

**ALTERNATIVAS PARA LOS PROBLEMAS OPERACIONALES CRÍTICOS
DURANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN
SITU EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA**

**ARIAS NORIEGA ADRIANA MILENA
RODRÍGUEZ BERDUGO CLAUDIA LILIANA**

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

2013

**ALTERNATIVAS PARA LOS PROBLEMAS OPERACIONALES CRÍTICOS
DURANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN
SITU EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA**

**ARIAS NORIEGA ADRIANA MILENA
RODRÍGUEZ BERDUGO CLAUDIA LILIANA**

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

**M.SC. JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE
Director**

**M.SC. HUGO ALEJANDRO GARCÍA DUARTE
Codirector**

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

2013

DEDICATORIA

A Dios Padre Celestial por guiar mi vida por el camino correcto y por no desampararme en aquellos momentos críticos y en los cuales sentía que no podía superar los obstáculos. Por ayudarme a entender que Él nunca nos coloca pruebas que no podamos superar. En general, por todas las bendiciones que ha traído a mi vida, que toda la gloria sea para Él y para la Santísima Virgen María.

A pesar de los cambios que ha venido teniendo la sociedad, puedo afirmar que la mayoría de padres desean un futuro para sus hijos mejor al que ellos tuvieron, y sin lugar a duda mis padres pertenecen a este selecto grupo. Es por ello que este logro está dedicado para ellos, por sus sacrificios, los cuales han sido bastantes, por sus sabios consejos, por su empuje, por enseñarme que el querer es poder, por la buena formación, por la paciencia y apoyo, por creer en mí incluso cuando yo dejaba de hacerlo y por el gran amor que me han dado. A mi hermano por su apoyo y tolerancia, por preocuparse y estar pendiente de mí, por sus consejos, por el cariño y por los sacrificios. Mamá, papá y hermano, ustedes son los seres que más AMO en este mundo y son mi motor y fuerza para levantarme cada día y querer salir adelante, gracias a ustedes soy la persona que soy y doy gracias a Dios por esta familia tan hermosa y maravillosa que me ha dado, realmente no pudo darme mejores padres, ni mejor hermano, sencillamente porque no existen.. LOS AMO CON TODO MI CORAZÓN.

A todos mis familiares por su apoyo , en especial a mi tía Rosmery, por quererme como a una hija y por brindarnos su cariño y colaboración desinteresada, siempre en pro del bienestar de mi familia. Por sus grandes y buenos consejos, por su preocupación y por la ayuda que me ha dado en los momentos más difíciles. Mil gracias tía, la amo y valoro cada uno de los detalles que ha tenido con nosotros.

A mi compañera y mejor amiga Claudia, por toda la paciencia durante la elaboración del proyecto. Por su cariño, comprensión y apoyo. Indudablemente, mejor compañera no pude tener. La adoro demasiado, Dios la bendiga y llene su vida de éxitos y grandes logros.

A Erik Rivera, por compartir sus conocimientos y ayudarme a resolver muchas dudas. Por el apoyo que me ha brindado en todo momento, por su valiosa amistad y por las enseñanzas que han sido parte fundamental en mi vida.

A Leonel Chaparro, por la alegría y felicidad que me transmite en los momentos tensos, por su cariño, por los buenos consejos y por acompañarme en esta etapa.

A Andrés Suca, por sus excelentes consejos, por las palabras de motivación y aliento, por enseñarme a levantarme después de haber tropezado y por el gran cariño.

A Camilo Quiroga, por creer en mí y ser un apoyo durante la realización de este proyecto. Por su hermosa amistad.

A Alejandro Velásquez, por su amistad, por las palabras correctas en el momento exacto y por ser un ejemplo en cuanto a su capacidad de afrontar las dificultades sin que desestabilicen su vida.

A Jesús Plata, por escucharme y por estar dispuesto en todo momento a brindarme su colaboración, amistad y ayuda de una forma desinteresada.

ADRIANA

DEDICATORIA

A Dios por darme la salud y fortaleza para afrontar momentos difíciles y por permitirme compartir con tantas personas que en algún momento han sido mis angelitos de la guarda.

A mi madre, Dora Berdugo, por darme ese amor y comprensión incondicionales, por enseñarme el valor de la unión familiar y por confiar en que podía alcanzar este logro.

A mi padre, Antonio Rodríguez, por enseñarme los principios para dirigirme por el camino correcto y no renunciar ante ninguna adversidad, por demostrarme que cuando las cosas son difíciles es porque valen la pena.

A mis hermanas, Laura y Ángela, por ser mis confidentes, mis aliadas y mis mejores amigas, por estar ahí en los momentos en que necesitaba apoyo o simplemente una sonrisa.

A todos mis amigos que dejaron huellas imborrables y que me ayudaron a crecer como persona, especialmente a Suca, Erik y Alejandro, gracias por compartir conmigo tantas alegrías y tristezas y por hacerme ver la vida desde otra perspectiva.

A Adriana, por ser una compañera excepcional y una persona intachable, gracias por tu comprensión y por hacer de éste trabajo una manera de fortalecer nuestra amistad.

CLAUDIA

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Dios por permitirnos culminar con éxito esta etapa de nuestras vidas ya que sin su ayuda nada de esto sería posible.

A la Universidad Industrial de Santander y la escuela de Ingeniería de Petróleos por permitirnos adquirir los conocimientos necesarios en cada una de las áreas de formación de nuestra carrera.

Al ingeniero Jorge Palma por su gran calidad humana, quien nos orientó de manera constante con sus aportes y observaciones las cuales fueron siempre con el objeto de enriquecer y mejorar este proyecto.

Al ingeniero Hugo García por creer en nosotras, por su confianza, supervisión, colaboración y por el interés en las diferentes etapas para la elaboración de este trabajo.

Al ingeniero Carlos Díaz por su apoyo y recomendaciones durante el desarrollo de esta investigación.

A nuestras familias por ser nuestra mayor motivación para alcanzar esta meta.

Gracias a todas las personas que nos ayudaron directamente e indirectamente en la realización de este proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. COMBUSTIÓN IN SITU	22
1.1 TIPOS DE COMBUSTIÓN IN SITU	24
1.1.1 Combustión convencional.....	24
1.1.1.1 Combustión seca..	25
1.1.1.2 Combustión húmeda.....	26
1.1.2 Combustión en reverso.....	26
1.2 CAMPOS EN LOS CUALES SE HA IMPLEMENTADO EL PROCESO COMBUSTIÓN IN SITU	27
2. PROBLEMAS OPERACIONALES QUE SE PUEDEN PRESENTAR EN UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU	29
2.1 INCRUSTACIONES.....	29
2.2 DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS	31
2.3 ARENAMIENTO.....	31
2.4 EMULSIONES	33
2.5 BAJA INYECTIVIDAD	34
2.6 FALLAS MECÁNICAS	35
2.6.1 Fallas del casing y del tubing.....	35
2.7 PRODUCCIÓN DE H ₂ S Y CO ₂	39
2.8 CORROSIÓN.....	40

2.8.1	Monitoreo de la corrosión.....	41
2.8.1.1	Cupones de corrosión de medición de peso.	41
2.8.1.2	Monitoreo por resistencia eléctrica (ER).	42
2.8.1.3	Monitoreo por resistencia de polarización lineal (LPR).	42
2.9	EROSIÓN	43
2.10	CANALIZACIÓN	44
2.11	MALA CEMENTACIÓN.....	44
2.12	ALTAS TEMPERATURAS	45
2.13	EXPLOSIÓN Y DAÑO EN COMPRESORES	46
2.14	OVERRIDING	46
3.	PROBLEMAS OPERACIONALES Y SUS SOLUCIONES DURANTE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU	47
3.1	BALARIA.....	47
3.2	BALOL	48
3.3	BELLEVUE, LA (GETTY OIL CO.).....	50
3.4	BREA OLINDA, CA (UNION OIL CO. OF CALIFORNIA).....	51
3.5	CARLYLE.....	52
3.6	COUNTESS.....	53
3.7	ESPERSON	55
3.8	FOSTERTON NORTHWEST, SASK. (MOBIL OIL CORP.).....	57
3.9	HOSPAH.....	58
3.10	KYROCK.....	59
3.11	LLOYDMINSTER	60
3.12	MAY- LIBBY, LA (SUN OIL CO.)	61

3.13 MENE GRANDE	62
3.14 MIDWAY SUNSET, CA (CWOD), CALIFORNIA.....	63
3.15 NORTH TISDALE	64
3.16 NORTH WARD - ESTES	65
3.17 PAULS VALLEY.....	66
3.18 ROBINSON, FRY, IL (MARATHON OIL CO.) PENSILVANIA	67
3.19 SCHOONEBEEK, THE NETHERLANDS (SHELL OIL CO.).....	68
3.20 SLOSS, NE (AMOCO PRODUCTION CO.).....	69
3.21 SOUTH HOSPAH	70
3.22 SUPLACU DE BARCAU, RUUMANIA (IFP/ICPPG)	71
3.23 WEST HEIDELBERG	72
3.24 WEST TEXAS (AMOCO PRODUCTION CO.).....	74
3.25 RECOPIACIÓN DE PROBLEMAS OPERACIONALES DEL PROCESO CIS EN VARIOS CAMPOS.....	74
4. SELECCIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES CRÍTICOS EN EL PROCESO CIS POR MEDIO DE ANÁLISIS Y CARACTERIZACIÓN DE RIESGOS	77
4.1 ANÁLISIS DE RIESGOS.....	77
4.1.1 Análisis cualitativo.....	78
4.1.2 Análisis semicuantitativo.....	83
4.1.3 Análisis cuantitativo.	84
4.2 CARACTERIZACIÓN DE RIESGOS	86
4.2.1 Diagrama de espina de pescado.	87
4.2.2 Diagrama causa-efecto integrado	89

4.3 RANGOS DE PROPIEDADES CON MAYOR IMPACTO EN LOS PROBLEMAS OPERACIONALES	93
5. PLANTEAMIENTO DE PROBLEMAS OPERACIONALES CRÍTICOS Y SOLUCIONES EN EL CAMPO DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA POR MEDIO DE ANALOGÍAS	95
5.1 PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN.....	96
5.1.1 Recubrimientos	96
5.1.2 Inhibidores.	98
5.1.3 Protección catódica (CP).	100
5.2 TRATAMIENTO DE EMULSIONES.....	102
5.2.1 Facilidades de tratamiento	102
5.2.1.1 Columnas de coalescencia.	104
5.2.2 Métodos químicos.....	106
5.2.2.1 TFSA. Thin Film Spreading Agents.....	107
5.3 CONTROL DE LA BAJA INYECTIVIDAD	109
5.3.1 Tubería flexible.	109
5.3.2 Acidificación.	110
5.3.3 Tubería en U.	111
CONCLUSIONES	113
RECOMENDACIONES.....	115
BIBLIOGRAFÍA.....	117

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Esquema combustión frontal seca	25
Figura 2. Esquema combustión en reverso	27
Figura 3. Diferencial de presión aplicado en el empaque	37
Figura 4. Pandeo de la tubería.....	38
Figura 5. Efecto de la presión sobre el empaque.....	38
Figura 6. Efecto temperatura en la tubería	39
Figura 7. Esquema del desgaste por erosión	43
Figura 8. Canalización	44
Figura 9. Matriz general de riesgos.....	80
Figura 10. Matriz de riesgos para emulsiones	81
Figura 11. Matriz de riesgos para corrosión.....	81
Figura 12. Matriz de riesgos para baja inyectividad	82
Figura 13. Matriz de riesgos para arenamiento	82
Figura 14. Diagrama de Pareto.....	86
Figura 15. Diagrama de espina de pescado	88
Figura 16. Diagrama causa-efecto integrado de temperatura.....	89

Figura 17. Diagrama causa-efecto integrado de profundidad	90
Figura 18. Diagrama causa-efecto integrado de presión	90
Figura 19. Diagrama causa-efecto integrado de tipo de combustión	91
Figura 20. Diagrama causa-efecto integrado general	92
Figura 21. Recubrimiento tubería.....	97
Figura 22. Protección catódica con ánodos de sacrificio	100
Figura 23. Columna de coalescencia.....	105
Figura 24. Mecanismo de acción TFSA	108
Figura 25. Tubería en U	112

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Proyectos de combustión in situ	28
Tabla 2. Propiedades del campo Balaria	47
Tabla 3. Propiedades del campo Balol	49
Tabla 4. Propiedades del campo Bellevue.....	50
Tabla 5. Propiedades del campo Brea Olinda.....	51
Tabla 6. Propiedades del campo Carlyle	52
Tabla 7. Propiedades del campo Countess	53
Tabla 8. Propiedades del campo Esperson	55
Tabla 9. Propiedades del campo Fosterton Northwest	57
Tabla 10. Propiedades del campo Hospah	58
Tabla 11. Propiedades del campo Kyrock	59
Tabla 12. Propiedades del campo Lloydminster	60
Tabla 13. Propiedades del campo May- Libby	61
Tabla 14. Propiedades del campo Mene Grande.....	62
Tabla 15. Propiedades del campo Midway Sunset	63
Tabla 16. Propiedades del campo North Tisdale	64

Tabla 17. Propiedades del campo North Ward - Estes	65
Tabla 18. Propiedades del campo Pauls Valley	66
Tabla 19. Propiedades del campo Robinson, Fry	67
Tabla 20. Propiedades del campo Schoonebeek.....	68
Tabla 21. Propiedades del campo Sloss.....	69
Tabla 22. Propiedades del campo South Hospah.....	71
Tabla 23. Propiedades del campo Suplacu de Barcau	72
Tabla 24. Propiedades del campo West Heidelberg	72
Tabla 25. Propiedades del campo West Texas.....	74
Tabla 26. Problemas operacionales presentados en algunos campos	75
Tabla 27. Probabilidad ocurrencia problemas.....	79
Tabla 28. Análisis semicuantitativo	83
Tabla 29. Datos diagrama Pareto	85
Tabla 30. Emulsiones	93
Tabla 31. Corrosión	93
Tabla 32. Baja inyectividad	94
Tabla 33. Arenamiento.....	94
Tabla 34. Propiedades del campo colombiano	95

RESUMEN

TÍTULO: ALTERNATIVAS PARA LOS PROBLEMAS OPERACIONALES CRÍTICOS DURANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA*

AUTORES: ADRIANA MILENA ARIAS NORIEGA**
CLAUDIA LILIANA RODRÍGUEZ BERDUGO**

PALABRAS CLAVES: Combustión in situ, problemas operacionales, corrosión, emulsiones, baja inyectividad, acciones correctivas.

DESCRIPCIÓN:

El proceso de combustión in situ es un método de recuperación térmica que consiste en inyectar aire o en algunas ocasiones aire alternado con agua en el yacimiento y por medio de la quema de una porción de crudo formar un frente de combustión que facilite el desplazamiento del petróleo. Dicho método produce alteraciones en las propiedades tanto de la roca como del fluido, las cuales junto con los parámetros operacionales determinan el éxito del proyecto basado en la cantidad de hidrocarburo recuperado y la eficiencia térmica del aire. Sin embargo, las variaciones de estas características pueden contribuir a la generación de problemas operacionales que afectan directamente la productividad del campo.

Por medio de la revisión bibliográfica se seleccionaron los campos donde se presentaron problemas operacionales y haciendo uso del análisis y caracterización de riesgos, se establecieron los problemas más críticos junto con las propiedades que tienen mayor incidencia en su formación para así crear intervalos en los cuales se pueden presentar dichos inconvenientes. Finalmente, se realiza una comparación de los datos del campo con los rangos definidos y se deduce que en la aplicación del piloto probablemente ocurra corrosión, emulsiones y baja inyectividad para los cuales se sugieren varias acciones correctivas.

* Proyecto de grado.

**Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Jorge Mario Palma Bustamante. Codirector: M.Sc. Hugo Alejandro García Duarte.

ABSTRACT

TITLE: ALTERNATIVES FOR CRITICAL OPERATIONAL PROBLEMS DURING THE IMPLEMENTATION OF A IN SITU COMBUSTION PROCESS IN A HEAVY OIL FIELD IN COLOMBIA*

AUTHORS: ADRIANA MILENA ARIAS NORIEGA**
CLAUDIA LILIANA RODRÍGUEZ BERDUGO**

KEYWORDS: In situ combustion, operational problems, corrosion, emulsions, low injectivity, corrective actions.

DESCRIPTION:

The in situ combustion process is a thermal recovery method that consists in the injection of air or in some cases air alternated with water in the reservoir; through the burning of a portion of oil, it forms a combustion front which facilitates the displacement of crude oil. This method produces changes in the rock and fluids properties, which together with the operational parameters determine the success of the project, based in the quantity of recovered oil and the thermal efficiency of the air. Nevertheless the variations of these characteristics can contribute to the generation of operational problems that affect directly the field's productivity.

By mean of the literature review, they were selected the fields where operational problems were displayed. Using the characterization and the analysis of risk, the most critical problems were set and the properties which have the highest incidence in their formation as well; in order to create intervals in which these inconveniences could occur. Finally, it was done a comparison between the field data with the defined range and it was deduced that in the implementation of the pilot project, probably corrosion, emulsions and low injectivity will be present and because of it, many corrective actions were suggested.

