846, 2002.
- HOLSTEIN, E., BERGER, A. Measuring the Quality of a Reservoir Management Program. SPE 35200, 1997.

- HOLSTEIN, Edward y LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook: Reservoir Engineering and Petrophysics. Vol. 5, 2007.
- HORNE, Roland. Modern Well Test Analysis.
- HOWELL, James y PETERSON, Mark. The Fry In Situ Combustion Project Performance and Economics Status. SPE 8381, 1979.
- HUFFMAN, G., BENTON, G., EL-MESSIDI, A. y RILEY, K. Pressure Maintenance by In Situ Combustion, West Heidelberg Unit, Jasper County, Mississippi. En: JPT. Octubre, 1983, p. 1877-1883.
- HVIZDOS, Leonard, HOWARD, John y ROBERTS, George. Enhanced Oil Recovery Through Oxygen Enriched In Situ Combustion: Test Results from the Forest Hill Field in Texas. En: JPT. Junio, 1983. p. 1061-1070.
- INTERSTATE OIL COMPACT COMMISSION. Improved Oil Recovery. Oklahoma City, Oklahoma. 1983. 251-305 p.
- ISLAM, M. Emerging Technologies in Subsurface Monitoring of Petroleum Reservoirs. SPE 69440, 2001.
- ISLAM, M., CHAKMA, A. y ALI, Farouq. State of the Art of In Situ Combustion Modeling and Operations. SPE 18755, 1989.
- IZQUIERDO, A. y RIVAS, O. A Global Approach to Asphaltene Deposition Problems. SPE 37251, 1997.
- JOSEPH, C. y PUSCH, W. A Field Comparison of Wet and Dry Combustion. En: JPT, 1980.

- JOSEPH, Conrad, JAY, Charley, ESLINGER, Eric y MUNDIS, C. Evaluation of an In Situ Combustion Process by Postburn Core and Log Analysis. SPE 10766, 1983.
- KAYUKOVA1, G.P., ROMANOVA, U.G., SHARIPOVA, N.S., SMELKOV, V.I., USPENSKIY, B.V. y ROMANOV, G.V. Mordovo-Karmalskoye Field: The Bitumen Composition in Productive Strata After Passing of the Combustion Front in Well. SPE 64728, 2000.
- KOKAL, Sunil, AL-GHAMDI, Abdullah. An Investigative Study of Potential Emulsion Problems Before Field Development. En: JPT. Marzo, 2007.
- LAWRY, Thomas. A Review of Tertiary Recovery in Illinois. SPE 4869, 1974.
- LIPTÁK, Béla. Process Control and Optimization. Instrument Engineers Handbook. Cuarta edición, vol. 2, 2006.
- LONG, Ralph y NUAR, Mark. A Study of Getty Oil Co.'s Successful In Situ Combustion Project in the Bellevue Field. SPE/DOE 10708, 1982.
- LOPEZ, Elias, ROJAS, Luis, MATA, Tomas, MENDOZA, Humberto, BRIÑEZ, Abrahan. Integrated Laboratory Field Application for Thermal Recovery Process. SPE 53983, 1999.
- MARBERRY, J. y BHATIA, S. Fosterton Northwest – A Tertiary Combustion Case History. SPE 4764, 1974.

- MARTIN, W. Process Variables of In Situ Combustion. En: AIME. 1958, vol. 213.
- MARTIN, W., ALEXANDER, J., DEW, J. y TYNAN, J. Thermal Recovery at North Tisdale Field, Wyoming. En: JPT. Mayo, 1972, p. 606-616.
- MASON, David, EVANS, Mike y EKAMBA, Blaise. Long Term Performance of Sand Control Completions in the Mokoko Abana Field, Cameroon. SPE 111005, 2007.
- MAXWELL, S. y URBANCIC, T. The Potential Role of Passive Seismic Monitoring for Real Time 4D Reservoir Characterization. SPE 89071, 2005.
- MIKKELSEN, P. L., COOK, W.C. y OSTAPOVICH, G. Fosterton Northwest: An In-Situ Combustion Case History. SPE/DOE 17391, 1988.
- MONIN, J. y AUDIBERT, A. Thermal Cracking of Heavy Oil/Mineral Matrix Systems. SPE 16269, 1987.
- MOORE, R.G., Lareshen, C., URSENBACH, M.G., Mehta, S.A. y Belgrave, J.D.M. Combustion/Oxidation Behavior of Athabasca Oil Sands Bitumen. En: SPE Reservoir Eval. & Eng. Diciembre, 1999, Vol. 2, No. 6, p. 565-572.
- MORRIS, Alan. Measurement and Instrumentation Principles. Butterworth Heinemann. Tercera Edición. 2001.
- MOSS, J., WHITE, P. y McNIEL, J. In Situ Combustion Process – Results of a Five Well Field Experiments in Southern Oklahoma. En: AIME. 1959, Vol. 216, p. 55-61.

- MYERS, R. y RIJKS, E. Optimization of Field Development Through Early Acquisition of 3D Seismic. SPE 22343, 1992.
- NATH, D., SUGIANTO, Riki y FINLEY, Doug. Fiber – Optic – Distributed - Temperature – Sensing Technology Used for Reservoir Monitoring in an Indonesia Steamflood. SPE 97912, 2007.
- NELSON, W. y McNEIL, J. In Situ Combustion Project. En: The Oil and Gas Journal. Junio, 1961, Vol. 59, p. 58-65.
- PANAIT, A., SERBAN. D, and ILIE, N. Suplacu de Barcau Field- A Case Histoy of a Successfull In Situ Combustion Exploitation. SPE 100346, Annual Conference and Exhibition held in Viena, 2006.
- PARRISH, David, POLLOCK, Charles y CRAIG, F. Evaluation of COFCAW as a Tertiary Recovery Method, Sloss Field, Nebraska. En: JPT. Junio, 1974, p. 676-686.
- PARRISH, David. POLLOCK, Charles y CRAIG, F. Evaluation of COFCAW as a Tertiary Recovery Method, Sloss Field, Nebraska. En: JPT. Junio, 1974.
- PEBDANI F., LONGORIA R., WILKERSON D. and VENKATESAN D. Enhance Oil Recovery by Wet In Situ Oxigen Combustion: Esperson Dome Field, Liberty County, Texas. SPE 18072, 1988.
- PEBDANI, F., LONGORIA, R., WILKERSON, D. y VENKATESAN, V. Enhanced Oil Recovery by Wet In Situ Oxigen Combustion: Esperson Dome Field, Liberty County, Texas. SPE 18072, 1988.

- PERRY, Robert, GREEN, Don y CABBELL, John. Reverse Combustion-A New Oil Recovery Technique. SPE 1500-G, 1960.
- PETIT, H., THIEZ, P. y LEMONNIER, P. History Matching of a Heavy Oil Combustion Pilot in Romania. SPE/DOE 20249, 1990.
- PRATS, Michael. Thermal Recovery. Segunda Edición. Monograph, vol. 7.
- Process/Industrial Instruments and Controls Handbook.
- PUSCH, William and GARVEY, John. Economics of In Situ Combustion-The Bellevue Field Bossier Parish, Louisiana. Presented at the SPE/DOE Second Joint Symposium of Enhanced Oil Recovery, Tulsa Oklahoma, 1981.
- PUSCH, William y GARVEY, John. Economics of In Situ Combustion-The Bellevue Field Bossier Parish, Louisiana. SPE 10052, 1981.
- RAMEY, H.J., STAMP, V., PEBDANI F., and MALLINSON J. Case History of South Belridge, California, In Situ Combustion Oil Recovery. SPE/DOE 24200, 1992.
- RODRIGUEZ, Aquilino. Sistemas SCADA. Segunda Edición, 2007.
- ROYCHAUDHURY, S., RAO N.S., SINHA S.K., SUR, S. y GUPTA, K.K. Extension of In-Situ Combustion Process from Pilot to Semi-Commercial Stage in Heavy Oil Field of Balol. SPE 37547.

- SARATHI, Partha. In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. Oklahoma: 1999. 403 p.
- SATTER, Abdus y THAKUR, Ganesh. Integrated Petroleum Reservoir Management. Oklahoma: PennWell Books, 1994. 335. p.
- SEN, Mrinal y VEDANTI, Nimisha. Prestack Seismic Inversion Tracks In Situ Combustion: 4D Seismic at the Balol Field, India. SPE 116600, 2008.
- SHEN, C. Limitations and Potentials of In-Situ Combustion Processes for Heavy Oil Reservoirs. En: Canadian International Petroleum Conference (11-13, Junio: Calgary, Alberta). 2002, p. 1-14.
- SHOWALTER, W. E. Combustion-Drive Test. En: JPT. Marzo, 1963, p. 53-58.
- SHOWALTER, W. y ALAN, M. Fireflood at Brea Olinda Field , Orange County, California. SPE 4763, 1974.
- SLIDER, H. C. “slip”. Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods. 1983.
- SMITH, Maurice. Simultaneous Underground Combustion and Water Injection in the Carlyle Pool, Iola Field, Kansas. En: JPT. Enero, 1966, p. 11-18.
- STINSON, D. L., CARPENTER, H. C. y CEGIELSKI, J. M. Power Recovery From In-Situ Combustion Exhaust Gases. En: JPT. Junio, 1976, p. 645-650.

- STRUNA Stephen, PETTMANN Fred. InSitu Combustion in the Lower Hospah Formation, McKinley County, New Mexico. SPE 14917, 1988.
- TALBOT, David, TALBOT, James. Corrosion Science and Technology. CRC, 1998.
- TERWILLIGER, P. Fireflooding Shallow Tar Sands – A Case History. SPE 5568, 1975.
- TERWILLIGER, P., CLAY, R., WILSON, L. y GONZALES, E. Fireflood of the P₂₋₃ Sand Reservoir in The Miga Field of Eastern Venezuela. En: JPT. Enero, 1975, p. 9-14.
- THAKUR, G. Implementation of a Reservoir Management Program. SPE 20748, 1990.
- TURTA, A., CHATTOPADHYAY, S., BHATTACHARYA, R., CONDRACHI, A. Current Status of Commercial In Situ Combustion Projects Worldwide. En: JCPT. Noviembre 2007, vol. 46, No. 11.
- TURTA, Alexandru y PANTAZI, Ion. Development of the In Situ Combustion Process on a Industrial Scale at Videle Field, Rumania. SPE 10709, 1986.
- TZANCO, E., MOORE, G., y GOOD, W. Combustion Performance in the Countess Project. SPE 3777, 1994.
- URSENBACH, M.G., MOORE, R.G. y MEHTA, S.A. Air Injection in Heavy Oil Reservoirs—A Process Whose Time Has Come (Again). En: Canadian International Petroleum Conference (12 – 14, June: Calgary, Alberta). 2007, p. 1-10.

- VEDANTI, Nimisha y SEN, Mrinal K. Case History Seismic inversion tracks in situ combustion: A case study from Balol oil field, India. En: Geophysics, Vol. 74, No. 4, Julio - Agosto, 2009. p. B103–B112.
- VOSSOUGH, S., et al. Automation of An In Situ Combustion Tube an Study of the Effect of Clay on the In Situ Combustion Process. SPE, Agosto, 1982. p. 493-502.
- WAYLAND, J.R. y LEIGHTON, A.J. Diagnostic Tools for Mapping EOR Processes. SPE/DOE 12716, 1984.
- WHITE, Phillip. In Situ Combustion Appraisal and Status. En: JPT. Noviembre, 1985, p. 1943-1949.
- WIGGINS, M. L., y STARTZMAN, R. An Approach to Reservoir Management. SPE 20747, 1990
- WILLIAMS, R., JONES, J. y COUNIHAN, T. Expansion of a Successful In Situ Combustion Pilot in the Midway Sunset Field. SPE 1873, 1987.

ANEXO A

HERRAMIENTAS DE MONITOREO

Definidas las variables a ser monitoreadas y conocidos los puntos a los cuales se les debe hacer el monitoreo, se detallan claramente las herramientas que recibirán toda la información concerniente al proceso para evaluar el desarrollo de la Combustión In Situ.

A continuación se detallarán algunas de las herramientas más utilizadas a nivel mundial, las cuales para efectos de monitoreo y seguimiento, se convierten en los instrumentos más importantes para lograr el éxito de un proyecto de Combustión In Situ. Cabe resaltar, que la selección de las herramientas y los esquemas de montaje, están estrechamente relacionado con los requerimientos de monitoreo y con los estudios de viabilidad económica.

A.1 HERRAMIENTAS DE SUPERFICIE

El monitoreo de un proyecto de Combustión In Situ depende del despliegue de herramientas que se haga antes y durante el desarrollo del proceso. Las herramientas miden variables específicas que interesan para tener un control del proceso, y es indispensable que estén adecuadamente calibradas y que su montaje este regido por los estándares industriales, para garantizar la adquisición de datos representativos y de calidad, pues ellos a su vez, serán sometidos a rigurosos análisis con el fin de identificar los fenómenos que están tomando lugar en el yacimiento.

El monitoreo en superficie requiere herramientas que midan flujo, temperatura y presión, así como también corrosión y las propiedades y composiciones de los fluidos producidos. Igualmente deben existir herramientas que permitan llevar un registro periódico del funcionamiento del sistema de inyección, especialmente del compresor. A continuación se

detallan algunas herramientas disponibles en la industria para la medición de estas variables.

A.1.1 MEDIDORES DE FLUJO

A.1.1.1 Medidores de flujo de presión diferencial. Los medidores de presión diferencial involucran la inserción de algún dispositivo dentro de una tubería, que causan una obstrucción y crea una diferencia de presión a través del dispositivo. Tales medidores se conocen como medidores de tipo obstrucción o medidores de restricción de flujo. Los dispositivos que se usan para obstruir el flujo son: platina de orificio, tubo venturi, tubo de boquilla y tubo de flujo Dall.

- *Plato de orificio.* En su forma más simple es un disco metálico con un orificio concéntrico (figura A.1), el cual se inserta dentro de la tubería que lleva el fluido. Son económicos y están disponibles en un amplio rango de tamaño. Una limitación del plato de orificio es su inexactitud, típicamente entre $\pm 2\%$ y $\pm 5\%$. De la misma manera, la pérdida de presión permanente causada en el flujo medido está entre 50% y 90% de la magnitud de la diferencia de presión ($p_1 - p_2$). Otro problema con el plato de orificio es el cambio gradual en el coeficiente de descarga sobre un periodo de tiempo dado, debido al desgaste que sufre el orificio, y la tendencia que tienen las partículas provenientes del fluido a permanecer detrás del orificio lo cual reduce su diámetro gradualmente. Este problema se puede minimizar usando un plato de orificio con un orificio excéntrico.

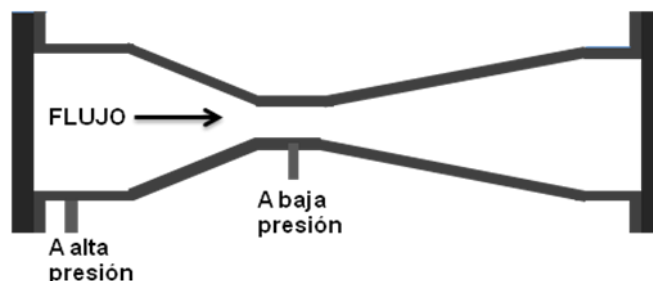
A.1. Platina de orificio.



Fuente: www.iesinstruments.com

- *Tubos Venturi y dispositivos similares.* Hay disponibles un número de dispositivos de obstrucción especialmente diseñados para minimizar las pérdidas de presión en el flujo medido, conocidos como tubo venturi (figura A.2), tubo de boquilla y tubo de flujo Dall, más costosos que una platina de orificio pero con un mejor desempeño. Gracias a su forma interna no son propensos a adherir partículas sólidas o burbujas de gas en la obstrucción, como si es probable que suceda en un plato de orificio, por consiguiente tienen un tiempo de vida mayor. Requieren menos mantenimiento y dan mayor aproximación a las medidas.

Figura A.2. Tubo Venturi.



Fuente: MORRIS, Alan. Measurement and Instrumentation Principles. Butterworth Heinemann, Third edition, 2001.

A.1.1.2 Medidor de flujo de desplazamiento positivo. Se usan ampliamente por su exactitud y buena repetibilidad. La exactitud no se ve afectada por el flujo pulsante, y la precisión en las medidas son posibles para mayores viscosidades del líquido que con otros medidores de flujo. El principio de medición está sujeto al flujo de líquido a través del medidor, el cual mueve un elemento de medición que sella una cámara dentro de una serie de compartimientos que se llenan y vacían sucesivamente. De esta manera, para cada ciclo completo del elemento de medición, una cantidad fija de líquido pasa desde la entrada hasta la salida del medidor. El sello entre el elemento de medición y la cámara es provisto de una película del líquido medido. El número de ciclos del elemento de medición se indica de varias maneras posibles, incluyendo una aguja que se mueve sobre un disco desde el elemento de medición a través de engranajes apropiados y un sensor magnéticamente acoplado, conectado a un indicador electrónico o computador de flujo.