* Graduate Project.

** Physico-Chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. Jorge Mario Palma Bustamante. Codirector: M.Sc. Hugo Alejandro García Duarte.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad se ha asumido la búsqueda de nuevas y mejores tecnologías que permitan la extracción de crudo pesado, el cual representa la mayor parte de las reservas de petróleo del mundo; además debido a su baja gravedad API (10°-21,9°) y alta densidad hace que su recuperación sea más difícil y costosa. Es por ello que para su extracción se hace uso de prácticas que se basan en el cambio de las propiedades ya sea de la roca o del fluido que se denominan EOR, por sus siglas en inglés, Enhanced Oil Recovery.

Algunos procesos EOR han sido implementados en el país tales como inyecciones cíclicas de vapor, inyección de surfactantes y polímeros y pilotos de inyección cíclica de CO₂. Sin embargo menos del 1% de la producción de crudo en Colombia proviene de métodos EOR,³ porcentaje que se quiere incrementar para tener una mayor producción de crudo y con ello mejorar el factor de recobro. Por esta razón se está implementando un piloto de Combustión In situ en el país.

Este proceso consiste en inyectar aire o aire enriquecido con oxígeno y mediante la ignición generar un frente de combustión donde las fracciones más pesadas del hidrocarburo (coque) son usadas como combustible, para así originar un aumento de temperatura en el yacimiento el cual disminuye la viscosidad del crudo, mejorando su movilidad y de esta manera incrementar la producción. Durante el proceso de selección del campo donde será implementado un piloto de combustión in situ se debe tener en cuenta tanto las propiedades de la roca y del fluido, así como los parámetros operacionales, ya que estos pueden contribuir a la generación de problemas.

Con este proyecto se busca un acercamiento a las diferentes problemáticas que tienen probabilidad de ocurrencia en la aplicación de un proceso de combustión in

³ MAYA, Gustavo, et al. Estatus de la recuperación mejorada de petróleo en Colombia. [en línea]. Disponible en <http://www.oilproduction.net/cms/files/eor_ecopetrol.pdf>

situ a través de una mirada global de los campos donde se ha desarrollado esta tecnología. Así mismo, se establecen los rangos de las propiedades que contribuyen de manera significativa a la formación de problemas críticos, los cuales sirven como base y guía durante la ejecución de cualquier proyecto de inyección de aire. Además, se desarrolla una analogía entre los rangos planteados y las propiedades del campo colombiano con el objetivo de identificar los problemas que pueden ocurrir y de esta forma plantear sus métodos de mitigación.

1. COMBUSTIÓN IN SITU

La combustión in situ es un método de recobro térmico que permite aumentar la cantidad de hidrocarburo pesado recuperado de los yacimientos de petróleo. Este método consiste en la inyección de aire o un gas rico en oxígeno en la formación para aumentar la temperatura del yacimiento. El oxígeno reacciona con el crudo generando calor, monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrocarburos oxigenados y agua. Una vez el gas que ha sido inyectado entra en contacto con el hidrocarburo del yacimiento se genera una serie de reacciones de oxidación, las cuales han sido clasificadas en tres grupos dependiendo del rango de temperatura:

- Reacciones de adición (LTO, Low Temperature Oxidation). Son reacciones heterogéneas que ocurren por debajo de los 400°F. Generan agua e hidrocarburos parcialmente oxigenados tales como ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes e hidroperóxidos. Por tal razón estas reacciones también se conocen como reacciones de adición de oxígeno al crudo. Al ocurrir estas reacciones, la viscosidad del fluido aumenta y se produce recobro de fluido en las zonas de craqueo térmico y destilación.
- Reacciones a temperatura intermedia o de pirólisis. Debido al incremento de la temperatura, el aceite sufre craqueo o descomposición química, en tres etapas: deshidrogenación, craqueo y condensación. Estas reacciones son importantes porque en ellas ocurre la depositación del coque o combustible.
- Reacciones de rompimiento (HTO, High Temperature Oxidation). En éstas se consume el combustible y generalmente ocurren a temperaturas por encima de los 650°F. Son reacciones heterogéneas con consumo total de oxígeno y sus productos son óxidos carbónicos y agua. Debido a la cantidad de calor producido, este régimen es óptimo para un proceso de combustión, pues se tendrá propagación del frente más estable.

La combustión es iniciada mediante la ignición del combustible (coque). Ésta puede ser espontánea o artificial. La ignición espontánea ocurre de forma natural al aumentar la temperatura y por efectos de la presión de inyección de aire, se inicia la combustión. El factor determinante para que se presente ignición espontánea es la composición del crudo que se tenga en el yacimiento. Para generar combustión por medio de la ignición artificial se requiere, ya sea, calentadores eléctricos de fondo de pozo, quemadores de gas de fondo de pozo, calentadores catalíticos, inyección de fluidos calientes y métodos químicos.

Bajo condiciones de estado estacionario las diversas zonas formadas en el yacimiento durante el proceso de combustión in situ son las siguientes:

- Zona quemada. Es el volumen poroso ya quemado. Esta zona se encuentra llena de aire y algunos residuos orgánicos no quemados. Es posible que tenga algunas alteraciones minerales debidas a las altas temperaturas a las que ha estado sometida.
- Zona de combustión. Es donde se consume el oxígeno del aire inyectado durante la combustión del coque depositado sobre superficies de los granos de roca y el vapor es uno de los productos formados. En esta región se presenta la temperatura más alta del proceso, varía de 600 a 1200°F.
- Zona de coque. Los compuestos livianos, presentes en el crudo, se vaporizan debido a las altas temperaturas que se alcanzan en la anterior zona (combustión) y los compuestos pesados sufren craqueo térmico.
- Zona de condensación. El hidrocarburo que había sido liberado, empieza a condensarse, lo cual hace que la viscosidad del crudo se reduzca y por ende aumente su desplazamiento.
- Zona de agua. La temperatura en esta sección del yacimiento es menor que la temperatura de saturación. Este banco de agua se encuentra delante del banco de vapor y presenta una saturación de agua mayor a la saturación inicial.

- Zona de aceite. En esta región se ubica la mayor cantidad de aceite desplazado.
- Zona inalterada. Última zona. El yacimiento no ha sufrido cambios en sus propiedades, quizás un moderado aumento en la saturación del gas debido a los gases que se generaron durante la combustión⁴.

1.1 TIPOS DE COMBUSTIÓN IN SITU

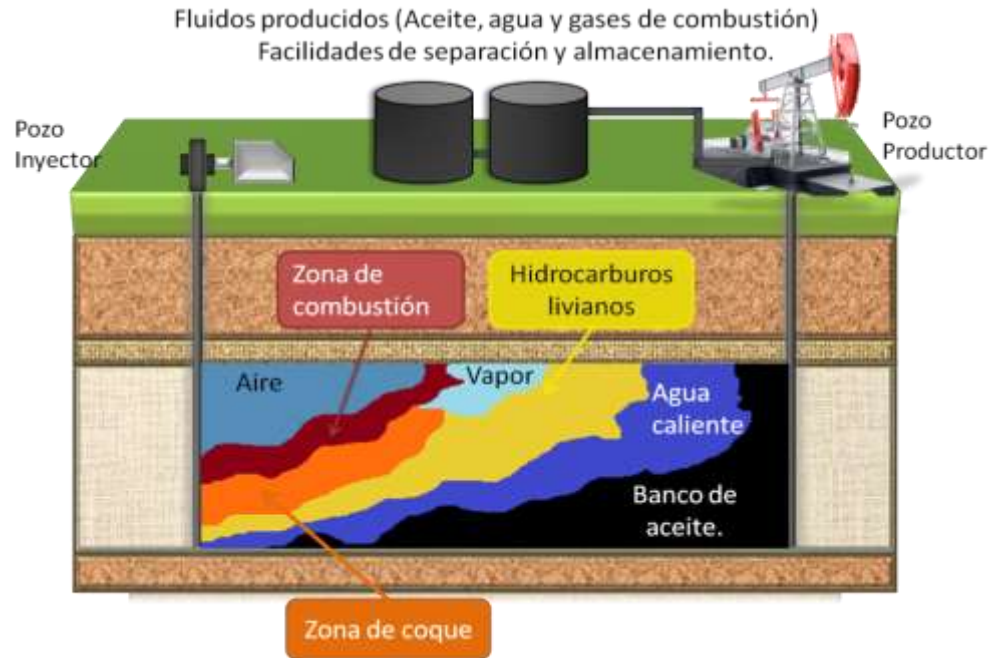
Los procesos de Combustión In Situ se clasifican dependiendo de la dirección del frente de propagación en relación al flujo de aire en combustión convencional y combustión en reversa.

1.1.1 Combustión convencional. También conocida como “forward combustion” o combustión frontal, en la cual el frente de combustión avanza en la misma dirección del aire (figura 1). Dependiendo del fluido inyectado se puede tener dos clases de combustión frontal, la combustión seca, en la cual sólo se inyecta aire, y la combustión húmeda, en la cual, además de aire se inyecta agua al yacimiento⁵.

⁴ PALMA, Jorge. Procedimiento para el ajuste de variables involucradas en procesos de combustión in situ. Trabajo de grado magister en Ingeniería, Área de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2011, p. 28.

⁵ PALACIO, Carlos. Evaluación de yacimientos prospectos para la implementación de procesos de combustión in situ mediante analogías. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2010. p. 3.

Figura 1. Esquema combustión frontal seca



Fuente. Tomado y modificado de: PALACIO OLIVARES, Carlos Andrés. Evaluación de yacimientos prospectos para la implementación de procesos de combustión in situ mediante analogías.

1.1.1.1 Combustión seca. En este proceso se inyecta aire o aire enriquecido con oxígeno por un corto periodo y luego, si las condiciones son favorables para generar un frente de combustión, el aceite en la formación es encendido, ya sea por calentadores eléctricos, quemadores a gas o inyección de un agente generador de llama. En algunos casos ocurre autoignición en el yacimiento, cuando éste posee aceite suficientemente reactivo y su temperatura es mayor de 180°F.

Los principales mecanismos de empuje que actúan en estos procesos son: empuje por gas, desplazamiento miscible, vaporización y condensación⁶.

⁶ ALVARADO, Douglas y BANZÉR, Carlos. Recuperación térmica de petróleo. Re-editado y corregido por Dr. Adafel C. Rincón Mora. Caracas, 2002 p. 8.

1.1.1.2 Combustión húmeda. Se destaca porque se tiene una inyección simultánea o alternada de agua con el aire, con lo cual se busca aprovechar las propiedades como capacidad calorífica y calor latente de vaporización del agua, para lograr una mayor transferencia de energía al hidrocarburo y aumentar el desplazamiento de aceite hacia el pozo productor. La relación entre el agua y el aire inyectado está relacionada con la velocidad del frente y el comportamiento del desplazamiento. Dependiendo de la proporción aire – agua, la combustión húmeda se clasifica en incompleta, normal y superhúmeda.

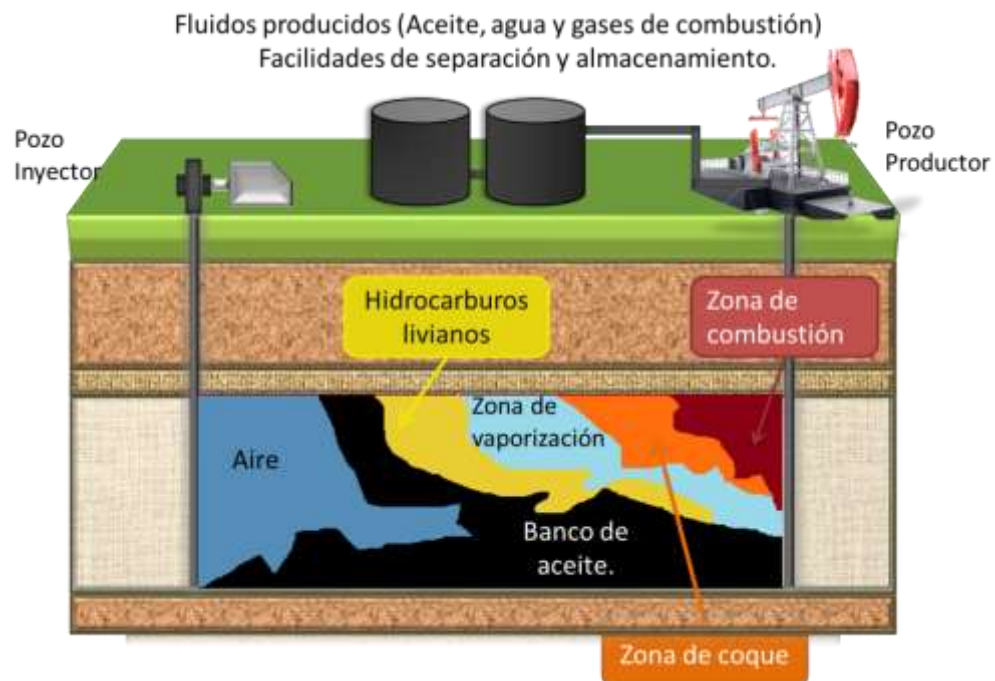
- Combustión húmeda incompleta. Sucede a bajas tasas. Cuando el agua se mueve hacia el frente de combustión se convierte en vapor sobrecalentado. En este caso, el agua inyectada no recobra la totalidad del calor de la zona quemada.
- Combustión húmeda normal. El agua inyectada recuperará todo el calor de la zona quemada.
- Combustión superhúmeda. A mayores proporciones, la máxima temperatura del frente de combustión declina. Esta temperatura se ve influenciada en gran parte por la presión de operación⁷.

1.1.2 Combustión en reverso. En este tipo de proceso de combustión in situ el frente de combustión se genera en el pozo productor con el fin de eliminar el problema de falta de desplazamiento por el banco de aceite frío en las zonas cercanas al pozo, mientras que desde el pozo inyector se conduce aire a la formación. El frente avanza en sentido de la mayor concentración de oxígeno, entre tanto el aceite es desplazado por drenaje gravitacional y por empuje por gas a través de la zona caliente, llegando finalmente a la producción. Es llamada combustión en reverso porque el frente de combustión se mueve en dirección contraria al flujo de aire, ver figura 2.

⁷ SARATHI, Parta. In situ combustion handbook – principles and practices. Oklahoma, 1999. p. 33.

Este proceso tiene limitaciones económicas dado que se necesita en el pozo productor un revestimiento capaz de soportar altas temperaturas y corrosión, además de la necesidad del uso de mayor cantidad de oxígeno para el frente comparado con la combustión frontal.

Figura 2. Esquema combustión en reverso



Fuente. Tomado y modificado de: PALACIO OLIVARES, Carlos Andrés. Evaluación de yacimientos prospectos para la implementación de procesos de combustión in situ mediante analogías.

1.2 CAMPOS EN LOS CUALES SE HA IMPLEMENTADO EL PROCESO COMBUSTIÓN IN SITU⁸

En la tabla 1 se presentan algunos de los campos en los cuales se ha desarrollado el proceso de combustión in situ.

⁸ CHU, Chieh. State of the art review of fireflood field projects. SPE 9772-PA. Enero 1982. En: Onepetro [base de datos en línea].

Tabla 1. Proyectos de combustión in situ

Campo, localización (operador)	Año inicio	Combustión seca o húmeda
Balaria, Romania (IFP/ICPPG)	1975	Seca
Brea-Olinda, California (Union Oil Co. de California)	1972	Seca
Bellevue, Louisiana (Getty Oil Co.)	1963	Seca, Húmeda
Bellevue, Louisiana (Cities Service Co.)	1971	Seca, Húmeda
Bellevue Bodcau, Louisiana. (Cities Service Co./U.S. DOE)	1976	Húmeda
East Tia Juana, Venezuela (Shell Oil Co.)	1966	Húmeda
East, Venezuela (Mene Grande)	1960	Seca
Fosterton Northwest, Sask. (Mobil Oil Corp.)	1970	Seca
Glen Hummel, TX (Sun Oil Co.)	1968	Seca
Gloriana, TX (Sun Oil Co.)	1969	Seca
Heidelberg, MI (Gulf Oil Corp.)	1971	Seca
May-Libby, LA (Sun Oil Corp.)	1966	Húmeda
Midway Sunset, California (CWOD)	1972	Seca
Midway Sunset, California (Mobil Oil Corp.)	1960	Seca
Miga, Venezuela (Gulf Oil Corp.)	1964	Seca
North Tisdale, WY (Continental Oil Co.)	1959	Seca
Robinson Fry, Illinois (Marathon Oil Co.)	1961	Seca
Schoonebeek, The Netherlands (Shell Oil Co.)	1962	Húmeda
Silverdale, Alta (General Crude Oil Co.)	1977	Húmeda
Sloss, NE (Amoco Production Co.)	1963	Húmeda
South Belridge, California (General Petroleum Corp.)	1956	Seca
South Belridge, California (Mobil Oil Corp.)	1964	Seca
Suplacu de Barcau, Romania (IFP/ICPPG)	1964	Seca,Húmeda
Trix Liz, TX (Sun Oil Co.)	1968	Seca
West Newport, California (General Crude Oil Co.)	1958	Seca

2. PROBLEMAS OPERACIONALES QUE SE PUEDEN PRESENTAR EN UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU

En un proceso de combustión in situ, como en cualquier otro método de extracción de petróleo, es posible que se presenten problemas debido a los cambios que se generan tanto en la matriz como en los fluidos del yacimiento. Es necesario determinar cuáles son las situaciones que pueden afectar la eficiencia del proceso tanto en superficie como en subsuelo.