Vale la pena mencionar que la aproximación en las medidas con un medidor de desplazamiento positivo varía considerablemente de un diseño a otro, con la naturaleza y condición del líquido medido y con la tasa de flujo. Por ende se debe tener cuidado en la escogencia de un medidor correcto para este tipo de procesos. Las formas más comunes de medidores de desplazamiento positivo son: pistón rotatorio, pistón recíprocante, discos nutantes, rotor estriado en espiral, alabes giratorios, alabe rotativo y engranaje en óvalo.

A.1.1.3 Medidores de flujo de turbina. Consiste de varias aletas montadas en una tubería a lo largo de un eje paralelo a la dirección de flujo en la tubería, como se muestra en la figura A.3. El fluido pasa a la aleta causando rotación a una tasa proporcional a la tasa volumétrica de flujo del fluido. Se induce un voltaje en el espiral a medida que cada aleta de la turbina se

mueve, y si tales pulsos se miden por un contador de pulso, la frecuencia de pulso y por tanto la tasa de flujo se pueden deducir.

Los medidores de turbina están propensos a obtener elevados porcentajes de error cuando hay una fase significativa distinta a la de aceite o gas. Por ejemplo, usar un medidor de turbina calibrado en un líquido puro para medir un líquido que contiene 5% de aire produce un 50% de error en la medición.

Los medidores de turbina tienen un costo similar a los medidores de desplazamiento de turbina y compiten en muchas aplicaciones. Los medidores de turbina son más pequeños y ligeros que los de desplazamiento positivo y son aplicados preferencialmente para fluidos de baja viscosidad y altas tasas de flujo. Sin embargo, los medidores de desplazamiento positivo son superiores para fluidos de alta viscosidad y bajas tasas de flujo.

Figura A.3. Medidor de turbina.



Fuente: matcotechnology.com

A.1.1.4 Transductores ultrasónicos. Los dispositivos ultrasónicos se usan en muchos campos de medición, particularmente para medir tasa de flujo de fluidos, nivel de líquidos y desplazamiento traslacional. El ultrasonido está en una banda de frecuencias en rangos superiores a 20 kHz, fuera del rango del sonido humano. El mecanismo de medición consiste de un dispositivo que transmite una onda ultrasonido, y otro dispositivo que recibe dicha onda, el cambio en la variable medida se determina por el paso de tiempo que toma la onda para viajar entre el transmisor y el receptor o alternativamente, el cambio en la fase o frecuencia de la onda transmitida. La forma común de un elemento ultrasónico es un cristal piezoeléctrico contenido en un revestidor como se ilustra en la figura A.4.

Los elementos ultrasónicos consisten de una membrana dieléctrica, delgada entre dos capas conductoras. La membrana se extiende a través de una placa y se aplica un voltaje; cuando el voltaje varía sobre el elemento, este se comporta como un transmisor ultrasónico y se produce una onda ultrasónica. El sistema también trabaja en reversa como un receptor ultrasónico.

Figura A.4. Sensor ultrasónico.



Fuente: MORRIS, Alan. Measurement and Instrumentation Principles. Butterworth Heinemann, Third edition, 2001.

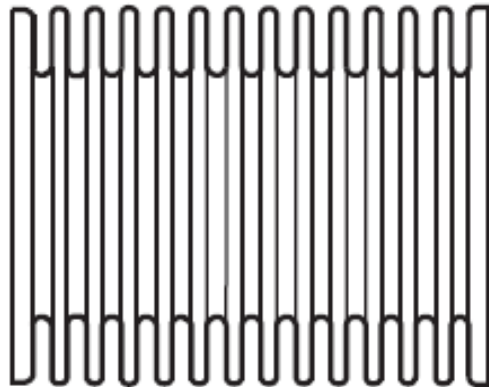
A.1.1.5 Medidores de presión. La medición de presión es un requerimiento muy común para la mayoría de sistemas de control de procesos industriales. Existen diferentes tipos de sensores de presión y sistemas de medición de acuerdo a las condiciones del punto donde se requieran las lecturas de esta variable. En la actualidad la incorporación de transductores (dispositivos que convierten una forma de energía en otra) brindan mayor versatilidad en el control los procesos y aportan mayor exactitud a los datos registrados.

- *Medidores de presión elemento-elástico.* Esta clase de medidores de presión usan alguna forma de elemento elástico en el cual la geometría se altera por cambios en presión. Esos elementos son de cuatro tipos: fuelle, tubo Bourdon, diafragma y cápsula.

- *Fuelle.* consiste de un tubo metálico de pared delgada, siendo sus paredes laterales sumamente complicadas que permiten expansión y contracción axial (figura A.5). Están hechas a base de latón, bronce fosforoso, cobre-belirio, Monel, acero inoxidable e Inconel. Los elementos del fuelle están bien adaptados para usarse en aplicaciones que requieren largos strokes y fuerzas altamente desarrolladas. Son idóneos para registradores e indicadores y para elementos de retroalimentación en controladores neumáticos. Su rango de medición está entre 0-2000 psig.

- *Tubo Bourdon:* consiste de una pieza especialmente formada de sección casi circular, flexible, de tubo metálico el cual está fijo en uno de sus extremos, contrario a ello presenta movimiento en el otro extremo. Cuando se aplica presión, la sección transversal llega a ser mas circular y su forma se endereza, resultando en el movimiento del extremo cerrado del tubo, comúnmente llamado “viaje de punta”. Las formas comunes de un tubo Bourdon se ilustran en la figura 42.

Figura A.5. Forma común de fuelles.

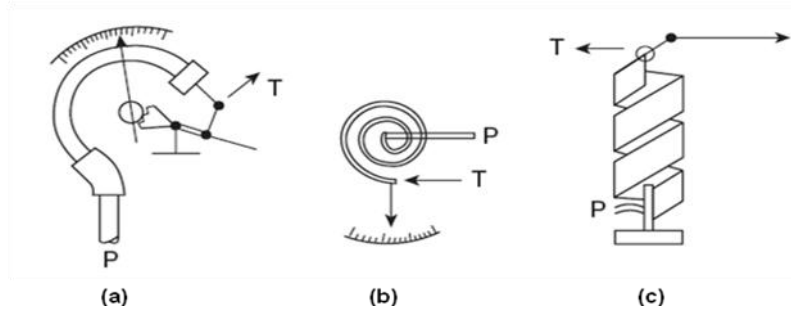


Fuente: Process/Industrial Instruments and Controls Handbook.

También existen versiones de doble fuelle diseñados para medir presiones diferenciales por encima de 435 psi. Este tipo de medidores tiene una incertidumbre típica de solo $\pm 0.5\%$, pero tienen altos costos y son propensos a fallar. Su principal atributo se debe a una mayor sensibilidad de medición comparada con los sensores de diafragma.

Las aleaciones que usan para la fabricación de estos dispositivos son latón, bronce fosforoso, cobre-belirio, Monel, Ni-Span C y varias aleaciones de acero inoxidable. El tubo Bourdon es relativamente económico y se usa para medir presión tanto de líquidos como de gases.

Figura A.6. Tubos Bourdon. (a) tubo tipo C, (b) tubo en espiral, (c) tubo helicoidal.



Fuente: Process/Industrial Instruments and Controls Handbook.

- *Diafragma:* el diafragma es un disco flexible, con ondulaciones concéntricas que se usan para convertir presión a deflexión. Cuando se aplica presión se observa un desplazamiento en el diafragma, este movimiento se mide por un transductor de desplazamiento.

El material del cual está hecho comprende latón, bronce fosforoso, cobre-belirio, Monel, Ni-Span C, acero inoxidable, Hastelloy, titanio y tantalio. La linealidad y sensibilidad se determinan principalmente por la profundidad y número de oscilaciones y por el ángulo que forma la cara del diafragma.

En muchas aplicaciones de medición de presión, el fluido no debe contactar o filtrarse dentro del elemento de presión a fin de prevenir errores debido a los efectos de cabeza estática.

A.1.1.6 Transductores de medición de esfuerzo. Consisten de un resistor sensible a tensión montado a un diafragma, fuelle o tubo Bourdon. Cuando

se aplica presión, el resistor cambia su longitud física causando un cambio en la resistencia.