2.1 INCRUSTACIONES⁹

El punto de partida para la formación de las incrustaciones puede ser un cambio de temperatura o de presión, la liberación de gas, una modificación del pH o el contacto con agua incompatible. Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución.

Existen tres hechos que ocurren normalmente en la producción de hidrocarburos y que están asociados con el proceso de combustión in situ, los cuales dan lugar a la aparición de incrustaciones.

- Mezclas incompatibles. La mezcla de aguas incompatibles provenientes de la inyección cuando se tiene un proceso húmedo y el agua de la formación puede provocar el desarrollo de incrustaciones. La mezcla de estos fluidos en la matriz cercana al pozo generalmente produce nuevos fluidos con concentraciones combinadas de iones que superan los límites de solubilidad de los sulfatos. El sulfato de calcio $[\text{CaSO}_4]$ se desarrolla en formaciones de calcáreos, mientras que el sulfato de bario $[\text{BaSO}_4]$ y el sulfato de estroncio $[\text{SrSO}_4]$ se encuentran en formaciones de areniscas.

⁹ CRABTREE, Mike, et al. La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. En: Schlumberger [en línea]. <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pdf> [citado en 1999].

- Autosedimentación. El fluido de un yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción. Si estos cambios modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral, éste precipita en forma de incrustaciones minerales.

Las incrustaciones de sulfatos y carbonatos pueden precipitar como resultado de cambios de presión ocurridos dentro del pozo o en cualquier restricción en el fondo.

Otro problema serio se presenta cuando precipitan residuos de carbonatos a partir de los fluidos producidos que contienen gases ácidos. La disminución de la presión durante la producción libera gases del fluido, cuyo pH aumenta y provoca el depósito de residuos minerales. Los residuos carbónicos se pueden encontrar desde la matriz cercana al pozo, a lo largo de la tubería y dentro del equipamiento de superficie, dado que la presión y la temperatura del agua producida cambian continuamente.

- Liberación de gases de combustión (CO₂). El agua que contiene CO₂ se vuelve ácida y disuelve la calcita que se encuentra en la formación. Las subsiguientes caídas de presión que se producen en la formación alrededor de un pozo en producción, pueden provocar que el CO₂ se separe de la solución y se precipiten residuos de carbonatos en las perforaciones y en los poros de la formación próximos al pozo. La formación de incrustaciones minerales en el ambiente que rodea al pozo provoca una caída adicional de la presión y aún más precipitaciones.

Las incrustaciones se pueden desarrollar en las zonas cercanas al pozo afectando de esta manera la porosidad y la permeabilidad de la formación, además se debe tener en cuenta que estos depósitos pueden causar baja productividad e inyectividad.

2.2 DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS

Son sólidos friables, de color oscuro depositados de un crudo debido a la adición de un exceso de n-pentano. Los asfaltenos también juegan un papel importante para el flujo de fluidos: no sólo incrementan la viscosidad y la densidad de los fluidos sino que estabilizan las emulsiones agua-petróleo. Además son conocidos por los problemas que ocasionan como depósitos de sólidos que obstruyen el flujo, debido a que pueden acumularse en muchos lugares a lo largo del sistema de producción, desde el interior de la formación hasta las bombas, la tubería de producción, los cabezales de los pozos, las válvulas de seguridad, las líneas de flujo y las instalaciones de superficie.

Durante la producción de petróleo por medio de combustión in situ, se generan variaciones en las propiedades de los fluidos tales como cambios en presión, temperatura y composición, los cuales pueden causar la precipitación de asfaltenos. Dado que los componentes livianos del crudo se encargan de estabilizar los asfaltenos, la vaporización de estos componentes debido al aumento de la temperatura genera depósitos, los cuales afectan la permeabilidad y la porosidad del yacimiento¹⁰.

2.3 ARENAMIENTO

El arenamiento se puede presentar en cualquier etapa de la vida productiva de un pozo y se debe a la falla mecánica de la roca que está asociada con la resistencia y el esfuerzo efectivo ejercido sobre la formación. Este término se usa generalmente para la producción de pequeñas o grandes cantidades de sólidos junto con el fluido del yacimiento. Generalmente se presenta en areniscas poco profundas, no consolidadas o muy friables. Los granos de arena sueltos son

¹⁰ CREEK, Jefferson, et al. Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. En: Schlumberger [en línea]. <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/aut_07/p22_43.pdf> [citado en 2007].

movilizados ante ciertos niveles de caída de presión, velocidades y viscosidades de fluido; una vez producidas en el interior del pozo, estas partículas pueden provocar estragos aguas abajo.

Durante la implementación del proceso de combustión in situ, este problema se debe principalmente a las siguientes causas:

- El aumento de temperatura del yacimiento debilita el material cementante, lo cual ocasiona pérdida de la resistencia de la matriz y a su vez producción de arena. Además el incremento de temperatura puede ocasionar desprendimiento y/o colapso del casing.
- El incremento de las tasas de flujo debido a la implementación del método de recobro, aumentan las fuerzas de arrastre del fluido y por tanto, se tiende a la producción de una cantidad mayor de sólidos¹¹.

La excesiva producción de sólidos puede generar los siguientes inconvenientes:

- Restricción de la tasa de producción. A medida que aumenta el tiempo de producción se incrementa también la cantidad de arena que se deposita en el fondo del pozo, lo cual puede generar una restricción del flujo de fluidos hacia el pozo productor.
- Necesidad de reemplazo de equipos debido a erosión. La erosión ocasionada por la producción de arena—arenamiento—daña los tubulares de fondo de pozo, las líneas de conducción y otras instalaciones¹².

¹¹ GONZÁLEZ, Deisy. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección cíclica de vapor mediante analogías. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2005, p. 67.

¹² ANDERSEN, Greg, et al. Métodos prácticos de manejo de la producción de arena. En: Schlumberger [en línea]. <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/sum04/p10_29.pdf> [citado en 2004].

2.4 EMULSIONES

Las emulsiones se generan cuando existen dos líquidos inmiscibles, la presencia de un agente emulsificante y suficiente energía para formar la emulsión y son generadas en todos los procesos de extracción de crudo. Cuando hay presencia de partículas de arena o corrosión el problema tiende a empeorar. Las emulsiones pueden clasificarse de diversas formas. Algunas de las más comunes se presentan sencillamente como dicotomías (dos opciones), entre las que se destacan la fase continua de la emulsión (petróleo en agua ó agua en petróleo), el grado de estabilidad (inestables y estables) o la dificultad inherente para romperlas (flojas y apretadas)¹³.

En un proceso de combustión in situ se producen emulsiones muy estables agua/aceite¹⁴, los factores que contribuyen a los problemas de emulsificación durante la producción por combustión in situ son:

- La oxidación a baja temperatura que precede el inicio de un frente de combustión añade a la actividad superficial componentes del crudo formadores de película. La oxidación del crudo disminuye la tensión interfacial lo cual puede contribuir a la estabilidad de la emulsión.
- El dióxido de carbono generado por la combustión puede causar precipitación o el crecimiento de coloides de asfaltenos y resinas en el crudo.
- Los hidrocarburos oxidados, resinas enlazadas a arcilla y limo y el proceso de transporte de estos emulsificantes con el flujo de aceite dentro del pozo.
- Los sulfuros de hierro son producidos como productos de corrosión los cuales estabilizan las emulsiones agua en aceite.

¹³ PINEDA, César. Guía laboratorio de fluidos. Identificación y tratamiento químico de emulsiones. Bucaramanga, 2009, p. 4.

¹⁴ F.M. Mourits y S. Coulombe. Separation and Characterization of surfactants present in emulsions produced in Thermal recovery processes. SPE SS-89-24. 25-27 Septiembre 1989. En: Onepetro [base de datos en línea].

- El vapor condensado adelante del frente de combustión en la formación o en las facilidades de producción puede ser estabilizado en gotas micrónicas y submicrónicas por los agentes emulsificantes presentes o generados en el aceite. La ausencia de sales solubles en el agua puede ayudar a estabilizar la película interfacial.
- Los ácidos generados en la combustión forman emulsificantes por la reacción con el crudo.
- El incremento de la energía en flujo turbulento, liberación de gas de los líquidos, crean emulsiones las cuales son estabilizadas por la multitud de agentes emulsificantes formados en el proceso de combustión.

Es necesario un tratamiento químico especial para romper las emulsiones en facilidades estándar de tratamiento. Sin tratamiento químico, las emulsiones pasarán a través de un tratador térmico o un tanque de lavado a temperaturas muy elevadas con un pequeño cambio en el corte de agua.

A medida que la temperatura del fondo de pozo se incrementa con la producción, disminuye el porcentaje de aceite oxidado, la entrada de sólidos en los fluidos producidos y la estabilidad de la emulsión también se reduce, la adición razonable de químico y el proceso en las facilidades de tratamiento provee aceite comercial¹⁵.

2.5 BAJA INYECTIVIDAD

La inyectividad es un indicativo diario de la cantidad de fluido que recibe la formación a una determinada presión de operación. Está directamente relacionada

² BERTNESS, T.A. Thermal recovery: Principles and practices of oil treatment. SPE 1266. 1965. En: Onepetro [base de datos en línea].

con la permeabilidad y la porosidad, y es inversamente proporcional a la viscosidad de los fluidos presentes en el medio poroso. La mayoría de los efectos negativos que se pueden presentar tienen que ver con pérdidas de inyectividad, principalmente por disminución de la porosidad de la roca almacén al obturarse los poros. Pueden producirse colmataciones debido a la presencia de finos procedentes de la perforación o el arrastre de finos de la propia formación¹⁶.

La presencia de depósitos orgánicos e inorgánicos, contribuyen a la disminución de la inyectividad en el yacimiento, por tanto se deben tener en cuenta los cambios de presión, temperatura y pH durante la aplicación del proceso de recobro que se está implementando, y la compatibilidad del agua presente en la formación, el agua condensada y el agua de inyección (en caso de tener una combustión húmeda).

2.6 FALLAS MECÁNICAS

Los cambios térmicos a los que son sometidos los yacimientos donde es aplicado el proceso de combustión in situ, pueden cambiar algunas propiedades que afectan directamente los equipos tanto del subsuelo como de superficie.

2.6.1 Fallas del casing y del tubing. Debido a las altas temperaturas a las que se somete el cemento, éste sufre pérdida de resistencia y se generan cambios como espacios vacíos entre la formación y el cemento, lo cual a su vez permite el movimiento libre del casing y se puede causar pandeo o colapso de la tubería.

La mayoría de este tipo de fallas se presenta en pozos que han sido reacondicionados para el proceso de recuperación, ya que en su diseño inicial no se tuvieron en cuenta los aspectos necesarios en cuanto a cemento, grado de

¹⁶ BERRETEAGA, Ana, et al. Manual de buenas prácticas. Inyección profunda de rechazos de desalación. [En línea]. <http://www.consolider-tragua.com/documentos/mbp_inyeccion_profunda_rechazos_desalacion.pdf>

tubería de revestimiento y producción para soportar los esfuerzos de compresión y tensión debidos a las altas temperaturas.

Los procesos térmicos pueden tener varias repercusiones en la tubería tanto de revestimiento como de producción, como son: encorvamiento, erosión, tensión, corrosión y derretimiento.

Los cambios en la tubería suceden principalmente debido a que se encuentra fija en los dos extremos y los cambios de temperatura generan un esfuerzo de tensión térmica. Cuando este esfuerzo supera el límite elástico (punto de resistencia Yield strenght) sucede un alargamiento del casing. Durante el proceso de enfriamiento, esta deformación no es reversible dado que la estructura del acero cambia mientras cede¹⁷.

Las variaciones de presión y temperatura generadas por el proceso térmico que está siendo implementado, estiran o acortan la tubería de producción en un pozo de petróleo, pero en el caso de que esté la tubería anclada a un empaque se produce peso o tensión sobre éste. Existen cuatro diferentes efectos que son originados por estos cambios de longitud y fuerza, la combinación de estos da el efecto total sobre la instalación del empaque.

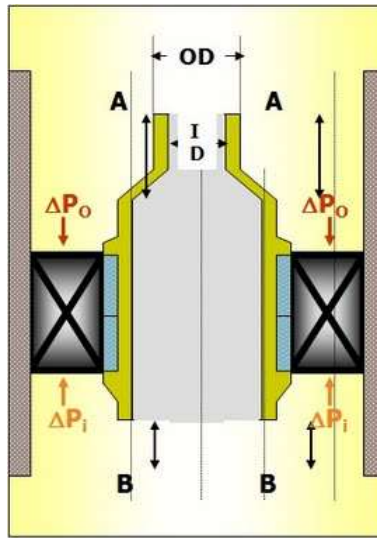
Estos cuatro efectos son:

- Efecto pistón. Al cambiar las presiones en el tubing y/o anular se produce una fuerza resultante que actúa sobre el empaque, hacia arriba o hacia abajo. La consideración se debe realizar cuando el empaque está asentado y la relación tubing–empaque está balanceada. El elastómero debe tener una excelente resistencia a la extrusión si hay un gran diferencial de presión sobre el sello como el indicado en la figura 3. La extrusión es la causa más común de falla en sellos de alta presión a altas temperaturas. La resistencia a la extrusión de un sello puede incrementarse mediante el aumento de su dureza¹⁸.

¹⁷ GONZÁLEZ, Op. cit., p.75.

¹⁸ Causes of Packer seal failure. En: Wipertrip [En línea]. <<http://www.wipertrip.com/completion/operations/77-causes-of-packer-seal-failure.html>>

Figura 3. Diferencial de presión aplicado en el empaque



Fuente. PETROBLOGGER. Efectos producidos sobre los packer por presión y temperatura [en línea] <http://www.ingenieriadepetroleo.com/2011/07/efectos-producidos-sobre-los-packer-por.html> [citado el 30 de Julio de 2011].

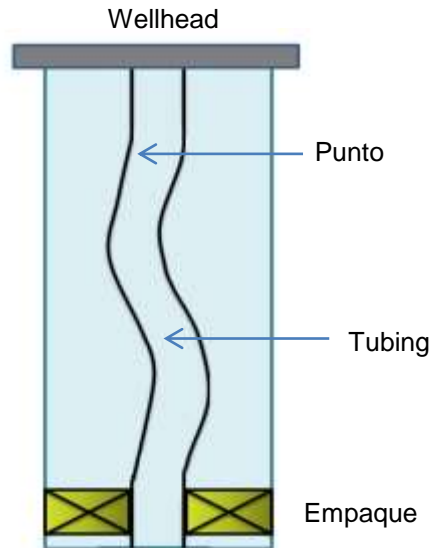
- Efecto pandeo. La capacidad de la tubería para resistir el pandeo depende de sus dimensiones, propiedades del material y el perfil del pozo¹⁹. Este efecto es causado por la distribución de dos fuerzas, una de ellas ubicada al final de la tubería y la otra a lo largo de las paredes de ésta.

La tubería que se encuentra en el piso de la torre se encorva por su propio peso, la primera fuerza mencionada se parece a esto; y la otra fuerza se debe a la diferencia de presión entre el interior y exterior del tubing. Como se puede observar en la figura 4, en definitiva el pandeo es el encorvamiento de la tubería²⁰.

¹⁹ Casing and tubing buckling. [En línea]. < http://petrowiki.spe.org/Casing_and_tubing_buckling>

²⁰ OSORIO, Rafael. Efectos producidos sobre los packers por presión y temperatura. En: Petroblogger [En línea]. <<http://www.ingenieriadepetroleo.com/2011/07/efectos-producidos-sobre-los-packer-por.html>>

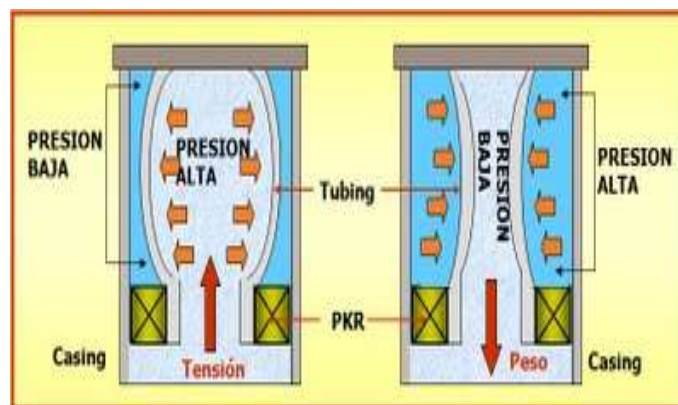
Figura 4. Pandeo de la tubería



Fuente. Los autores.

- Efecto de la presión. Como se puede apreciar en la figura 5, los cambios de presión causan problemas de ensanchamiento (cuando la presión del tubing es mayor a la del anular) ó disminución del diámetro del tubing, cuando la presión del anular aumenta.