La sensibilidad a la tensión comúnmente se llama factor de medición cuando hace referencia a un material específico del medidor de tensión. Cuando se realiza una prueba, el metal o la aleación exhibe diferentes valores de sensibilidad de tensión para diferentes temperaturas.

A.1.1.7 Transductores electroneumáticos. Son dispositivos que convierten una señal electrónica en una señal neumática la cual es proporcional a la señal de salida. Los transductores electroneumáticos (figura A.7) se usan en ciclos de control electrónico para ayudar a operar las válvulas de control neumáticas. La mayoría de transductores convierten una señal estándar de 4-20 mA a una señal neumática de 3-15 psig. Los dispositivos también pueden responder a señales digitales y señales análogas que no son estándar.

Figura A.7. Transductor electroneumático.



Fuente: Process/Industrial Instruments and Controls Handbook.

A.1.2 MEDIDORES DE TEMPERATURA

La temperatura es una de las variables frecuentemente medidas. Casi todos los procesos químicos y reacciones son dependientes de la temperatura. En proyectos de combustión, la temperatura es un indicio del progreso del proceso y la pérdida de control de la temperatura puede ocasionar catastróficas fallas en las instalaciones del campo. En la producción del petróleo, los dispositivos comúnmente empleados están basados en las propiedades de expansión de líquidos y gases o en la detención de cambios de resistencia eléctrica con la temperatura. Estos dispositivos son ensamblados en los cabezales de los pozos o en puntos estratégicos de los sistemas de tratamiento o inyección, definidos por el operador. Existen muchos instrumentos de medición de temperatura que varían de acuerdo a su configuración y funcionamiento y algunos se describen a continuación.

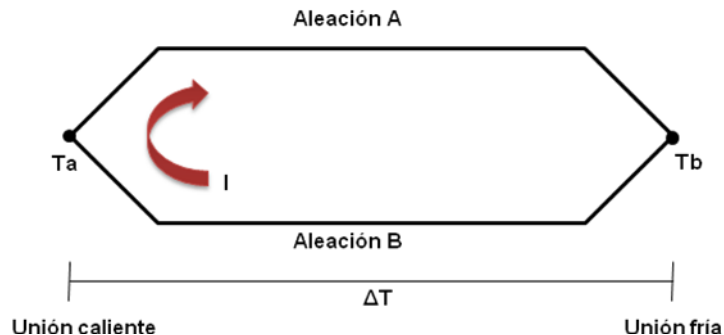
A.1.2.1 Termocuplas. Las termocuplas son sensores de temperatura que se han aplicado ampliamente en procesos industriales en los cuales la materia que se requiere medir puede tocar el instrumento. Estos mecanismos comúnmente usados en operaciones de recobro térmicos son económicos y su inexactitud típica es de $\pm 0.5\%$ de la escala completa en rangos de temperatura desde $- 250^{\circ}\text{C}$ a 1200°C . Termocuplas de metales nobles son mucho más costosas pero químicamente inertes y pueden medir temperaturas hasta 2300°C con inexactitud de $\pm 0.2\%$. Sin embargo todas las termocuplas tienen un bajo nivel de voltaje de salida haciéndolas propensas al ruido y por consiguiente no apropiadas para medir pequeñas diferencias de temperatura.

Si un circuito eléctrico consiste de conductores enteramente metálicos y todas las partes del circuito están a la misma temperatura, no habrá fuerzas

electromotrices en el circuito y por consiguiente no habrá flujo de corriente. Sin embargo si el circuito consiste de más de un metal y si la unión entre dos metales están a diferentes temperaturas, habrá una fuerza electromotriz en el circuito y fluirá una corriente. La fuerza electromotriz generada se llama “fuerza electromotriz termoeléctrica” y la unión calentada se denomina termocupla.

Efecto Seebeck: En 1821 Seebeck observó la existencia de un circuito termoeléctrico mientras estudiaba los efectos electromagnéticos de los metales. Encontró que la unión de alambres de dos metales diferentes forma un circuito cerrado, causando una corriente eléctrica que fluye en el circuito a diferentes temperaturas (figura A.8).

Figura A.8. Circuito de Seebeck.

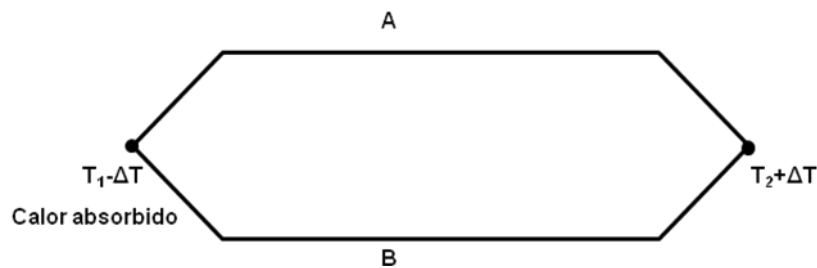


Fuente: Process-Industrial Instruments and Control Handbook

Efecto Peltier: Jean Peltier descubrió que cuando una corriente eléctrica fluye a través de la unión de dos metales diferentes, el calor se libera o se absorbe. Cuando la corriente eléctrica fluye en la misma dirección como la corriente Seebeck, el calor se absorbe en la unión más caliente y se libera en la unión más fría. El efecto Peltier puede definirse como el cambio en el contenido de calor cuando una cantidad de carga (1 coulomb) cruza la junta

(figura A.9). El efecto Peltier es la base fundamental para enfriamiento y calentamiento termoeléctrico.

Figura A.9. Efecto Peltier.



Fuente: Industrial Instruments and Control Handbook

Efecto Thomson: William Thomson descubrió en 1851 que un gradiente de temperatura en un conductor metálico está acompañado de un gradiente pequeño de voltaje, del cual la magnitud y dirección depende del metal particular. Cuando una corriente eléctrica fluye, hay una evolución o absorción de calor debido a la presencia del gradiente termoeléctrico con el resultado neto que el calor desarrollado en un intervalo limitado por diferentes temperaturas, es ligeramente mayor o menor que la que se tiene en cuenta para la resistencia del conductor. Los efectos Thomson son iguales y opuestos por lo que se cancelan, de esta manera permite el uso de alambres de extensión con termocuplas porque ninguna fuerza electromotriz (EMF) se agrega al circuito.

Basados en la experiencia de campo, las siguientes reglas son aplicables:

- En un conductor metálico homogéneo no puede sostenerse la circulación de una corriente eléctrica por la aplicación exclusiva de calor.

- La suma algebraica de las fuerzas electromotrices en un circuito compuesto de un número de materiales distintos es cero si todo el circuito está a una temperatura uniforme.
- La F.E.M. generada por una termocupla con sus uniones a temperaturas T_1 y T_3 es la suma algebraica de la F.E.M. de la misma termocupla con sus uniones a las temperaturas T_1 y T_2 .

La aplicación de esta ley permite a una termocupla calibrada para una temperatura de referencia dada, usarse con cualquier otra temperatura de referencia a través del uso de correcciones.

Con respecto a los tipos de termocuplas, existen cinco clases estándar, las de Constantán-Cromo (tipo E), Constantán-Hierro (tipo J), Aluminio-Cromo (tipo K), Nicrosil-Nisil (tipo N) y Constantán-Cobre (tipo T). Todas son atractivamente económicas pero llegan a ser inexactas con la edad y tienen corto tiempo de vida. El desempeño se ve afectado por la contaminación del ambiente de trabajo. Por esta razón las termocuplas se pueden encerrar con un recubrimiento de protección, pero tiene un efecto adverso, introducir una constante significativa de tiempo guiando a una respuesta lenta de los cambios de temperatura. Por consiguiente como sea posible las termocuplas se usan sin protección. En los proyectos de Combustión In Situ las más usadas son las de tipo K y J debido a que trabajan bien en un amplio rango de temperatura de hasta 2100°F.

La lectura de temperatura se lleva a cabo en los pozos de inyección, en los pozos productores y en los pozos de observación. En la figura A.10 se muestra una termocupla.

Figura A.10. Termocuplas.

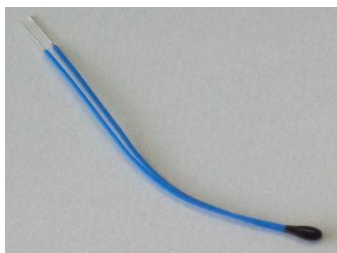


Fuente: resiswatt.com

A.1.2.2 Termistores. El nombre de termistor se deriva de los dispositivos sensibles térmicamente en los cuales la resistencia varía con la temperatura. Aunque los principios de funcionamiento fueron establecidos hace décadas, la evolución de los termistores ha sido lenta y su aplicación comercial limitada debido a algunos problemas inherentes al dispositivo.