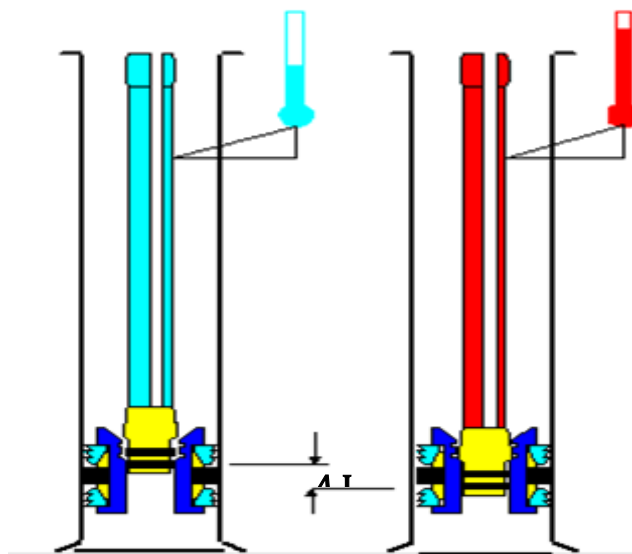
Figura 5. Efecto de la presión sobre el empaque



Fuente. PETROBLOGGER. Efectos producidos sobre los packer por presión y temperatura [en línea] <http://www.ingenieriadepetroleo.com/2011/07/efectos-producidos-sobre-los-packer-por.html> [citado el 30 de Julio de 2011].

- Efecto temperatura. Los cambios en la temperatura del fluido que circula por la tubería pueden ocasionar ya sea elongación, si el fluido aumenta de temperatura o disminución en la longitud de la tubería, si ocurre el caso contrario. En la figura 6 se ilustra el efecto de la temperatura en la longitud de la tubería.

Figura 6. Efecto temperatura en la tubería



Fuente. PETROBLOGGER. Efectos producidos sobre los packer por presión y temperatura [en línea] <http://www.ingenieriadepetroleo.com/2011/07/efectos-producidos-sobre-los-packer-por.html> [citado el 30 de Julio de 2011].

2.7 PRODUCCIÓN DE H₂S Y CO₂

Otro aspecto perjudicial de los ambientes operativos de alta temperatura es la corrosión acelerada producida por los fluidos de fondo de pozo. A presiones y temperaturas elevadas, como es el caso del proceso de combustión in situ, el ácido sulfhídrico [H₂S], el dióxido de carbono [CO₂] y ciertos productos químicos utilizados en tratamientos de pozos pueden dañar los sellos, permitiendo el ingreso de fluidos dañinos que atacan los componentes críticos del motor²¹.

²¹ BATES, Ron, et al. Examinando los pozos productores: Supervisión de los sistemas ESP. En: Schlumberger [en línea]. < http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/aut04/03_esp_surveillance.pdf > [citado en 2004].

El gas libre presente en la formación puede contener constituyentes corrosivos — tales como el H₂S y el CO₂— los cuales pueden provenir de forma innata, ser inducidos por bacterias, o generados debido a la combustión, y estos mismos constituyentes pueden disolverse en el agua de formación. Los pozos que producen dichos fluidos en concentraciones que exceden ciertos límites requieren tuberías de revestimiento con formulaciones metalúrgicas especiales resistentes a la corrosión, o tratamientos con químicos inhibidores de la corrosión. Por otro lado, las líneas de conducción y las instalaciones de superficie deben tener la capacidad para manipular el agua producida junto con sus gases²².

2.8 CORROSIÓN

Suele referirse al ataque destructivo que sufre un material, generalmente metálico, por reacción química o electroquímica con su medio ambiente (atmósfera, suelo, agua, etc.). El efecto de la corrosión es una alteración de las propiedades de los materiales afectados, que puede venir acompañada de una pérdida de material²³.

En el proceso de combustión in situ, la corrosión puede ser generada por las altas temperaturas en el fondo del pozo, por el oxígeno que llega al pozo productor debido a una combustión incompleta o por canalización del mismo ocasionando problemas en los equipos de producción, por la cantidad de gases producidos (CO₂ y H₂S) disueltos en el agua, por el tipo de combustión, por ejemplo, la inyección simultánea de aire y agua dentro de la zona quemada causan problemas de corrosión en el pozo inyector. De igual forma, los productos de algunas reacciones de oxidación contribuyen a la generación del problema.

Generalmente este problema se combate mediante el uso de inhibidores de corrosión o recubrimientos.

²² ABDOU, medhat, et al. Valor del agua de formación. En: Schlumberger [en línea]. <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/spr11/03_valor.pdf> [citado en 2011].

²³ GÓMEZ DE LEÓN, Félix C. y ALCARAZ, Diego J. Manual básico de corrosión para ingenieros. Murcia, 2004, p. 13.

2.8.1 Monitoreo de la corrosión²⁴. El monitoreo es la medición, control y prevención de la corrosión que 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 qué tan corrosivo es el ambiente del sistema y a que tasa o rapidez se experimenta la pérdida de metal..

Existe un gran número de técnicas para el monitoreo de la corrosión entre las cuales están:

2.8.1.1 Cupones de corrosión de medición de peso. Esta técnica se basa en la exposición por un tiempo determinado de una muestra (cupón) del mismo material de la estructura supervisada, en el mismo ambiente corrosivo al que la estructura está expuesta. La medición obtenida de los cupones al analizarse es la pérdida de peso que ocurre en la muestra durante el período de tiempo al que ha sido expuesto, expresada como tasa de corrosión. Esta técnica es extremadamente versátil, debido a que los cupones de pérdida de peso pueden ser fabricados en cualquier aleación comercial disponible.

Las ventajas de los cupones de pérdida de espesor son:

- La técnica es aplicable a todos los ambientes (gases, líquidos y flujos con partículas sólidas).
- Puede realizarse inspección visual.
- Los depósitos de incrustación pueden ser observados y analizados.
- La pérdida de peso puede ser fácilmente determinada y la tasa de corrosión puede ser fácilmente calculada.
- La corrosión localizada puede ser identificada y medida.

²⁴ ALABAMA SPECIALTY PRODUCTS, Inc. Introducción al monitoreo de corrosión [en línea]. <[http://www.alspi.com/Spanish/corrosion%20monitoring%20\(spanish\).pdf](http://www.alspi.com/Spanish/corrosion%20monitoring%20(spanish).pdf)>

- La eficiencia de los inhibidores pueden ser fácilmente determinada.

2.8.1.2 Monitoreo por resistencia eléctrica (ER). Las probetas de resistencia eléctrica (ER) pueden ser consideradas como cupones de corrosión “electrónicos”. Al igual que los cupones, las probetas ER proveen una medición de la pérdida de metal de un elemento expuesto a un ambiente corrosivo, pero a diferencia de los cupones, la magnitud de la pérdida de metal puede ser medido en cualquier momento, a la frecuencia que sea requerida, mientras la probeta se encuentre in situ y permanentemente expuesto a las condiciones del proceso.

Las probetas ER tienen todas las ventajas del cupón, pero adicionalmente:

- Son aplicables en todos los ambientes de trabajo, líquidos, gaseosos, sólidos, flujos con partículas sólidas.
- La tasa de corrosión puede ser obtenida de forma directa.
- La probeta se puede mantener instalada y conectada en línea hasta que su vida operacional haya sido agotada.
- Responde de forma rápida a los cambios en las condiciones corrosivas, y puede ser utilizado como disparador de alarmas.

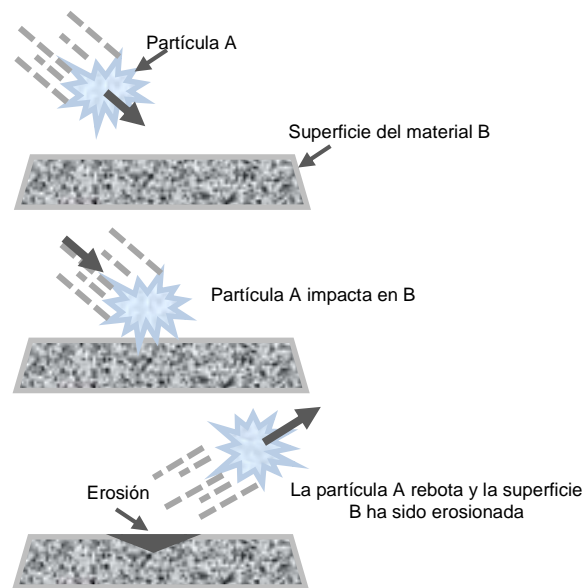
2.8.1.3 Monitoreo por resistencia de polarización lineal (LPR). Un pequeño voltaje (o potencial de polarización) es aplicado a un electrodo en solución. La corriente necesitada para mantener una tensión (típicamente 10mV) es directamente proporcional a la corrosión en la superficie del electrodo sumergido en la solución. Por medio de la medición de la corriente, la tasa de corrosión puede ser deducida. La ventaja de la técnica LPR es que la medición de la tasa de corrosión es hecha instantáneamente. Esta es una herramienta más poderosa que las probetas ER o los cupones cuando la medición fundamental no es la pérdida de metal sino la tasa de corrosión, y cuando no se desea esperar por un período de exposición para determinarla. La desventaja de la técnica LPR es que esta sólo

puede ser ejecutada exitosamente en medios acuosos electrolíticos. Las probetas LPR no funcionan en gases o emulsiones de agua/crudo, en donde los electrodos puedan asentarse como depósitos o impurezas que les impidan actuar debidamente.

2.9 EROSIÓN²⁵

La erosión es el proceso de desgaste mecánico ocasionado por el impacto de partículas sólidas en la superficie de un material (figura 7) lo que determina la capacidad del mismo para resistir los esfuerzos de corte a los que es sometido cuando entra en contacto brusco con ellas. El impacto constante de partículas contra la superficie crea un daño localizado permanente y conlleva a la remoción de material por distintos mecanismos, principalmente deformaciones micromecánicas y fractura, o la combinación de ambos.

Figura 7. Esquema del desgaste por erosión



Fuente. MACHUCA MARTÍNEZ, J.A.; ZÚÑIGA LIÑAN, A. y PEÑA BALLESTEROS, D. Evaluación de la resistencia a la erosión de un acero AISI SAE 1020 en un sistema multifásico. En: IÓN. Junio, 2008. vol. 21, no.1, p. 63-70.

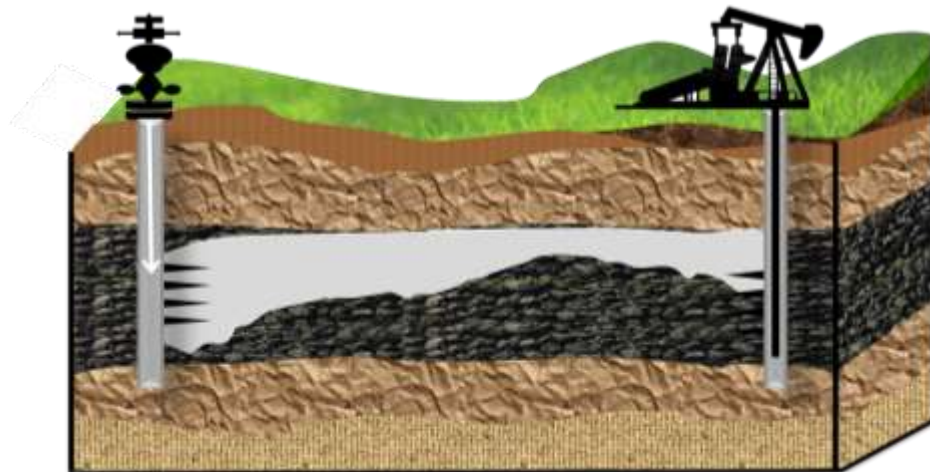
²⁵ MACHUCA MARTÍNEZ, J.A.; ZÚÑIGA LIÑAN, A. y PEÑA BALLESTEROS, D. Evaluación de la resistencia a la erosión de un acero AISI SAE 1020 en un sistema multifásico. En: IÓN. Junio, 2008. vol. 21, no.1, p. 63-70.

La erosión en el proceso de combustión in situ se presenta por varios factores entre los cuales está el aumento de arena y solidos producidos debido al incremento del corte de agua, donde la mayor concentración de partículas se encargan de incrementar la velocidad de erosión. Los trabajos básicos para solucionar los problemas debidos a la erosión, podrían requerir reducción de la temperatura por lo menos en la zona más cercana al pozo.

2.10 CANALIZACIÓN

Se presenta cuando el fluido que se está inyectando encuentra caminos preferenciales por donde fluir, específicamente por zonas de mayor permeabilidad lo cual trae como consecuencia una irrupción temprana en los pozos productores (figura 8). Dicha canalización hace que la inyección sea menos eficiente debido a que existe una pobre eficiencia de barrido areal.

Figura 8. Canalización



Fuente. Autores

2.11 MALA CEMENTACIÓN

El objetivo principal de la cementación de pozos petroleros es proporcionar la lechada de cemento necesaria para que una vez solidificada se forme una barrera

que permita lograr el aislamiento zonal. El éxito de la cementación es muy importante pues una falla en ella, además de no aislar las diferentes formaciones, puede afectar la producción futura del pozo y requerir costosas y difíciles operaciones de reparación. Además una mala cementación puede generar la migración de gas u otros fluidos presentes en la formación. La falla en aislar las zonas productoras puede causar los siguientes problemas:

- Tratamientos de estimulación no efectivos.
- Evaluación incorrecta del yacimiento.
- Flujo de fluidos indeseables por el anular.
- Bombeo excesivo de fluidos.
- Acumulación de gas en el anular.
- Problemas futuros de corrosión²⁶.

Generalmente el proceso de combustión in situ es aplicado cuando otros procesos de recuperación de petróleo no han dado los resultados esperados, es por ello que al someter al pozo a altas temperaturas se genera pérdida de la resistencia del cemento debido a que no se utilizaron los aditivos para las condiciones del proceso, lo cual provoca fallas en el casing y tubing.

2.12 ALTAS TEMPERATURAS

Las altas temperaturas alcanzadas en un proceso in situ (superiores a 300 °F), generan un debilitamiento de la formación ocasionando arrastre de finos, los cuales obstruyen el espacio anular. De igual forma se presenta falla y disminución de la vida útil de los equipos de subsuelo y superficie, corrosión en los pozos y en

²⁶ MARTÍNEZ, Geilhy. Evaluación de materiales cementantes para pozos de petróleo y/o gas con propiedades antimigratorias de gas. Trabajo de grado Ingeniero Químico. Caracas: Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2002, p. 21.

las facilidades de producción, pérdidas de producción, e incluso se puede presentar explosiones.

2.13 EXPLOSIÓN Y DAÑO EN COMPRESORES

El óptimo funcionamiento de los compresores se puede ver afectado debido a las altas temperaturas, altas vibraciones y al exceso de ruido lo cual genera condiciones desfavorables para el sistema. Generalmente, la ocurrencia de estas fallas es por la larga vida operativa de los equipos y la falta de mantenimiento.

2.14 OVERRIDING²⁷

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 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 haya quemado suficiente volumen de hidrocarburo, para que el fluido delante del frente de combustión llene los espacios que contienen gas.

²⁷ REYES, Yorleth y MÉNDEZ, Gilberto. Metodología integrada para el monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de combustión in situ. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2009, p. 61.

3. PROBLEMAS OPERACIONALES Y SUS SOLUCIONES DURANTE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU

A continuación se presentan varios campos donde se ha aplicado el proceso de combustión in situ, destacando los problemas operacionales que se han generado durante su desarrollo y las soluciones aplicadas.

3.1 BALARIA

Es un yacimiento de crudo pesado y viscoso ubicado en Rumania, el cual fue descubierto en 1960. El proceso de combustión in situ fue iniciado en 1975.

Tabla 2. Propiedades del campo Balaria

Propiedad	
Profundidad, [ft]	2625
Espesor neto de las arenas, [ft]	9,84 – 49,21
Permeabilidad, [mD]	506
Porosidad, [%]	30
Temperatura del yacimiento, [°F]	113-118
Gravedad del aceite, [°API]	19

Fuente. GADELLE, Claude, et al. Heavy-oil recovery by in-situ combustion- two field cases in Rumania. SPE 8905-PA. Noviembre, 1981. [En: Onepetro](#) [base de datos en línea].

- Existencia de discontinuidades en el frente de combustión.

Control de propagación del frente de combustión.

1. Disminuir la salida del gas por estrangulamiento y eventualmente por el cierre de los pozos de producción.
2. Estimulación de pozos por inyección de vapor.
3. Creación de un frente de propagación perpendicular al principal en la zona donde el frente de combustión no sigue un lavado completo.
4. Combinación de inyección de agua y aire.

La mayoría de los pozos mostraron producción fluida después del calentamiento del crudo debido a la llegada de los frentes de combustión, donde la temperatura de los fluidos producidos algunas veces alcanzaba más de 80 °C (176°F).

- A medida que el crudo se enfriaba, se emulsionó y causó problemas de bombas, los cuales fueron resueltos por la inyección de desemulsificantes apropiados dentro del pozo.
- Comparación con un campo cercano. Muchos problemas pueden ser resueltos basados en la experiencia ganada en otros campos. Uno de ellos es la importancia de que la zona en la vecindad inmediata del pozo (inyector o productor), debe ser conservada en una muy buena comunicación con el bore hole. Esto se traduce en la necesidad de workover frecuente en los pozos para controlar emulsiones e invasión de arenas, para limpiar depósitos de coque, procesos de acidificación y otros tratamientos, y para estimulación con vapor.

Otro problema encontrado en el yacimiento somero de Suplacu de Barcau es la formación de algunos cráteres en el techo de la estructura en la zona quemada donde el 5% del total de aire inyectado se perdía. Esta dificultad se intenta solucionar por la cementación de viejos pozos, y por perforación especial de pozos en el área de los cráteres para recolectar todos los gases escapados para su control²⁸.

3.2 BALOL

Descubierto en 1968. ONGC (Oil and Natural Gas Corporation Limited) inicia las pruebas para el piloto del proceso de combustión in situ en Marzo de 1990 en el campo de petróleo pesado Balol, ubicado en el norte de Gujarat, India.

²⁸ CARCOANA, Aurel. Enhanced oil recovery in Rumania. SPE 10699-MS. 4-7 Abril, 1982 En: Onepetro [base de datos en línea].

Tabla 3. Propiedades del campo Balol

Propiedad	
Profundidad, [ft]	3340
Espesor neto de arenas, [ft]	9 - 50
Permeabilidad, [mD]	8000
Porosidad, [%]	28
Temperatura del yacimiento, [°F]	158
Gravedad del aceite, [°API]	15,6
Viscosidad del aceite, [cP]	100 - 150
Saturación de aceite al inicio del proceso, [%]	70
Tipo de formación	Arena no consolidada

Fuente. ROYCHAUDHURY, S. Extension of in- situ combustion process from pilot to semi-commercial stage in heavy oil field of Balol. 37547-MS. 10-12 Febrero, 1997. EN: Onepetro [base de datos en línea].

Los principales problemas encontrados durante la operación del piloto fueron:

- Daño en un pozo de observación.
- Avance del calor en IC5
- Generación de H₂S
- Arenamiento en los inyectores.
- El pozo de observación fue dañado por la irrupción temprana del frente de combustión después de cuatro meses del inicio de la ignición. Se hicieron intentos para convertir este pozo a un pozo inyector de agua pero no tuvo éxito. Subsecuentemente, el pozo fue cementado y abandonado.
- Fue observada el aumento en la temperatura de la cabeza del pozo IC-5. Para proteger la integridad del pozo, se efectuó circulación frecuente de agua. Luego el pozo fue convertido en un pozo inyector de agua.
- Debido a la presencia de materia carbonácea que contiene componentes de azufre, se observó la generación de H₂S en el área del piloto desde la fase seca de la combustión. Como resultado la inyección de aire fue bajada, y dos pozos productores fueron cerrados para reducir el manejo de este gas en superficie.
- Los pozos IC1 e IC17 tuvieron que ser trabajados de dos a tres veces para restaurar inyectividad de aire/agua debido al influjo de arena. El quemado-apagado en la arena no consolidada detrás del frente de combustión causa influjo

de arena en la inyección generando problemas de inyektividad. El influjo de arena puede ser a backflow del pozo por el mal funcionamiento de una válvula de no retorno de inyección aire a agua o viceversa. Es decir cualquier retraso en la alternación de aire a agua o viceversa puede causar influjo de arena.

Han sido encontrados problemas de seguridad a lo largo de la operación del proyecto.

3.3 BELLEVUE, LA (GETTY OIL CO.)

Descubierto en 1921, el campo Bellevue produjo alrededor del 5% de petróleo durante la producción primaria. El campo está ubicado unos dieciocho kilómetros al noreste de Shreveport en Bossier Parish, Louisiana, E.U. El proceso de combustión in situ fue implementado en el campo en 1963.

Tabla 4. Propiedades del campo Bellevue

Propiedad	
Profundidad, [ft]	300 a 420
Permeabilidad, [mD]	540 a 1100
Porosidad, [%]	34 a 39
Temperatura del yacimiento, [°F]	75
Gravedad del aceite, [°API]	19,5
Viscosidad del aceite a la temp. de formación, [cP]	675
Saturación de aceite al inicio del proceso promedio, [%]	52
Aceite en sitio al inicio del proceso, [STB]	35'000.000
Características de la arena	No consolidada

Fuente. LONG, Ralph y NUAR, Mark. A study of Getty Oil Co.'s successful in- situ combustion project in the Bellevue field. SPE 10708-MS. 4-7 Abril 1982. En: Onepetro [base de datos en línea].

- Las arenas extremadamente no consolidadas producen problemas. La abrasión causada por las arena se empeora por las partículas de coque.

- La formación de emulsiones ha sido el principal problema operacional. Una parte del petróleo es producido desde el casing en forma de niebla o espuma. Este aceite es una emulsión apretada y contiene partículas sólidas. Se inyectan rompedores de emulsiones a través del tubing hasta el fondo del pozo. El aceite es tratado también en los tanques de producción y en los tratadores térmicos.
- Los problemas de corrosión fueron generados por la edad de la tubería, la temperatura de fondo de pozo y la cantidad de gases producidos. La corrosión es combatida por medio de la inyección de un tratador con agua fría en el tubing de los pozos productores.

3.4 BREA OLINDA, CA (UNION OIL CO. OF CALIFORNIA)

El descubrimiento del pozo en Brea Olinda se completó alrededor del año 1884, ubicado en California, E.U. La inyección de aire se inició en 1972.

Tabla 5. Propiedades del campo Brea Olinda

Propiedad	
Profundidad, [ft]	3400-3700
Intervalo productor bruto, [ft]	200
Permeabilidad, [mD]	300
Porosidad, [%]	29
Temperatura del yacimiento, [°F]	135
Gravedad del aceite, [°API]	22
Viscosidad del aceite a 135°F, [cP]	20
Saturación de Aceite al inicio del proceso	50%
Producción primaria, [Bbl/acre-ft]	445
Aceite en sitio al inicio del proceso, [Bbl/acre-ft]	1155

Fuente. SHOWALTER, W.E. y MACLEAN, M. Fireflood at Brea- Olinda field, Orange County, California. SPE 4763-MS. 22-24 Abril 1974. [En](#): Onepetro [base de datos en línea].

- La baja inyectividad en este pozo se presenta principalmente debido a las reacciones de oxidación presentes en el pozo inyector, y el óxido de hierro es el causante del taponamiento. Su presencia causa turbulencia en el aire, además,

cierres del compresor o ajustes de la tasa de inyección parecen causar taponamiento. En este pozo se realizaron primero siete tratamientos con ácido que funcionaron por algún tiempo pero luego el pozo inyector se taponó más rápido que antes. Una técnica diferente se usó, la tubería en U, la cual consistió en inyectar el aire por el casing y hacerlo subir por el tubing.

3.5 CARLYLE

Ubicado a tres kilómetros al norte de Iola, Kansas, E.U. Fue descubierto en los años 90, con la mayor parte de su desarrollo inicial en el periodo de 1919 a 1925.

El proceso de combustión in situ inició en 1963.

Tabla 6. Propiedades del campo Carlyle

Propiedad	
Profundidad, tope de formación, [ft]	860
Espesor neto de arenas, [ft]	35
Porosidad, [%]	25,3
Temperatura del yacimiento, [°F]	74
Gravedad del aceite, [°API]	19,5
Viscosidad del aceite a 74°F, [cP]	700 [cP]
Saturación de aceite al inicio del proceso, [%]	68
Aceite in place, [Bbl/acre ft]	1350
Saturación de agua, [%]	27

Fuente. L. P., Elkins, et al. Experimental fireflood – Carlyle Field, Kansas. SPE 5014-MS. 6-9 Octubre 1974. En: Onepetro [base de datos en línea].

- Unos pocos pozos han producido emulsiones. Un total de diez pozos fueron tratados con varios solventes y químicos para eliminar los “bloques de emulsión”. Estos tratamientos incluyeron combinaciones de solventes aromáticos de crudo de refinería, desémulsificantes apropiados, lodo ácido, reductores de tensión superficial, etc.

- La temperatura se incrementó hasta más de 400°F y el pozo fue cerrado. Enfriarlo con agua no ayudó demasiado, así que veinticinco sacos de cemento fueron bombeados dentro del pozo en un intento de taponar completamente la posible irrupción del frente de calor en el fondo. El pozo volvió a producción con tasas de 30 a 40 BoPD y con un WOR igual a 2. Este bajo WOR era una emulsión muy difícil de tratar y el pozo debió ser cerrado hasta que fueran instaladas facilidades adicionales²⁹.

3.6 COUNTESS

Ubicado en Alberta, Canadá. Este campo fue descubierto en 1965. La inyección de aire fue iniciada en 1983.

Tabla 7. Propiedades del campo Countess

Propiedad	
Profundidad, tope de formación, [ft]	3543
Espesor neto de arenas, [ft]	19,6 – 26,2
Permeabilidad, [mD]	800 – 2000
Porosidad, [%]	23
Gravedad del aceite, [°API]	28
Viscosidad del aceite a punto de burbuja, [cP]	5,8
Saturación de Aceite al inicio del proceso, [%]	50

Fuente. METWALLY, M. Recovery Mechanisms: Fireflooding a high- gravity crude in a waterflooded sandstone reservoir, Countess Field, Alberta. SPE 21536-MS. 7-8 Febrero 1991. En: Onepetro [base de datos en línea].

Los principales problemas encontrados pueden ser resumidos como sigue:

- Operación en la mitad de una inyección de agua activa. El esquema de waterflood alrededor causa un gradiente de presión a través del piloto el cual resulta en una zona quemada asimétrica. Para aliviar esto, se sostuvo una

²⁹ SMITH, Maurice W. Simultaneous underground combustion and water injection in the Carlyle Pool, Iola Field, Kansas. SPE 1170-PA. Enero 1966. En: Onepetro [base de datos en línea].

contrapresión en algunos pozos para estimular el movimiento de aire en otras direcciones, resultando en pérdidas de producción por largos periodos.

- Corrosión. El rápido pitting y en general el ataque a los componentes de acero desnudo de carbono en el pozo productor por la emulsión producida resultó en un frecuente reemplazo de tubería, líneas de flujo y bombas. La peor corrosión ocurrió en aquellos pozos donde se estaban produciendo oxígeno y altos cortes de agua. La corrosión más severa ocurrió dentro de la tubería de producción en la región superior a la bomba de fondo. Una rápida corrosión fue también experimentada en las líneas de flujo de superficie, particularmente en los codos donde el flujo de fluidos colisiona en el lado de mayor diámetro del codo. La inhibición downhole por bombeo y recirculación fueron tratados sin éxito para el control de la corrosión de los pozos productores. Un recubrimiento plástico se aplicó en el interior de la tubería y las líneas de flujo para controlar la corrosión.

- Inyectividad alternada aire /agua. Algunos intentos de continuar la inyección alternada agua/aire en el piloto, los cuales incluían la inyección de varios tamaños de baches de agua fueron hechos. Continuó incrementándose la presión de inyección de aire seguido de la inyección de cada bache de agua. Se encontró que la inyectividad del aire puede ser recuperada por acidificación. Se piensa que la declinación de inyectividad observada es principalmente debida a un taponamiento parcial del yacimiento alrededor del wellbore por material particulado.

- Alta concentración de oxígeno en el gas producido en las últimas etapas de la combustión. Éste es debido principalmente por el paso del frente de combustión en áreas donde el flujo de aire no es suficiente para sostener una combustión eficiente. El cierre de la inyección de aire por cortos periodos ha sido establecido para ayudar en el control de oxígeno.

- Problemas de escamas de barita. Los altos niveles de bario en el agua de inyección del waterflood y las aguas de formación contribuyeron a problemas de escamas de barita. Los patrones de inundación son tales que los pozos productores de combustión in situ simultáneamente producen salmuera alta en bario como también salmuera de combustión con alto sulfato. La mezcla de estas

salmueras incompatibles conduce a la precipitación de sulfato de bario en el wellbore y en áreas cercanas a él. Las bajas presiones tienden a promover la precipitación de escamas y es por ello, que en áreas de caída de presión, se bloquean las tuberías. Dado que el sulfato de bario es radiactivo, se deben tomar medidas de seguridad para su manejo³⁰.

3.7 ESPERSON

El campo Esperson situado en Liberty County, Texas, 32 millas al noreste de Houston, fue descubierto en 1929.

La combustión in situ se ha utilizado desde 1984 como proceso de recuperación térmica.

Tabla 8. Propiedades del campo Esperson

Propiedad	
Profundidad, tope de formación, [ft]	2700
Espesor neto de arenas, [ft]	21 - 45
Permeabilidad, [mD]	300 - 1200
Porosidad, [%]	31
Gravedad del aceite, [°API]	21
Temperatura del yacimiento, [°F]	125
Viscosidad del aceite a 125 [°F], [cP]	90
Saturación de Aceite al inicio del proceso, [%]	36

Fuente. PEBDANI, F. N., et al. Enhanced oil recovery by wet in- situ oxygen combustion: Esperson Dome field. Liberty County, Texas. SPE 18072-MS. 2-5 Octubre 1988. En: Onepetro [base de datos en línea].

Se presentaron varios problemas durante los cuatro años de operación del piloto. Estos son discutidos de forma individual a continuación.

³⁰ TZANCO, E.T. Combustion performance in the Countess project. SPE 28604-MS. 25-28 Septiembre 1994. En: Onepetro [base de datos en línea].

- Emulsiones. Normalmente, los fluidos producidos surgen como una emulsión de agua en aceite llevada en una fase de agua libre. La producción del área del piloto era típica respecto a ello. Al poco tiempo del inicio de la inyección de oxígeno, los fluidos producidos empezaron a exhibir una emulsión apretada. El problema fue agravado por finos de arena, carbón y partículas asfálticas vinculados a la emulsión. Varios tratamientos químicos, adicionales al tratamiento térmico normal, fueron exitosos en el tratamiento de la emulsión.
- Corrosión del equipo de la cara del pozo. Temprano en el piloto ocurrió una falla en el equipo de fondo de producción inducida por la corrosión. Las tasas de corrosión ascendentes en los pozos productores fueron detectadas por el oxígeno libre el casing head en la corriente de gas. Anterior a la producción de oxígeno, las medidas de tasa de corrosión eran bajas; sin embargo, las tasas de 100 mpy eran comunes después de la producción de oxígeno. El problema de corrosión fue finalmente rectificado con un tratamiento químico bajado por el anular a través de un tubing de 1/4". La circulación de un inhibidor retardó la tasa de corrosión n orden de magnitud, a un nivel aceptable. Aunque la corrosión adicional indujo a fallas, su frecuencia no le puso obstáculos a la operación del proyecto.
- Falla del pozo inyector. En abril de 1986, el sistema de monitoreo indicó que el pozo de inyección de oxígeno había desarrollado una fuga en la tubería. La inyección fue discontinuada y el pozo se purgó con nitrógeno por semanas para prepararlo para un trabajo remedial. Durante el workover, un daño irreparable en el casing fue descubierto debajo del empaque. Un sidetrack fue perforado para regresar el pozo a servicio.
- El tubing estaba severamente corroído a una profundidad de 1300 ft, y sin corrosión debajo de ésta. El pozo de inyección tenía el anular lleno de agua. La presión en el anular era menor que la presión del tubing a profundidades menores que 1300 ft. El trabajo remedial fue completado y la inyección de oxígeno se reanudó en octubre de 1986. Para evitar los efectos perjudiciales de la corrosión de oxígeno, un cambio especializado de diseño fue hecho para reparar el inyector. En lugar del agua, nitrógeno sobrepresurizado fue usado en el anular. Éste

asegura un gradiente de presión todo el tiempo hacia el tubing previniendo así la fuga de oxígeno dentro del anular. El nuevo diseño fue probado exitosamente y permitió la continuación de la inyección de oxígeno hasta el término del proyecto.

- Fallas del pozo productor. Durante el piloto, se presentó en los pozos productores fallas por colapso de casing, por lo cual se necesitó perforar nuevos pozos. Cuatro nuevos pozos fueron perforados.

3.8 FOSTERTON NORTHWEST, SASK. (MOBIL OIL CORP.)

Ubicado en Saskatchewan, Canadá, fue descubierto en 1954. La inyección de aire fue iniciada en 1970.

Tabla 9. Propiedades del campo Fosterton Northwest

Propiedad	
Área, [acres]	257
Profundidad, [ft]	3100
Volumen neto, [acre-ft]	7110
Espesor neto, [ft]	27,7
Permeabilidad, [mD]	958
Porosidad, [%]	28,8
Temperatura inicial del yacimiento, [°F]	125
Gravedad del aceite, [°API]	23,6
Viscosidad del aceite, [cP]	13,5
Saturación de agua intersticial, [%]	19
Presión original del yacimiento, [Psia]	1336,7
Presión de burbuja, [Psia]	260,7
Factor volumétrico inicial, [rb/STB]	1,035
Solubilidad, [SCF/B]	31
Original OIP, [STB]	12'432.500
Original OIP, [STB/acre-ft]	1748,6
Tipo de arena	No consolidada

Fuente. MIKKELSEN, P.L., et al. Fosterton Northwest an in-situ combustion case history. SPE 17391-MS. 16-21 Abril 1988.