Un termistor es un dispositivo eléctrico hecho de un semiconductor sólido (figura A.11) con un alto coeficiente de resistividad. Cuando se mide temperatura con un termistor, la relación entre la resistencia y la temperatura es el factor más importante a analizar.

Figura A.11. Termistor



Fuente: www.directindustry.es

Termistores de coeficiente de temperatura negativo (NTC). Una alternativa para los termómetros de resistencia de Níquel o Platino es un semiconductor compuesto de óxidos de metales. Generalmente, combinaciones de los siguientes óxidos son usados: Cobalto, Cobre, Hierro, Magnesio, Manganeso, Níquel, Titánio, Vanadio y Zinc. Los termistores de coeficiente de temperatura negativo tienen una resistencia eléctrica variable que decrece con el aumento de la temperatura, es decir, se calienta extremadamente. Esta variación es mucho más alta que la que experimentan los metales. Los valores de resistencia típicos son $10\text{k}\Omega$ a 0°C y 200Ω a 100°C . Esta alta sensibilidad permite medir o controlar con un alto nivel de resolución las diferencias de temperatura. En rango general de aplicación de los termistores va desde -100°C a 300°C . La relación entre la resistencia y la temperatura no es lineal sino exponencial:

$$R = A * e^{\frac{B}{T}}$$

Donde A y B son constantes que dependen del termistor.

Termistores de coeficiente de temperatura positivo (PTC). Estos dispositivos son hechos de Bario, Plomo y Estroncio. Son diseñados principalmente como sensores de temperatura y protección contra recalentamiento de equipos tales como transformadores y motores y en este caso la resistencia eléctrica va aumentando a medida que incrementa la temperatura. Las aplicaciones de un termistor PTC están restringidas a un determinado margen de temperaturas, por lo que puede llegar a perder sus propiedades y comportarse como un termistor NTC si somete a temperaturas altas.

A.1.2.3 Instrumentos inteligentes de medición de temperatura. Los transmisores inteligentes de temperatura han sido introducidos en los

catálogos de muchas compañías e incluyen una gran cantidad de ventajas inherentes a los sensores inteligentes. Tales transmisores son cajas separadas diseñadas para usar transductores que tienen salidas de voltaje (en el rango de mili voltios) o salidas en la forma de cambio de resistencia. Por consiguiente, estos dispositivos son apropiados para usarlos en conjunto con termocuplas, termopilas, termómetros de resistencia, termistores y pirómetros de radiación. Todos los transmisores actualmente disponibles tienen memorias “no volátiles” donde todos los datos registrados pueden ser recuperados en caso de ocurrir una falla del instrumento. Las facilidades en estos instrumentos incluyen ajuste por humedad, rechazo por ruidos, autoajuste por ceros, alta sensibilidad y amplios rangos de medición. Estas características permiten un nivel de inexactitud de $\pm 0.05\%$ de la escala completa especificada.

También existen termómetros digitales en versiones inteligentes, donde la inclusión de un microprocesador permite emplear termocuplas o termómetros de resistencia como elemento de medición principal. El costo de los transductores de temperatura inteligentes es más alto que su contra parte no-inteligente y la única justificación para su uso no sólo es la exactitud que poseen, los expandidos rangos de medición conllevan al ahorro en términos de la reducción en el número de instrumentos que se requieren para cubrir un rango de temperaturas y por su capacidad de auto diagnóstico y auto ajuste requieren con mucho menos frecuencia actividades de mantenimiento.

A.1.3 SISTEMAS INTEGRADOS DE MEDICIÓN

Hay una marcada diferencia entre un transductor y un sensor, independientemente de la variable que se requiera medir. El sensor provee la medición básica; el transductor convierte la energía de una forma a otra. En

consecuencia, el principio de funcionamiento es prácticamente el mismo en cualquier transductor, pero la propiedad del elemento que se emplea para la medición es distinta. La tendencia actual en cuanto a sistemas de medición, está inclinada hacia la incorporación de transductores como parte esencial de los sistemas de medición que incluyen el envío de los datos por cable a una central información que almacena y permite el acceso a todos los registros tomados desde el momento que se inicia el monitoreo. A continuación se describen algunos sistemas de aplicación en la industria petrolera enfocados en la toma y administración de las mediciones de variables como presión, temperatura y flujo.

A.1.3.1 Control de supervisión y adquisición de datos (SCADA). SCADA es un nombre común aplicado a sistemas de computadores de automatización usados en las operaciones de producción de aceite y gas. La función básica incluye un reporte de estado/alarma, reporte de acumulación de volumen de producción, prueba de pozos y control. Tales sistemas varían en tamaño, desde unidades pequeñas a grandes unidades que sirven para múltiples campos que contienen miles de pozos en total.

Los sistemas SCADA, están directamente enlazados a los dispositivos de instrumentación y control que se usan en la producción de aceite y gas. El sistema permite acceso continua y oportunamente a la información operacional que está siendo censada.

A.1.3.2 Controlador lógico programable (PLC). Es un dispositivo electrónico muy usado en automatización industrial, que se utiliza para obtención de datos. Una vez obtenidos los pasa a través del bus en un servidor. Su historia se remonta a finales de la década de 1960 cuando la

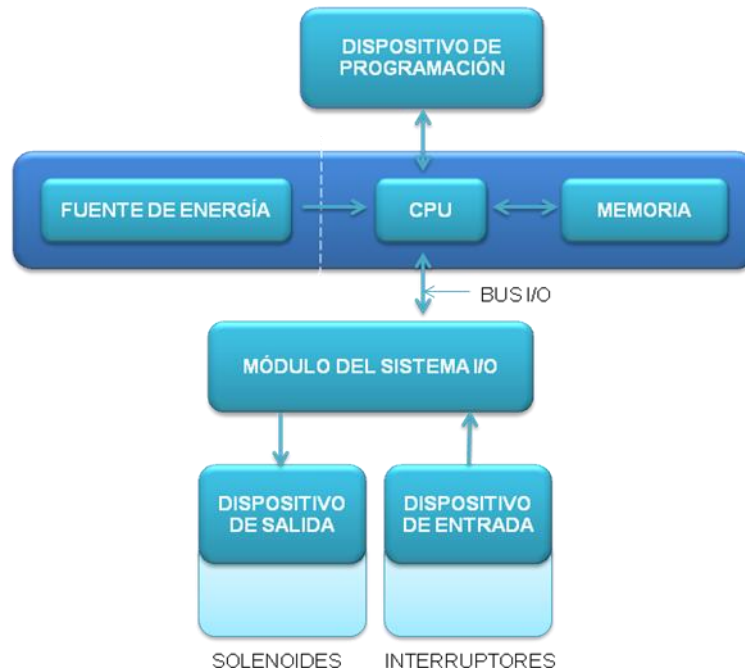
industria buscó en las nuevas tecnologías electrónicas una solución más eficiente para reemplazar los sistemas de control basados en circuitos eléctricos con relés, interruptores y otros componentes comúnmente utilizados para el control de los sistemas de lógica combinacional.

Los PLC (figura A.12) de hoy en día están relativamente lejanos de los de la primera y segunda generación, construidos durante los 1970s y 1980s. Ahora se puede seleccionar el tamaño de PLC deseado, que varían desde nano y micro tamaño con 12-30 I/O a grandes unidades de control de supervisión con PC incorporados y capacidad de redes.

Los PLC modernos de tamaño medio, desarrollan todas las funciones esperadas pero también otras funciones, incluyendo conteo, tiempo y aplicaciones matemáticas complejas.

Un programa de monitoreo para el control de la inyección de aire que se desarrolló en el proyecto Santa Fe, consistió de un medidor de orificio, transductores de presión y temperatura, válvulas de control de flujo localizadas en el inyector y un controlador programable Gould Modicon (localizados entre los dos inyectores donde se recibe y transmite señales). La presión diferencial, estática y los transductores de energía envían sus señales al controlador programable (PLC), el cual convierte los datos a una tasa de flujo de aire. Luego, el controlador aumenta o disminuye una señal que es transmitida a la válvula de control de flujo para mantener la tasa de flujo deseada. Si el control por sí mismo falla, la válvula de control de flujo se cierra y detiene la inyección de aire. Por otra parte, cuando se presiona el botón apropiado en el panel de control, la tasa de inyección de aire y el aire inyectado acumulado se expone o se muestra para cada inyector.

Figura A.12. Esquema PLC.



Fuente: LIPTÁK, Béla. Process Control and Optimization. Instrument Engineers Handbook. Cuarta edición, volumen 2, 2006.

A.1.4 HERRAMIENTAS PARA ANÁLISIS DE AGUA PRODUCIDA

El análisis del agua producida incluye la medición de varios parámetros para lo cual se disponen de una amplia gama de herramientas. La selección de tales instrumentos dependerá de la exactitud requerida y de las inversiones que pueda soportar el proyecto.

Las mediciones realizadas en el análisis del agua son principalmente contenido de iones y gases disueltos, pH, gravedad específica, tamaño de sólidos suspendidos y salinidad.

Para la determinación del contenido de iones disueltos tales como calcio, magnesio, hierro, cloruros, carbonatos, bicarbonatos y de gases disueltos

como dióxido de carbono y oxígeno se emplea la titulación como herramienta para la adquisición de información. La determinación de la concentración bario y estroncio se realiza por medio espectroscopía de absorción atómica (AAS). Este dispositivo se basa en el principio de absorción de rayos de luz a determinadas longitudes de onda que poseen los átomos libres. Dicha absorción es específica, por lo que cada elemento absorbe a longitudes de onda únicas.

En cuanto a la medición del pH existen diversas herramientas disponibles dentro de las cuales están los medidores digitales (pHmetro), las cartas cromáticas y el papel tornasol. Los pHmetros son prácticos instrumentos que miden las diferencias de potencial (mV) entre dos electrodos. El monitoreo del carácter ácido del agua se realiza para identificar problemas de corrosión y formación de escamas, además de dar un indicativo de la proximidad del frente de combustión.

A.1.5 HERRAMIENTAS PARA ANÁLISIS DE GASES PRODUCIDOS

El monitoreo de los gases producidos se enfoca principalmente en la determinación de su composición en diferentes etapas del proceso. Las herramientas disponibles para la medición de la concentración incluyen cromatógrafos de gases, sensores catalíticos, celdas electroquímicas, sensores semiconductores y espectrómetros de masa.

A.1.5.1 Cromatógrafo de gases. La cromatografía es un procedimiento de separación con la medición de las sustancias separadas mediante otro método, tal como absorción ultravioleta o conductividad térmica (figura A.13). Es una técnica físicoquímica para la separación de mezclas en sus

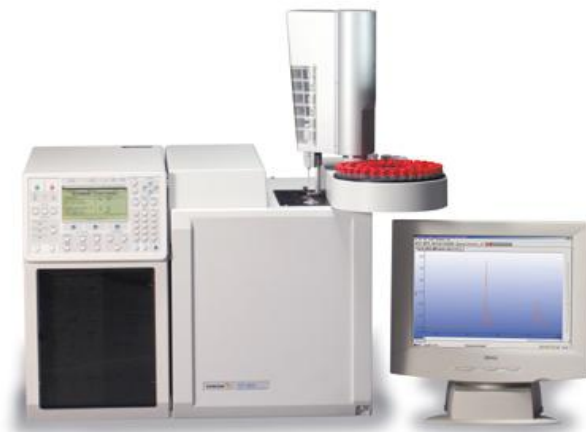
componentes en base a su distribución molecular entre dos fases inmiscibles. Una fase es normalmente estacionaria y está en un estado finamente dividido para proveer una gran área superficial con respecto al volumen. La segunda fase es móvil y transporta los componentes de la mezcla sobre la fase estacionaria.

Todas las técnicas cromatográficas dependen de las diferentes distribuciones de los componentes individuales en una mezcla entre dos fases inmiscibles (fase móvil) cuando una pasa a través de la otra (fase estacionaria). En la práctica, la mezcla de componentes es adicionada en un extremo de una cantidad discreta de fase estacionaria y la fase móvil es entonces introducida en el mismo extremo para que pase por la fase estacionaria. La mezcla de componentes es separada, y el componente que aparece primero en el final de la fase estacionaria es aquel que posee la distribución más baja. A medida que los componentes son separados, van apareciendo al final de la fase estacionaria y son detectados por sensores que los registran como una impureza en la fase móvil. En cromatografía de gases, la fase móvil es un gas, y la fase estacionaria puede ser un sólido granular (cromatografía gas-sólido) o un sólido con un recubrimiento líquido (cromatografía gas-líquido).

En cromatografía gas-sólido, la separación es afectada por las diferentes características de adsorción de los componentes sobre la fase sólida, mientras que en la cromatografía gas-líquido, el mecanismo de separación involucra la distribución de los componentes de la mezcla y la fase líquida estacionaria. Debido a que los componentes de la mezcla son transportados en fase acuosa, la cromatografía de gas es limitada para la separación de mezclas cuyos componentes tienen significativas presiones de vapor y esto normalmente significa mezclas de gases con puntos de ebullición cercanos a 450K.

El aparato para cromatografía de gases, consiste de un tubo o columna que contiene la fase estacionaria y permite mantener la temperatura en valores constantes y conocidos. La columna puede ser uniformemente empacada con la fase estacionaria granular. Sin embargo, se ha encontrado que las mayores eficiencias de separación son obtenidas si la columna toma la misma forma que un tubo capilar, con la fase estacionaria sólida o líquida recubierta sobre sus paredes internas. El gas de transporte se pasa continuamente a través de la columna a una tasa constante y conocida.

Figura A.13. Cromatógrafo de gases.



Fuente: www.cioh.org.co

Para analizar el gas, una muestra adecuada de volumen conocido, es introducido en el transportador de gas, y la salida del detector es continuamente monitoreada. El registro de salida del detector, conocido como cromatograma, consiste de una serie de deflexiones o picos, espaciados en el tiempo y cada uno relacionado con un componente de la muestra. El cromatograma provee un registro visual de análisis, pero para análisis cualitativos, cada pico debe estar identificado de acuerdo al tiempo

que tarda en pasar cada componente por la columna. Para realizar análisis cuantitativos, el aparato debe estar calibrado usando mezclas estándar de gas.

Una ventaja significativa del cromatografo de gases, es que varios componentes de una sola mezcla pueden ser analizados simultáneamente. Sin embargo el muestreo es realizado de manera discreta, por lo tanto los resultados deben ser reportados al mismo tiempo que la muestra fue tomada.

A.1.6 HERRAMIENTAS PARA MEDICIÓN DE LA CORROSIÓN

Debido a la importancia de mantener en excelente estado los sistemas de transporte de fluidos, el control de la corrosión debe ser prioritario en proyectos de Combustión In Situ. El monitoreo de la corrosión incluye herramientas tan sencillas como los cupones hasta sistemas inteligentes computarizados de detección.

La medición, control y prevención de la corrosión en campo abarca un amplio espectro de actividades técnicas. Dentro de la esfera del control de la corrosión y su prevención, existen diferentes opciones técnicas como lo son la protección anódica y catódica, la selección de materiales, la inyección química y la aplicación de recubrimientos externos e internos. La medición de la corrosión, por su parte, emplea otra variedad de técnicas destinadas a determinar que tan corrosivo es el ambiente del sistema y a que tasa o rapidez se experimenta la pérdida de metal. La medición de la corrosión es un método cuantitativo por medio del cual la efectividad de las técnicas de control y prevención de la corrosión pueden ser evaluadas y proveer la retroalimentación necesaria para optimizarlas.

Existe una amplia variedad de técnicas para la medición de la corrosión que se pueden clasificar como directas o indirectas. Las técnicas directas miden parámetros que son directamente relacionados al daño por corrosión; las técnicas indirectas miden parámetros que sólo están indirectamente relacionados con el daño por corrosión. Los principios básicos de las herramientas de monitoreo se describen a continuación.

A.1.6.1 Cupones de corrosión. Es quizás la forma más simple de monitorear la corrosión. Pequeñas muestras del metal (figura A.14) de interés son expuestas al ambiente corrosivo por un periodo de tiempo razonable y subsecuentemente removidas para medir la pérdida de peso y hacer un examen visual detallado. Esta técnica no requiere del uso de procedimientos o equipos complejos, simplemente se requiere de un cupón apropiadamente diseñado y un montaje para el cupón dentro de la línea (portacupón). La medición de la pérdida de peso aún hoy en día, se sigue manteniendo como el medio más utilizado para determinar las pérdidas vinculadas a la corrosión, siendo el método en uso más antiguo.