En: Onepetro [base de datos en línea].

- Baja inyectividad. La presión de inyección aumenta hasta el límite del compresor de 1000 Psia en tan sólo dos semanas debido a la acumulación de cierta cantidad de coque en la cara del pozo. En otros proyectos de este problema había sido tratado con éxito lavando el pozo inyector con un solvente. Tal tratamiento se realizó en Pozo 2B-15 mediante la inyección de dos barriles de Nutri (nombre comercial para el tricloroetileno), seguido por seis barriles de agua³¹.

3.9 HOSPAH

Este campo se encuentra ubicado en McKinley County, New Mexico, E.U. Fue descubierto en 1965. El piloto de combustión in situ comenzó en Agosto de 1980.

Tabla 10. Propiedades del campo Hospah

Propiedad	
Profundidad promedio, [ft]	1625
Espesor promedio neto de arenas, [ft]	28
Permeabilidad promedio Horizontal, [mD]	1100
Permeabilidad promedio Vertical, [mD]	1205
Porosidad, [%]	27
Temperatura del yacimiento, [°F]	80
Gravedad del aceite, [°API]	25,8
Viscosidad del aceite a 80 [°F], [cP]	55
Saturación de agua, [%]	35

Fuente. STRUNA, Stephen y POETTMANN, Fred. In situ combustion in the Lower Hospah formation, McKinley County, New Mexico. SPE 14917-PA. Mayo 1988. En: Onepetro [base de datos en línea].

El proyecto piloto experimentó un cierto número de problemas operacionales durante los siete meses de inyección de aire.

- Los problemas más severos incluyen fallas en la bomba inducida por corrosión y emulsión del aceite producido. Ambos problemas fueron rectificados por inyección de químicos en el anular de los pozos productores.

³¹ MARBERRY, J. E. y BHATIA, S. K. Fosterton Northwest - A Tertiary Combustion Case History. SPE 4764-MS. 22-24 Abril 1974. En: Onepetro [base de datos en línea].

3.10 KYROCK

Durante 1959 y 1960, Gulf Research & Development Co, realizo una prueba piloto de combustión in situ. Este campo se encuentra ubicado entre las ciudades de Brownsville y Leitchfield, Kentucky, E.U.

Tabla 11. Propiedades del campo Kyrock

Propiedad	
Profundidad promedio, [ft]	100
Espesor promedio neto de arenas, [ft]	20
Permeabilidad específica al aire promedio, [mD]	1991
Porosidad, [%]	22
Gravedad del aceite, [°API]	10,6
Temperatura del yacimiento, [°F]	56
Viscosidad del aceite a 60 [°F], [cP]	90000
Saturación de Aceite promedio, [%]	64

Fuente. TERWILLIGER, P. L. Fireflooding shallow tar sands- a case history. SPE 5568-MS. 28 Septiembre – 1 Octubre 1975. En: Onepetro [base de datos en línea].

- El aceite producido era generalmente una emulsión agua-aceite la cual era viscosa y difícil de romper. Componentes de tratamiento y sal común fueron añadidos a la producción para romper la emulsión. La separación fue lograda pero los problemas de emulsión continuaron a través de la prueba.
- Control de la distribución de los fluidos producidos. La pérdida de fluidos en el yacimiento restringió severamente las opciones que eran válidas para el control de la distribución de los fluidos producidos y la estimulación de la producción de cualquier pozo dado. En un yacimiento cerrado esto podría no ser un problema. Desafortunadamente, muchos depósitos de arenas bituminosas en Estados Unidos no son yacimientos cerrados.
- El mayor problema en este proyecto fue pobre utilización de oxígeno, avance asimétrico del frente de combustión y la tendencia del frente al override. Para desarrollar comunicación entre pozos, una fractura de 25 ft (7.6 m) de radio fue

creada en cada uno de los cuatro pozos productores por rompimiento de la formación con la presión del aire.

Las fracturas se extendieron y se soportaron por inyección de un gel base agua y arena. Luego el inyector central fue fracturado, y esta fractura fue mantenida abierta por la inyección continua de aire. Como el frente de combustión creció verticalmente y arealmente, la capacidad de flujo se volvió suficiente para que la presión de inyección cayera, la fractura se cerró y ocurrió flujo de matriz³².

3.11 LLOYDMINSTER

Localizado en Alberta, Canadá. El proceso de combustión in situ inició en 1975.

Tabla 12. Propiedades del campo Lloydminster

Propiedad	
Espesor, [ft]	19
Permeabilidad, [mD]	3500
Porosidad, [%]	31
Temperatura, [°F]	70
Gravedad del aceite, [°API]	15,6
Viscosidad aceite muerto @ 70°F, [cP]	2000
Viscosidad, punto de burbuja @ 70°F, [cP]	804
Saturación de aceite, [%]	86
Saturación de agua, [%]	14
Factor volumétrico de formación, [rb/STB]	1,025
OOIP, [Bbls/acre-ft]	2018
OWIP, [Bbls/acre-ft]	337
Presión del yacimiento, [Psia]	100
Presión punto de burbuja, [Psia]	520

Fuente. CADY, G. V.; HOFFMAN, S. J. y SCARBOROUGH, R. M. Silverdale combination thermal drive project. SPE 8904-MS. 9-11 Abril 1980. [En:](#) Onepetro [base de datos en línea].

³² HALLAM, R. J. Operational techniques to improve the performance of in- situ combustion in heavy- oil and oil-sand reservoirs. SPE 21773-MS. 20-22 Marzo 1991. [En:](#) Onepetro [base de datos en línea].

- Debido a que se tiene una arena no consolidada se presentó problemas de arenamiento.

Para el control de arena se realizó lo siguiente:

1. Empaquetamiento con grava.
2. Perforaciones con presión empaquetada con tamaños de arena y fluidos seleccionados
3. Uso de screens (tubería perforada con una malla metálica alrededor de esta).

3.12 MAY- LIBBY, LA (SUN OIL CO.)

El yacimiento se encuentra ubicado en Louisiana, E.U. Fue descubierto en 1945. En 1966 se implementó el proceso de combustión in situ.

Tabla 13. Propiedades del campo May- Libby

Propiedad	
Fecha de descubrimiento.	Enero 12, 1945
Area del yacimiento, [acres]	1362
Profundidad, [ft]	3400
Rango de Permeabilidad, [mD]	20 a 2900
Permeabilidad promedio, [mD]	1069
Gravedad del aceite, [°API]	40
Saturación de agua connata, [%]	30
Original Oil in Place	8'350.000 [STB]
Contenido de Aceite	1'395 [STB/acre*ft]
Producción primaria aceite	2'676.411 [STB]
Producción de aceite por inyección de agua	1'245.800 [STB]
Contenido de sulfato al inicio del proceso	0 [ppm]

Fuente. HARDY, W. C., et al. In situ combustion in a thin reservoir containing high- gravity oil. SPE 3053-PA. Febrero 1972.
 En: Onepetro [base de datos en línea].

- Baja inyectividad. El problema fue detectado cuando un análisis de una muestra de agua presentó un incremento en sulfatos de 3000 ppm. Este incremento en los sulfatos en el agua de producción probablemente resulta de la formación de gases

ácidos creados por la combustión de componentes que contienen sulfuros como la pirita y el coque del petróleo. En presencia del medio de sulfato, el bario soluble y los cloruros de estroncio fueron convertidos en escamas insolubles de sulfato. La acción tomada para contrarrestar la deposición de escamas fue un tratamiento "squeeze" usando un químico de fosfato orgánico.

- Emulsiones. La primera indicación de la llegada del banco de emulsión ocurrió casi simultáneamente en dos pozos. Antes de esto, el aceite, agua y gas eran separados en un tratador térmico vertical a una temperatura de 115°F. Varios rompedores químicos de emulsiones fueron usados y la temperatura de tratamiento fue incrementada a 170°F.
- Corrosión. El principal problema operativo en el proyecto de combustión in situ en May - Libby ha sido la dificultad en el control de la corrosión en las bombas. Las líneas de flujo y los equipos de superficie también mostraron un incremento en las tasas de corrosión, pero no en igual magnitud como ocurrió en el equipo subsuperficial. La corrosión de los equipos del subsuelo ha sido controlada a un nivel aceptable, a través de un programa de inhibidor de corrosión.

3.13 MENE GRANDE

La inyección de aire comenzó el 8 de Junio de 1960.

Tabla 14. Propiedades del campo Mene Grande

Propiedad	
Profundidad, [ft]	4500
Espesor, [ft]	15-25
Permeabilidad, [Darcy]	1-10
Porosidad, [%]	22,6
Temperatura, [°F]	146
Gravedad, [°API]	13
Viscosidad del aceite, [cP]	280
OOIP, [MMBbl]	23,2

Fuente. BOWMAN, C. H. A two spot combustion recovery project. SPE 1158-PA. Septiembre 1965. En: Onepetro [base de datos en línea].

- Arena no consolidada, lo cual causa problemas de arenamiento. Se busca mitigar el problema haciendo uso del empaquetamiento con grava.

3.14 MIDWAY SUNSET, CA (CWOD), CALIFORNIA

La zona Moco se encuentra en las secciones 34 y 35-T12N-R24W del campo Midway Sunset, Kern County, California, E.U., fue descubierto en 1957. La inyección de aire se inició en 1960.

Tabla 15. Propiedades del campo Midway Sunset

Propiedad	
Área productiva, [acres]	150
Profundidad promedio, [ft]	2100 a 2700
Espesor bruto de la formación, [ft]	500
Espesor neto de la arena, [ft]	129
Permeabilidad, [mD]	1575
Porosidad, [%]	36
Temperatura del yacimiento, [°F]	125
Gravedad del aceite, [°API]	14,5
Viscosidad del aceite, [cP]	110
Saturación de aceite, [%]	75
Saturación de agua, [%]	25
Factor volumétrico de formación, [rb/STB]	1,06
Aceite inicial in situ, [Bbl/acre-ft]	1980
Aceite inicial in situ, [total bbl] millones	38
Presión inicial de la formación, [Psi]	1000
Arena	No consolidada

Fuente. GATES, C. F. y SKLAR, I. Combustion as a primary recovery process – Midway Sunset field. SPE 3054-PA. Agosto 1971. En: Onepetro [base de datos en línea].

- Se presenta baja inyectividad durante el periodo de incremento de la tasa y acumulación de asfaltenos en las perforaciones. La arena fue simplemente retirada con espuma y las perforaciones taponadas fueron presionadas y lavadas

con solvente seguido de pequeños volúmenes de vapor o agua para prevenir explosión o quema³³.

- Debido a que la arena del yacimiento es no consolidada es muy probable que surjan problemas de arenamiento en la aplicación del proceso de recobro. Para controlar la abrasión por arena el completamiento más adecuado es aplicar un empaquetamiento con grava.
- Los problemas de corrosión fueron generados por la edad de la tubería, la temperatura de fondo de pozo y la cantidad de gases producidos. Sin embargo, como medida de precaución, para los pozos que muestren cantidades relativamente grandes de corrosión se realiza un tratamiento con inhibidores cada una o dos semanas³⁴.

3.15 NORTH TISDALE

La arena Curtis fue descubierta en junio de 1952. Continental Oil Co. hace una prueba de inyectividad de aire en el campo en 1957. Realizó la primera ignición en Wyoming en Mayo de 1959.

Tabla 16. Propiedades del campo North Tisdale

Propiedad	
Buzamiento [°]	3 norte
Profundidad, [ft]	776 a 1090
Espesor bruto, [ft]	100
Espesor neto, [ft]	50
Permeabilidad, [mD]	1034
Porosidad, [%]	24,5
Temperatura inicial del yacimiento, [°F]	73
Gravedad del aceite, [°API]	21
Viscosidad, [cP]	175
Saturación inicial de aceite, [%]	64,6

³³ COUNIHAN, Thomas M. A successful in-situ combustion pilot in the Midway-Sunset field; California. SPE 6525-MS. 13-15 Abril 1977. En: Onepetro [base de datos en línea].

³⁴ WILLIAMS, R. L.; JONES, J. A. y COUNIHAN, T. M. Expansion of a successful in-situ combustion pilot in the Midway Sunset field. SPE 16873-MS. 27-30 Septiembre 1987. En: Onepetro [base de datos en línea].

Tabla 16. (Continuación)

Propiedad	
Saturación inicial de agua, [%]	35,4
OOIP, [MMBbls]	15
OOIP, [Bbl/acre-ft]	1230
Presión inicial del yacimiento, [Psia]	304,7

Fuente. W. L., Martin, et al. Thermal recovery at North Tisdale Field, Wyoming. SPE 3595-PA. Mayo 1972. En: Onepetro [base de datos en línea].

- Corrosión y escamas. Aceite tratado es inyectado como un fluido de enfriamiento a una velocidad de 320 B/D.
- Emulsión y baja inyectividad.

3.16 NORTH WARD - ESTES

El yacimiento de esta arenisca fue descubierto en 1929. Se encuentra ubicado en Ward County, Texas, E.U. Un piloto de combustión convencional de tipo seca fue iniciado el 11 de Abril de 1978.

Tabla 17. Propiedades del campo North Ward - Estes

Propiedad	
Profundidad, [ft]	2690
Espesor, [ft]	25
Permeabilidad, [mD]	88
Porosidad, [%]	20
Temperatura del yacimiento, [°F]	81
Gravedad del aceite, [°API]	33
Viscosidad del aceite, [cP]	1,39
Saturación de aceite, [Bbl/acre-ft]	500 a 600
Factor volumétrico de formación, [rb/STB]	1,2
Presión punto de burbuja, [Psi]	1400

Fuente. ANTHONY, Mark; TAYLOR, Tim y GALLAGHER, Bill. Fireflooding a high-gravity crude in a watered-out West Texas sandstone. SPE 9711-PA. Octubre 1982. En: Onepetro [base de datos en línea].

- La corrosión ha sido el mayor problema operacional que se ha encontrado durante la vida de este proyecto, debido a la alta producción de oxígeno durante la combustión. Dicho problema se ha presentado en los equipos de producción. Se utilizaron inhibidores de corrosión y Racks de corrosión los cuales fueron instalados en el fondo del pozo debajo de la bomba.
- Gases de combustión.

3.17 PAULS VALLEY

Localizado en Garvin County, Oklahoma, E.U. Fue descubierto en 1955 y el proceso de combustión in situ fue iniciado en 1969.

Tabla 18. Propiedades del campo Pauls Valley

Propiedad	
Permeabilidad, [mD]	878 a 2505
Porosidad, [%]	31
Temperatura yacimiento, [°F]	110
Gravedad del aceite, [°API]	10
Viscosidad, [cP]	7000 a 8000
Saturación de aceite, [%]	57
Saturación de agua, [%]	15
OOIP, [Bbl/acre-ft]	19000
Arena	No consolidada

Fuente. ELKINS, Lincoln; MORTON, Dick y BLACKWELL, William. Experimental fireflood in a very viscous oil-unconsolidated sand reservoir, S. E. Paul Valley field, Oklahoma. SPE 4086-MS. 8-11 Octubre 1972. En: Onepetro [base de datos en línea].

- La producción de arena y la irrupción temprana del frente de agua han sido los mayores problemas que ha presentado este campo. Cada pozo tiene líneas de flujo especiales para remover la arena. En algunos pozos fue necesaria una cementación forzada con diesel para reducir o eliminar la producción de agua. Sin embargo, las mejoras en la producción debidas a la mayoría de estos workovers no duraron más de unos pocos meses.

- Corrosión. La alta presión del gas de combustión rompió el anular, lo cual indica una falla mecánica. El empaque y el tubing, por debajo de la válvula de gas lift utilizado como un regulador para el aceite diluyente, fueron severamente corroídos. La instalación de un tratador especial que tiene una sección de separación de gas y en la parte inferior una zona de extracción de arena reduce un poco estos problemas. El pozo continuó siendo operado con aceite diluyente y con la inyección de un inhibidor de corrosión por el espacio anular. Además la válvula de gas lift fue reemplazada por una nueva.

Otros problemas:

- Debido a la expansión se produce problema de Overriding.
- Producción de gases.
- Emulsiones

3.18 ROBINSON, FRY, IL (MARATHON OIL CO.) PENSILVANIA

Se encuentra ubicado en Crawford County, Illinois, E.U. y fue descubierto en 1906. El proceso de combustión in situ fue iniciado en 1961.

Tabla 19. Propiedades del campo Robinson, Fry

Propiedad	
Espesor neto de la arena, [ft]	50
Porosidad, [%]	19,7
Temperatura del yacimiento, [°F]	65
Gravedad del aceite, [°API]	28,7
Viscosidad, [cP]	40
Saturación de aceite, [%]	68
Saturación de agua, [%]	20
Aceite in situ, [bbl/acre-ft]	1040
Agua in situ, [bbl/acre-ft]	326

Fuente. HOWELL, James y PETERSON, Mark. The fry in situ combustión Project performance and economic status. SPE 8381-MS. 23-26 Septiembre 1979. En: Onepetro [base de datos en línea].