Figura A.14. Muestra de un cupón.

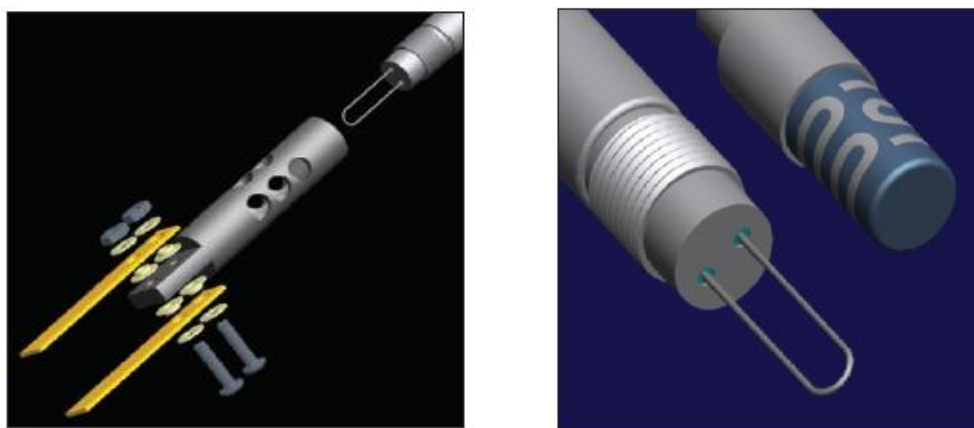


Fuente: TALBOT, David, TALBOT, James. Corrosion Science and Technology. CRC, 1998.

A.1.6.2 Resistencia eléctrica. El principio de las pruebas de resistencia eléctrica (ER) es soportado por el aumento que ocurre en una resistencia eléctrica cuando el área transversal de un elemento es reducido por corrosión. Debido a que la temperatura tiene una fuerte influencia sobre esta propiedad, los sensores ER usualmente miden la resistencia de un elemento sensor de corrosión relativo a un elemento idéntico protegido. Las geometrías de los sensores comerciales son en forma de plato, tubos o alambres.

Un sistema de monitoreo ER (figura A.15) consiste en un instrumento conectado a una probeta. El instrumento puede estar permanentemente instalado para proveer una información continua, o puede ser portátil para tomar información periódicamente de un número de locaciones. La probeta está equipada con un elemento sensor de una material con una composición similar a la de la estructura que se quiere estudiar.

Figura A.15. Resistencia eléctrica.



Fuente: TALBOT, David, TALBOT, James. Corrosion Science and Technology. CRC, 1998.

La técnica E/R mide el cambio en la resistencia eléctrica (Ohms) de un elemento metálico corroído expuesto al medio ambiente del proceso. La acción de la corrosión en la superficie del elemento produce un decrecimiento en el área de la sección transversal de dicho sensor, lo cual representa un incremento en la resistencia eléctrica. El aumento en esta resistencia puede ser relacionada directamente con la pérdida de metal, y la pérdida de metales función del tiempo es la definición de la tasa de corrosión. Aunque es una técnica que promedia la corrosión en el tiempo, los intervalos entre cada medición pueden ser mucho más cortos que los de los cupones de pérdida de peso. La gráfica a continuación presenta la típica respuesta en el tiempo de las probetas E/R.

A.1.6.3 Resistencia de polarización lineal. La técnica electroquímica, comúnmente referida como la técnica LPR o de Resistencia de Polarización Lineal (figura A.16), es el un método para el monitoreo de la corrosión que permite medir las tazas de corrosión de forma directa, en tiempo real. Aunque está limitado su uso a medios conductivos líquidos, el tiempo de respuesta y la calidad de los datos que aporta esta técnica es claramente superior, donde sea aplicable, frente a todos los otros medios de monitoreo de la corrosión.

La técnica LPR es particularmente útil como un método de rápida identificación de la tasa de corrosión presente y el efecto de las acciones tomadas contra ésta, prolongando así la vida útil de la planta. Esta técnica es utilizada para un máximo efecto, cuando es instalada como un continuo sistema de monitoreo.

Esta técnica ha sido utilizada exitosamente por más de 50 años, en casi todos los tipos de ambientes corrosivos acuosos.

Figura A.16. Resistencia de polarización lineal.



Fuente: TALBOT, David, TALBOT, James. Corrosion Science and Technology. CRC, 1998.

En cuanto al principio de operación tenemos que cuando un electrodo metálico o de aleación es inmerso en un líquido electrolíticamente conductivo con suficiente poder oxidante, éste se empezará a corroer a través de un fenómeno típico electroquímico. Este proceso involucra dos reacciones simultáneas y complementarias. En la zona anódica, el metal molecular empezará a pasar a través de la superficie sólida hacia la solución adyacente, y de esta forma, deja un excedente de electrones en la superficie metálica. El exceso de electrones fluirá a las zonas cercanas adyacentes, designadas como áreas catódicas, las cuales serán oxidadas por los agentes oxidantes del líquido corrosivo.

A.1.6.4 Monitoreo galvánico. La técnica de monitoreo galvánico, también conocida como la técnica de “Amperímetro de Resistencia Cero” o ZRA es otra técnica electroquímica de medición. Con las probetas ZRA, dos electrodos de diferentes aleaciones o metales son expuestos al fluido del proceso.

Cuando son inmersas en la solución, un voltaje natural o diferencial de potencial se presentará entre los electrodos. La corriente generada por este diferencial de potencial refleja la tasa de corrosión que está ocurriendo en el electrodo más activo del par. El monitoreo galvánico es aplicable en casos de corrosión bimetalica, picaduras, corrosión por especies altamente oxigenadas y daños por soldadura.

La medición de la corriente galvánica ha conseguido una amplia gama de aplicaciones en sistemas de inyección de agua, donde las concentraciones de oxígeno disuelto son de consideración. La presencia de oxígeno dentro de dichos sistemas incrementa en gran medida la corriente galvánica y por lo tanto, la tasa de corrosión de los componentes de acero del proceso. Los sistemas de monitoreo galvánico son usados para proveer una indicación del oxígeno que puede estar invadiendo las inyecciones de agua.

A.1.6.5 Ultrasonido. Utiliza energía ultrasónica para medir el espesor de un objeto metálico y visualizar defectos o imperfecciones en el metal. Las ondas ultrasónicas son de la misma naturaleza que una onda ordinaria de sonido, la velocidad de las ondas ultrasónicas depende de las propiedades del medio. Los transductores piezoeléctricos de cuarzo, materiales cristalinos sintéticos o cerámicos son usualmente usados en el trabajo ultrasónico. En inspección ultrasónica, una onda de sonido es generada por un transductor el cual es transmitido a través del líquido de la muestra.

A.2 HERRAMIENTAS EN SUBSUELO

Las herramientas en subsuelo están dirigidas a la adquisición de información relacionada con el avance del frente de combustión.

El estado de las tecnologías de medición ha evolucionado a un nivel en el cual es posible emplear los mismos dispositivos de medición tanto en subsuelo como en superficie.

A.2.1 MEDIDORES DE TEMPERATURA

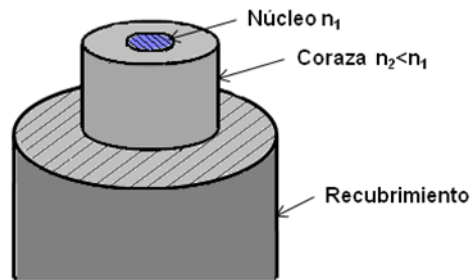
A.2.1.1 Fibra óptica: desde 1970 se ha usado ampliamente para muchos propósitos en la industria de aceite y gas, en aplicaciones como telecomunicaciones, instrumentación y control. El censo de temperatura distribuida es una técnica para medir distribución de temperatura a lo largo de una línea de fibra óptica.

Casi todos los sistemas de procesamiento y control de datos usan señales digitales. La característica distintiva de la fibra óptica es que las señales digitales son pulsos ópticos más que eléctricos. Excepto bajo las condiciones más exageradas, la luz no se ve afectada por campos eléctricos; por consiguiente, es un medio ideal para la transmisión de datos llevando un control automático del proceso. La fibra óptica conduce un haz de luz de manera similar a como un alambre conduce la electricidad. Las leyes físicas son diferentes, pero el resultado es bastante similar. En la figura A.17 se aprecia una típica fibra óptica.