- La formación de emulsiones in situ ocasionó la reducción de la productividad del pozo. Las emulsiones producidas han requerido un mayor tratamiento de la superficie de lo que se requiere durante la inyección de agua. Para romper dichas emulsiones se recomienda utilizar un tratamiento químico o térmico³⁵.
- Corrosión. Debido a las altas temperaturas (150°F), con la producción de aguas ácidas, una bomba de acero inoxidable requirió el reemplazo de la mayoría de sus partes después de diez días³⁶. Además la inyección simultánea de aire y agua dentro de la zona quemada ha causado problemas de corrosión en el pozo inyector. Para controlar dicho problema el tubing fue levantado cerca de 240 ft y la producción continuó con la columna de fluido a contrapresión en el yacimiento. Esta contrapresión permitió la entrada del fluido en el wellbore desde porciones del yacimiento que no están inmediatamente en frente de la zona de combustión, y reduciendo las dificultades de emulsiones y corrosión.

3.19 SCHOONEBEEK, THE NETHERLANDS (SHELL OIL CO.)

Ubicado en The Netherlands, Holanda. Fue descubierto en 1943. En 1962 se implementó el proceso de combustión in situ.

Tabla 20. Propiedades del campo Schoonebeek

Propiedad	
Área de la zona productora, [acres]	77
Profundidad, [ft]	2720 a 2850
Espesor neto, [ft]	49,2
Permeabilidad, [mD]	3000
Porosidad, [%]	29,5
Temperatura del yacimiento, [°F]	100
Viscosidad del aceite a temp. Del yacimiento, [cP]	175

Fuente. DIETZ, D. N. Wet underground combustion, state of the art. SPE 2518-PA. Mayo 1970. En: Onepetro [base de datos en línea].

³⁵ EARLOUGHER, Robert; GALLOWAY, J. y PARSONS, R. Performance of the Fry In-Situ Combustion Project. SPE 2409-PA. Mayo 1970. En: Onepetro [base de datos en línea].

³⁶ G. A., Clark, et al. The fry in situ combustion test-field operations. SPE 955-PA. Marzo 1965. En: Onepetro [base de datos en línea].

- J. Weijdema (no publicado) encontró que el crudo de este campo posee una combinación particular de propiedades que deben ser evaluados en la selección de futuros objetos de combustión. Hubo una pérdida gradual de capacidad de inyección y producción lo cual indica un taponamiento general a lo largo del yacimiento. El taponamiento apareció como resultado de una combinación del sludge (emulsión espesa, viscosa que contiene aceite, agua, sedimento y el residuo que se forma debido a la incompatibilidad de ciertos aceites nativos y ácidos inorgánicos fuertes utilizados en los tratamientos de los pozos) ácido del crudo y posible depositación de parafinas³⁷.

3.20 SLOSS, NE (AMOCO PRODUCTION CO.)

El campo está ubicado en Nebraska, E.U. El proyecto de combustión in situ fue iniciado en 1967.

Tabla 21. Propiedades del campo Sloss

Propiedad	
Área, [acres]	960
Profundidad, [ft]	6200
Espesor neto, [ft]	14,3 [ft]
Permeabilidad, [mD]	191
Porosidad, [%]	19,3
Temperatura en fondo de pozo, [°F]	200
Gravedad del aceite, [°API]	38,8
Viscosidad del aceite, [cP]	0,8
Saturación de aceite, [%]	30
Factor volumétrico, [vol/vol]	1,05
Aceite in situ [bbl/acre-ft]	427
[MMbbl]	5,9
Presión en fondo de pozo 1968, [Psia]	2288,7
1970, [Psia]	3172,7

Fuente. PARRISH, David; POLLOCK, Charles y CRAIG, F. Evaluation of COFCAW as a tertiary recovery method, Sloss field, Nebraska. SPE 3777. Junio 1974. En: Onepetro [base de datos en línea].

³⁷ RAMEY, H. In situ combustión. SPE 14229. 13-18 Junio 1971. En: Onepetro [base de datos en línea].

- Problemas de emulsiones fueron agudizados por los productos para la corrosión y causaron una reducción considerable de tiempo y pérdida de producción. Al inicio no había ningún problema con emulsiones, pero se convirtió en grave con el pasar del tiempo. Los productos de corrosión y un betún, al parecer, producidos como consecuencia del proceso de combustión, causaron emulsiones cada vez más fuertes. Para el tratamiento de la emulsión, eran necesarios productos químicos. El costo en promedio de tratamiento de una emulsión en 1970 era de 41,85 dólares / día. En 1971 los costos totales de tratamiento emulsión fueron reducidos a \$28,60 / día sin cambios en la calidad del aceite tratado. Una cosa es muy evidente, las propiedades de los fluidos producidos varían con la etapa del proceso y la vigilancia continua es necesaria para asegurar la eficiencia del químico y de las tasas de tratamiento que se utilizan.
- El sistema de inyección de agua generó problemas de corrosión, particularmente durante el periodo temprano cuando la producción de agua estaba siendo reinyectada. Aún antes de que se diera inicio al proyecto, el agua de producción se había convertido en corrosiva y problemática, principalmente como resultado de la presencia de bacterias sulfato- reductoras. El problema fue solucionado hallando la presencia de la bacteria y el sistema fue tratado con hipoclorito de calcio e inhibidor de corrosión añadidos al agua de inyección. Periódicamente, el sistema era esterilizado con baches de hipoclorito de calcio. Este problema enfatizo en la necesidad de una buena calidad del agua de inyección. En otro pozo, por el lado de la inyección de aire, se modificó para permitir la inyección de un lubricante sintético mezclado con inhibidor de corrosión.

3.21 SOUTH HOSPAH

Este campo se encuentra ubicado en McKinley County, New Mexico, E.U. Fue descubierto en 1965. El piloto de combustión in situ comenzó en 1980.

Tabla 22. Propiedades del campo South Hospah

Propiedad	
Profundidad, [ft]	1625
Espesor neto, [ft]	28
Permeabilidad horizontal, [mD]	1100
Permeabilidad vertical, [mD]	1205
Porosidad, [%]	27
Temperatura del yacimiento, [°F]	80
Gravedad del aceite, [°API]	25,8
Gravedad específica	0,8996
Viscosidad @ 80 °F, [cP]	55
Saturación de agua inicial, [%]	35
Saturación de agua irreducible, [%]	25
Presión inicial del yacimiento, [Psi]	600
GOR, [MSCF/STB]	0
Litología	Arenisca

Fuente. STRUNA, Stephen y POETTMANN, Fred. In situ combustion in the Lower Hospah formation, McKinley County, New Mexico. SPE 14917-PA. Mayo 1988. En: Onepetro [base de datos en línea].

Este campo presentó los siguientes problemas:

- Falla de la bomba por la corrosión inducida.
- Emulsiones.

Ambos problemas fueron subsanados mediante la inyección de productos químicos a través del anular de los pozos productores.

3.22 SUPLACU DE BARCAU, RUUMANIA (IFP/ICPPG)

Está situado al noreste de Panonian Depression, Rumania. Este campo fue descubierto en 1959. Hacia el año 1964 fue iniciado el proceso de combustión in situ.

Tabla 23. Propiedades del campo Suplacu de Barcau

Propiedad	
Profundidad, [m]	35-220
Buzamiento, [°]	5 – 8
Espesor neto, [m]	4 – 24
Permeabilidad absoluta, [mD]	2000
Porosidad, [%]	32
Temperatura inicial del yacimiento, [°C]	18
Viscosidad dinámica del aceite, [cP]	2000
Densidad del aceite, [kg/m ³]	960
Saturación inicial de aceite, [%]	85
Presión inicial del yacimiento, [bar]	4 – 22

Fuente. GADELLE, Claude, et al. Heavy-oil recovery by in-situ combustion- two field cases in Rumania. SPE 8905-PA. Noviembre, 1981. En: Onepetro [base de datos en línea].

- Las pérdidas de inyectividad en los pozos de inyección de aire son causadas por las partículas transportadas por el aire inyectado o por la inyección alternada de aire/agua. Tratamientos con ácidos en estos pozos y el aumento de la duración de los ciclos de inyección alternos durante la combustión húmeda han hecho posible reducir las pérdidas de inyectividad³⁸.

3.23 WEST HEIDELBERG

El campo West Heidelberg en Jasper County, MS, E.U., fue descubierto en Enero de 1944 como parte del campo Heidelberg. La inyección de aire inició en 1971.

Tabla 24. Propiedades del campo West Heidelberg

Propiedad	
Área, [acres]	352
Profundidad, [ft]	11300
Espesor neto, [ft]	62
Permeabilidad, [mD]	85

³⁸ A. Panait-Patică, D. Șerban, and N. Ilie. Suplacu de Barcau field - a case history of a successful in-situ combustion exploitation. SPE 100346-MS. 12-15 Junio 2006. En: Onepetro [base de datos en línea].

Tabla 24. (Continuación)

Propiedad	
Porosidad, [%]	14
Temperatura del yacimiento, [°F]	221
Gravedad del aceite, [°API]	18 a 27
Viscosidad del aceite, [cP]	6
Saturación de aceite inicial, [%]	85
Saturación de agua inicial, [%]	15
OOIP, [STB]	18*10 ⁶
Presión inicial del yacimiento, [Psi]	5100
Presión de burbuja, [Psi]	930
Formación	Arenisca

Fuente. HUFFMAN, G. A., et al. Pressure maintenance by in situ combustion, West Heidelberg Unit, Jasper County, Mississippi. SPE 10247-PA. Octubre 1983. En: Onepetro [base de datos en línea].

- Explosión. A pesar del uso de lubricante sintético ocurrió una explosión en la entrada de aire de la línea de la quinta etapa a la sexta etapa del compresor. La ignición espontánea hasta el exceso de lubricante, óxido y otras impurezas causaron graves daños a la tubería. Trimestralmente todas las líneas del compresor se lavaron con solución de hidróxido de sodio / nitrato de sodio para eliminar cualquier residuo y para evitar otras explosiones.
- Corrosión debido a la alta liberación de oxígeno. Reemplazo del tubing e inyección continua de químicos contra la corrosión.
- Daño a la formación. Estimulación ácida de los pozos productores ha sido probada de forma muy eficiente en la remoción del daño de formación de tipo lentamente progresivo “slow bulding type”. Un tratamiento típico consiste de 2000 galones (7,6 m³) de ácido clorhídrico preflush al 15% seguido por 4000 gal (15,1 m³) de ácido clorhídrico al 12% / ácido fluorhídrico al 3%. Todo este ácido se mezcla con 750 SCF/ bbl (134 std m³/m³) de nitrógeno y es desplazado a la formación con nitrógeno puro.

3.24 WEST TEXAS (AMOCO PRODUCTION CO.)

Este campo se encuentra localizado en Duval County, Texas a unos 75 kilometros al oeste de Corpus Christi, Texas. Fue descubierto en Octubre de 1940. El proyecto de combustión in situ se inició en febrero de 1967.

Tabla 25. Propiedades del campo West Texas

Propiedad	
Profundidad, [ft]	1030
Permeabilidad, [mD]	600
Porosidad, [%]	34
Temperatura del yacimiento, [°F]	100
Gravedad del aceite, [°API]	20,4
Viscosidad del aceite a 60°F, [cP]	150
Producción primaria, [Bbl/acre-ft]	445
Aceite en sitio al inicio del proceso, [MSTB]	4000
Saturación de Aceite al inicio del proceso, [%]	30

Fuente. ESKEW, James O. Performance Review – in situ combustion Project, West Casa Blanca field, Duval County, Texas. SPE 3776-MS. 16-19 Abril 1972. En: Onepetro [base de datos en línea].

- Baja inyektividad

3.25 RECOPIACIÓN DE PROBLEMAS OPERACIONALES DEL PROCESO CIS EN VARIOS CAMPOS

En la tabla 26 se presenta un resumen de los problemas operacionales que se presentaron en algunos campos donde fue implementado el proceso de combustión in situ.

Tabla 26. Problemas operacionales presentados en algunos campos

Problemas Campos	Incrustaciones	Parafinas y/o asfaltenos	Arenamiento	Baja inyectividad	H₂S Y CO₂	Emulsiones	Corrosión	Otros
Balaria						X		Frente inestable y daños en la bomba
Balol			X	X	X			Irrupción temprana del frente y alta temperatura
Bellevue			X			X	X	
Brea Olinda Ca				X				
Carlyle						X		Alta temperatura
Countess	X			X			X	Baja producción, alta concentración de O ₂ en los gases de producción
Esperson						X	X	Falla en el pozo productor e inyector
Fosterton Northwest, Sask				X				
Hospah						X	X	Falla en la bomba
Kyrock						X		Baja producción, overriding
Lloydminster			X					
May Libby, La				X		X	X	
Mene Grande			X					

Tabla 26. (Continuación)

Problemas	Incrustaciones	Parafinas y/o asfaltenos	Arenamiento	Baja inyectividad	H₂S Y CO₂	Emulsiones	Corrosión	Otros
Campos								
Midway Sunset, Ca			X	X			X	
North Tisdale	X			X		X	X	
North Ward Estes					X		X	
Pauls Valley			X		X	X	X	Overriding, irrupción temprana del frente de agua
Robinson Fry, Il						X	X	
Schoonebeek, The Netherlands		X		X			X	
Sloss, Ne						X	X	
South Hospah						X	X	Daños en la bomba
Suplacu de Barcau				X				Pérdidas de aire
West Heidelberg							X	Daño en compresores y daño a la formación
West Texas				X				

4. SELECCIÓN DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES CRÍTICOS EN EL PROCESO CIS POR MEDIO DE ANÁLISIS Y CARACTERIZACIÓN DE RIESGOS

Toda labor que el ser humano realice se encuentra expuesta a riesgos de diferente índole los cuales influyen en los resultados de diversas formas. Es por ello, que durante la implementación del proceso de combustión in situ, se deben tener en cuenta los parámetros operacionales así como las propiedades de la roca y del fluido de la zona que está siendo sometida al proceso, ya que, éstos determinan la eficiencia térmica del aire, la cantidad de hidrocarburo recuperado y en pocas palabras el éxito del proyecto. De igual forma, debido a la naturaleza del método, así como la falta de entendimiento y de información en el momento de su desarrollo, se pueden generar problemas operacionales los cuales originan un impacto negativo en la producción, medio ambiente, equipos de subsuelo, facilidades de superficie, oleoductos y en la economía. Por tal motivo, es necesario analizar, evaluar y caracterizar estos problemas con el objetivo de identificar los más críticos y mitigarlos mediante algún tipo de solución.

4.1 ANÁLISIS DE RIESGOS

Se basa en el estudio de la probabilidad de que ocurra un evento no deseado y la identificación del impacto de los factores de riesgo, con la finalidad de determinar el nivel de riesgo y definir medidas que permitan disminuir sus efectos.

Los riesgos son definidos como la posibilidad de daño bajo ciertas circunstancias lo cual impide el normal desarrollo de las funciones y genera alteraciones de los resultados esperados en una determinada situación. Éstos están en función de las amenazas y la vulnerabilidad.

En la literatura se encuentran diversas metodologías para el análisis de riesgos, su selección depende de la disponibilidad de información, costos y el nivel de detalle que se desea alcanzar.



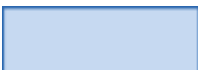
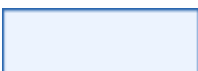
La Norma Gestión del Riesgo NTC 5254, clasifica el análisis de riesgos en cualitativo, semicuantitativo y cuantitativo.

4.1.1 Análisis cualitativo. También conocido como matriz de riesgos o matriz de probabilidad de impacto (MPI), en el cual no se involucra la cuantificación de parámetros sino que se utilizan palabras o escalas descriptivas para evaluar los eventos de riesgo así como su probabilidad de ocurrencia e impacto. Estas escalas son definidas a libre criterio, donde las más utilizadas son de cinco niveles y de diez niveles.

El análisis cualitativo se emplea cuando no existe la suficiente información para la cuantificación de los parámetros y como una evaluación inicial para identificar los riesgos más críticos, los cuales van a requerir de un análisis más profundo.

En términos de costo y complejidad este es el análisis más sencillo y económico.

Para facilitar el entendimiento de esta matriz, se maneja un código de colores y de esta forma se identifican prioridades en la atención y toma de decisiones.

	Riesgo crítico. Se requiere tratamiento inmediato.
	Riesgo alto. Se deben definir acciones de mitigación y control.
	Riesgo medio. Nivel aceptable, requiere seguimiento.
	Riesgo bajo. Monitoreo periódico.

Para realizar el análisis cualitativo se usó la siguiente metodología:

1. Identificar los problemas operacionales que se presentaron en los veinticuatro campos estudiados.
2. Evaluar los impactos de ocurrencia de dichos problemas.
3. Finalmente, estimar la probabilidad de ocurrencia de estos problemas, que son presentadas en la tabla 27.

Los impactos fueron evaluados en cuanto a las alteraciones en:

- Eficiencia del proceso.
- Pérdida de tiempo de producción debido a la falla de una parte del sistema (equipo de subsuelo, facilidades de superficie u oleoducto).
- Volumen de producción perdido.
- Cantidad de sustancias nocivas vertidas en el medio ambiente.
- Economía.