El centro de la fibra se denomina núcleo, el cual es el encargado de conducir la luz; la parte exterior de la fibra se conoce como coraza, el cual mantiene la luz dentro del núcleo; fuera de la coraza está un recubrimiento polimérico el cual protege la fibra óptica proporcionándole mayor resistencia. El núcleo y la coraza tienen diferentes densidades, por consiguiente, cuando la luz pasa desde un material más denso a uno menos denso, la velocidad de la luz cambia el cual se torna en un cambio en la dirección, este efecto se conoce

como refracción. Este cambio en la dirección es función de: 1) la diferencia en la velocidad de la luz en los dos materiales (índice refractivo) y 2) el ángulo en el cual la luz se aproxima a un medio del otro (ángulo de incidencia). A medida que el ángulo de incidencia incrementa, el ángulo de refracción también incrementa hasta que se alcanza el ángulo crítico. En este valor, la luz se refleja de vuelta al medio original y no entra al otro medio del todo.

Figura A.17. Fibra óptica.



Fuente: LIPTÁK, Béla. Process Control and Optimization. Instrument Engineers' Handbook. Cuarta edición, volumen 2, 2006.

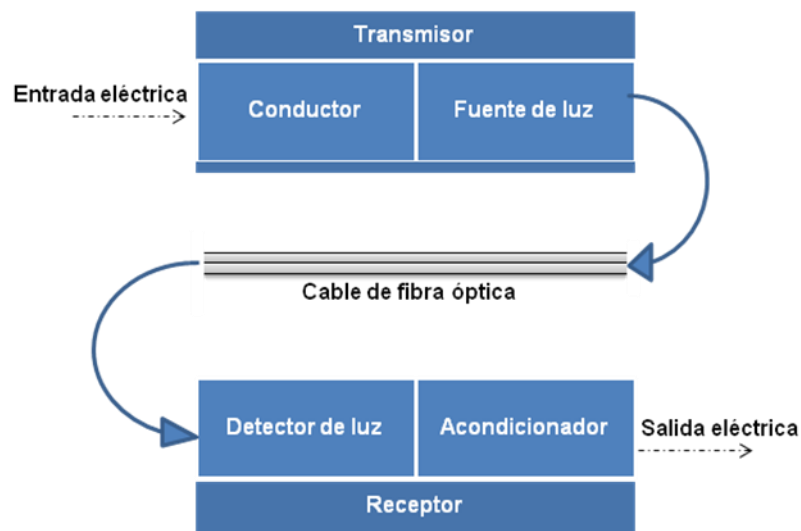
Entendido el principio de funcionamiento, en cuanto al censo de temperatura hay que conocer los componentes del sistema. El sistema de fibra óptica consiste de un transmisor, el cable y un receptor (figura A.18). El sensor asociado con el transmisor de fibra óptica es una sonda de temperatura. El transmisor contiene un conductor y una fuente de luz que convierten las señales variables medidas del proceso en señales de luz. El conductor convierte una señal estándar eléctrica a un pulso digital que modula la luz. Luego los datos se transmiten a través de la fibra óptica encendiendo la luz a señales 1s y apagándolas a señales 0s. Debido a que la comunicación se hace a través de dos maneras, la mayoría de cables se usan en pares con

una carga de señal desde el transmisor hasta el receptor y la otra carga regresa otra señal al transmisor.

El receptor es la interface el cual convierte la señal de luz de vuelta en una señal eléctrica que consiste de un detector de luz y un circuito de acondicionamiento. El convertidor de óptico usualmente es un fotodiodo. El circuito de acondicionamiento inspecciona que cada parte de información es un binario 1 o 0 y amplifica la señal desde el detector de luz, luego la señal binaria se convierte a la forma requerida por el sistema de control.

De esta manera, a medida que el impulso luminoso encuentra características de temperatura a lo largo de la fibra, se analiza el modelo de luz dispersa para ofrecer un perfil de distribución de temperatura en tiempo real. El rango de temperatura que cubre normalmente es de 480 °F a 5500 °F.

Figura A.18. Componentes de un sistema de fibra óptica.



Fuente: LIPTÁK, Béla. Process Control and Optimization. Instrument Engineers' Handbook. Cuarta edición, volumen 2, 2006.

Otro dispositivo que es ampliamente empleado para la medición de temperatura en fondo son las termocuplas. Estos dispositivos fueron descritos en la sección de *Herramientas de superficie*.

A.2.2 MEDIDORES DE PRESIÓN

A.2.2.1 Transductores capacitivos de presión. En un transductor tradicional de tipo capacitivo, un medidor de diafragma se mueve relativo a uno o dos platos fijos. El cambio en capacitancia se detecta por un oscilador o circuito puente. A medida que se aplica presión, la distancia entre los dos platos paralelos varía, puesto que altera la capacitancia eléctrica. Este cambio capacitivo puede amplificarse y usarse para operar dentro de fases, amplitudes o frecuencia moduladas llevadas en el sistema.

Generalmente los transductores capacitivos son de bajo peso y alta resolución y tienen buena respuesta de frecuencia. Algunas limitaciones asociadas al dispositivo son el requerimiento de un condicionamiento sofisticado de señal, algunas sensibilidades a la temperatura y los efectos de vibración.

A.2.2.2 Transductores piezoeléctricos. Cuando ciertos cristales asimétricos son elásticamente deformados a lo largo del eje, un potencial eléctrico producido dentro del cristal causa un flujo de carga eléctrica en el circuito externo. Este suceso se denomina efecto piezoeléctrico, este principio se usa ampliamente en transductores para medir presión dinámica, fuerza y choque o movimiento vibratorio. En un transductor de presión piezoeléctrico, como se muestra en la figura A.19, los elementos de cristal forman una estructura elástica la cual funciona para transferir movimiento

causado por fuerzas dentro de una señal eléctrica proporcional a la presión aplicada. La presión que actúa sobre un diafragma nivelado genera la fuerza.

Figura A.19. Transductor electroneumático.



Fuente: Process/Industrial Instruments and Controls Handbook.

Los transductores piezoeléctricos históricamente han usado dos tipos diferentes de cristales: (1) cristales naturales simples tales como el cuarzo y la turmalina y (2) materiales cerámicos sintéticos policristalinos tales como titanio de bario y zirconato de plomo. Con el desarrollo reciente de cristales artificiales de cuarzo refinado, la distinción anterior ya no es clara.

El cuarzo refinado tiene la ventaja de estar fácilmente disponible y a un precio razonable. La elasticidad y estabilidad casi perfecta comparada con una insensibilidad a la temperatura, hace del cuarzo un elemento transductor ideal.

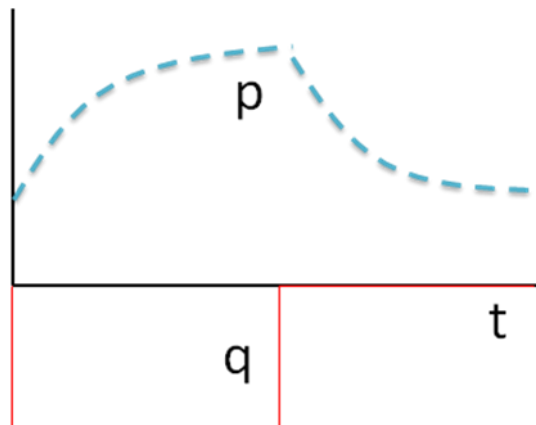
Las ventajas del transductor es que responde muy bien a altas frecuencias (250kHz), son de tamaño pequeño, pero también tiene ciertas desventajas

como la sensibilidad a la temperatura, no se puede hacer mediciones estáticas y se requiere de dispositivos electrónicos especiales.

A.2.2.3 Prueba Falloff. Una prueba Falloff mide la declinación de la presión subsecuente al cierre de un pozo inyector (figura A.20). Esta es conceptualmente idéntica a una prueba de ascenso de presión (PBU).

La interpretación de las pruebas Falloff se hace más difícil si el fluido inyectado es diferente del fluido original del yacimiento.

Figura A.20. Comportamiento de presión en una prueba falloff.



Fuente: HORNE, Roland. Modern Well Test Analysis.

Las pruebas Falloff se llevan a cabo en los pozos de inyección para estimar inyectividad, permeabilidad, daño y presión. De la manera proporcionan valores de transmisibilidad, los cuales son representativos de un área relativamente cercana al pozo. La integración de esta información sirve como

herramienta para determinar la distancia que ha recorrido el frente de combustión desde los pozos de inyección.