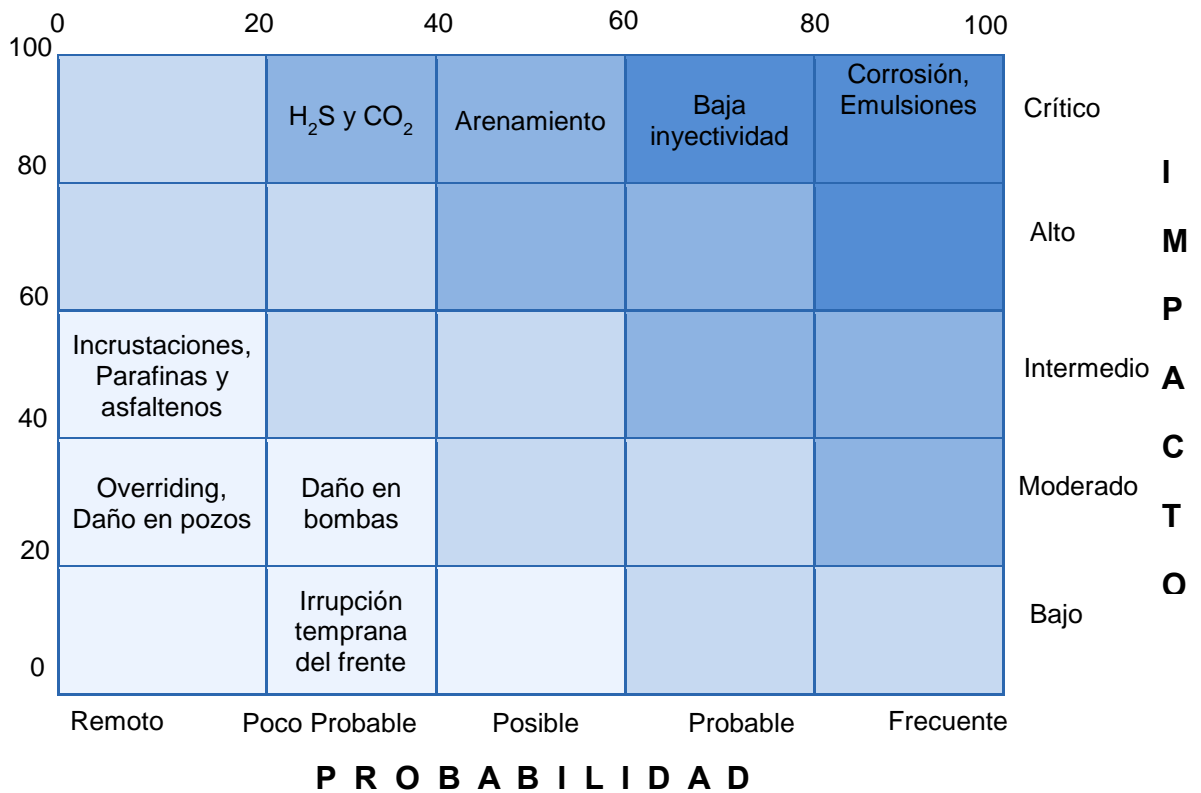
Tabla 27. Probabilidad ocurrencia problemas

Problemas	# problemas en campos	Probabilidad
Corrosión	14	1,00
Emulsiones	13	0,93
Baja inyectividad	10	0,71
Arenamiento	6	0,43
H ₂ S y CO ₂	3	0,21
Daño bombas	3	0,21
Irrupción temprana frente	3	0,21
Overriding	2	0,14
Daño pozos	2	0,14
Incrustaciones	2	0,14
Parafinas / asfaltenos	1	0,07
Total campos estudiados	24	

Fuente. Autores.

En la figura 9 se presenta de manera ilustrativa el análisis cualitativo de los problemas operacionales presentados durante el estudio de veinticuatro campos donde fue implementado el proceso de combustión in situ.

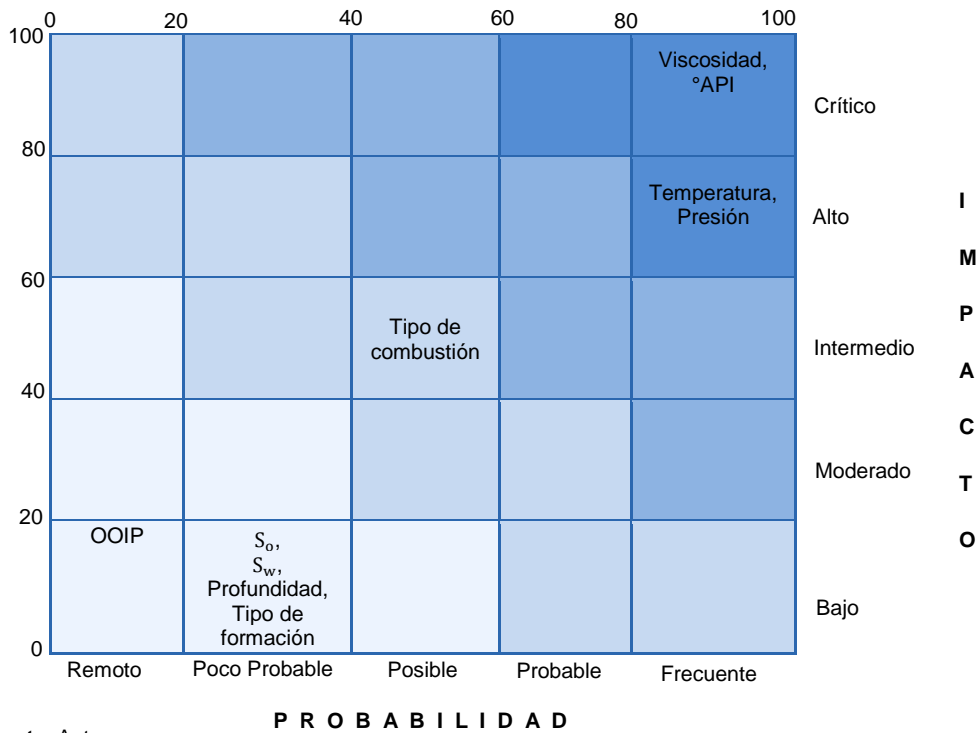
Figura 9. Matriz general de riesgos



Fuente. Autores.

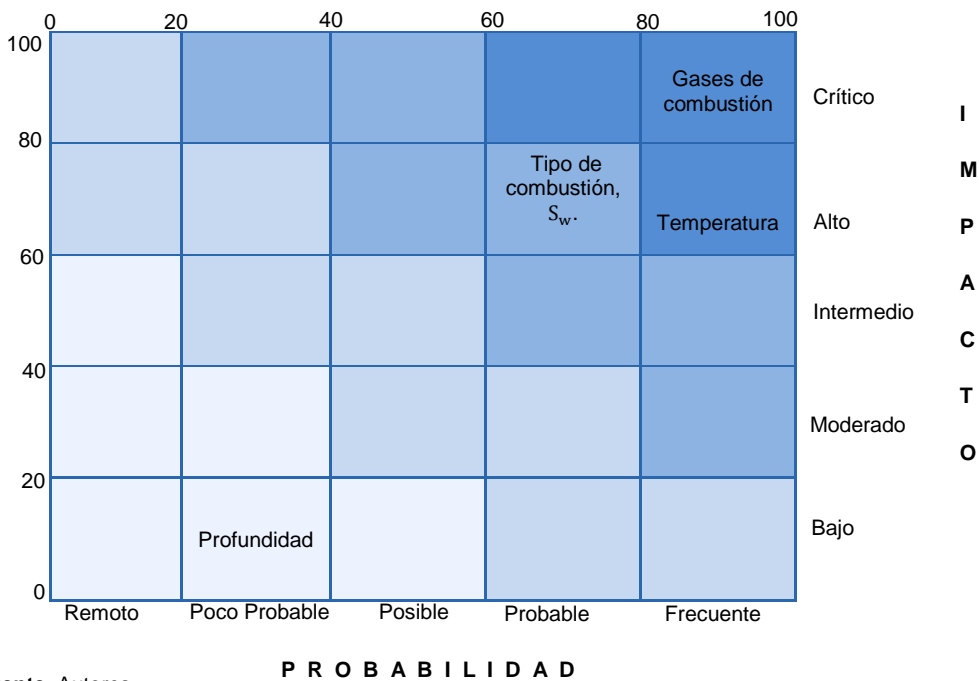
A partir del diagrama se puede apreciar que los riesgos más críticos son producidos por los problemas operacionales de corrosión, emulsiones, baja inyectividad seguidos de arenamiento y H₂S y CO₂. Debido a esto, en las figuras 10 a 13 se muestra un análisis cualitativo para cada problema.

Figura 10. Matriz de riesgos para emulsiones



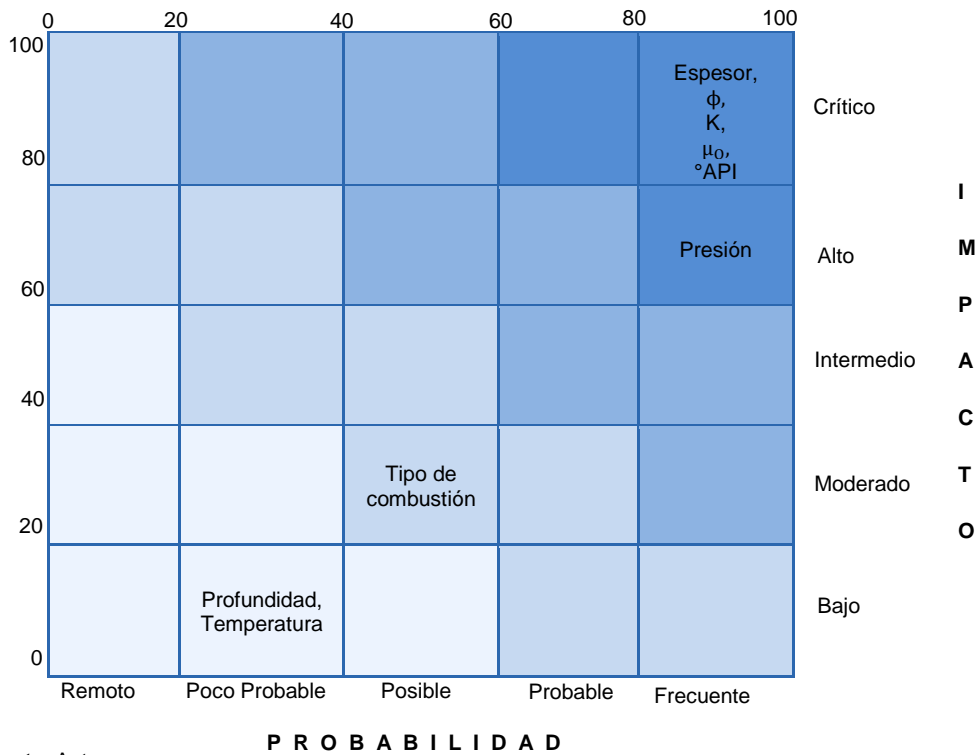
Fuente. Autores.

Figura 11. Matriz de riesgos para corrosión



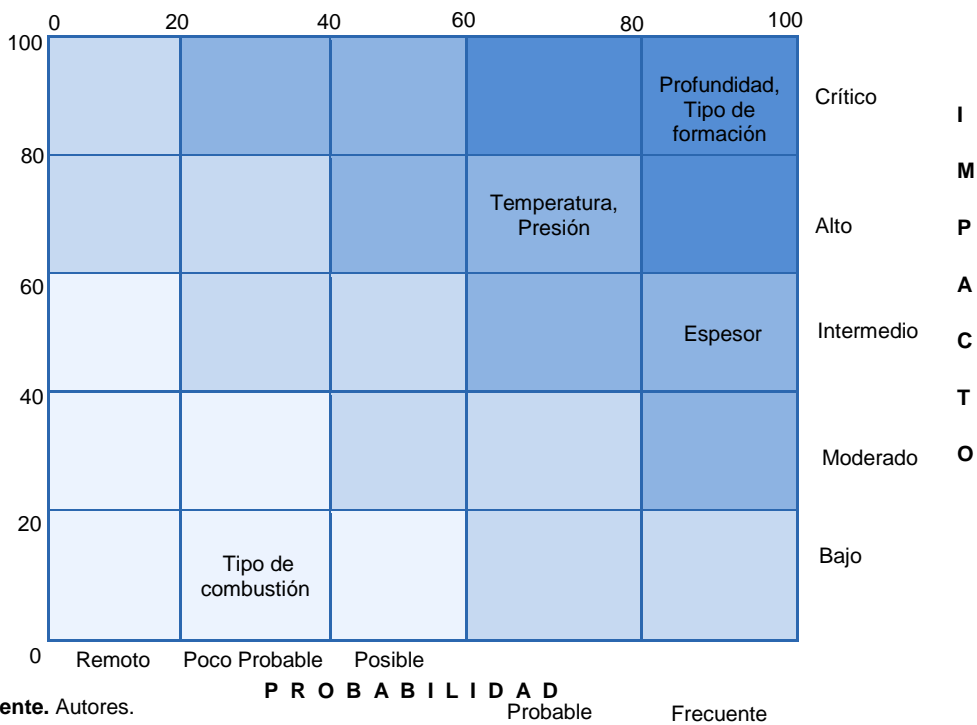
Fuente. Autores.

Figura 12. Matriz de riesgos para baja inyectividad



Fuente. Autores.

Figura 13. Matriz de riesgos para arenamiento



Fuente. Autores.

4.1.2 Análisis semicuantitativo. En este análisis se asignan valores numéricos a la escala descriptiva utilizada en la matriz de riesgos, lo cual precisa, facilita y mejora la exactitud en la calificación de los riesgos en comparación con la obtenida por medio del uso del análisis cualitativo. Dichos valores no necesariamente están directamente relacionados con la magnitud real de las consecuencias o posibilidades, por lo que en algunas ocasiones este análisis puede arrojar resultados inconsistentes.

Para evaluar tanto la probabilidad de que ocurra el riesgo como su impacto, se maneja un rango de 1 a 5 (insignificante (1), bajo (2), medio (3), moderado (4) o alto (5)) para cada uno, con el propósito de determinar el nivel de riesgo, el cual está definido como el producto entre probabilidad e impacto. El mayor valor de nivel de riesgo que se puede obtener es de 25 (probabilidad = 5 e impacto = 5) y el menor valor será 0.

En la tabla 28 se muestra el análisis semicuantitativo para los problemas operacionales. Los mayores niveles de riesgo encontrados, deben ser reducidos mediante la implementación de algún tipo de solución y así volver a generar un análisis semicuantitativo para observar qué tanto disminuyen estos niveles y determinar la eficiencia de las medidas tomadas.

Tabla 28. Análisis semicuantitativo

Problemas	Probabilidad		Impacto	Nivel
Corrosión	0,58	2,92	4,5	13,12
Emulsiones	0,54	2,71	4,5	12,19
Baja inyectividad	0,42	2,08	4,5	9,38
Arenamiento	0,25	1,25	4,5	5,63
H ₂ S y CO ₂	0,13	0,63	4,5	2,81
Incrustaciones	0,08	0,42	2,5	1,04
Daño bombas	0,13	0,63	1,5	0,94
Overriding	0,08	0,42	1,5	0,62
Daño pozos	0,08	0,42	1,5	0,62
Parafinas / asfaltenos	0,04	0,21	2,5	0,52
Irrupción temprana frente	0,13	0,63	0,5	0,31

Fuente. Autores.

4.1.3 Análisis cuantitativo. La evaluación cuantitativa utiliza valores numéricos en lugar de las escalas descriptivas manejadas en los análisis cualitativo y semicuantitativo, para estimar la probabilidad de ocurrencia de cada evento. La calidad del análisis depende de la integridad y exactitud de los datos que se empleen.

Este análisis puede ser estudiado mediante el diagrama de Pareto, el cual se utiliza para definir un orden de prioridades en cuanto al tratamiento de las causas que están generando el problema. Estos datos se organizan de forma descendente de izquierda a derecha. La base de este análisis es que el 20% de las causas ocasionan el 80% de los problemas. Para el caso en estudio, se dice que el 20% de los problemas operacionales generan el 80% de las pérdidas de producción.

El objetivo de este diagrama es clasificar dichos elementos o factores en dos categorías:

- Los pocos vitales. Los elementos que contribuyen a la generación del problema de forma significativa.
- Los muchos triviales. Los elementos de menor importancia en la generación del problema.

Este análisis tiene la ventaja de generar conclusiones basadas en hechos y no en apreciaciones como es el caso de los análisis cualitativos y semicuantitativos.

Para construir el diagrama se debe realizar lo siguiente:

1. Determinar el problema o efecto que se desea estudiar.
2. Identificar los posibles elementos o factores que generan el problema.
3. Escribir la magnitud de la contribución de cada factor.
4. Ordenar los factores de mayor a menor en función de su respectiva magnitud.
5. Calcular la magnitud total.
6. Calcular el porcentaje total y el porcentaje acumulado para cada factor.

7. Hacer el diagrama
8. Determinar los “pocos vitales” y los “muchos triviales”.

En la tabla 29 se indican los datos para la generación del diagrama de Pareto.

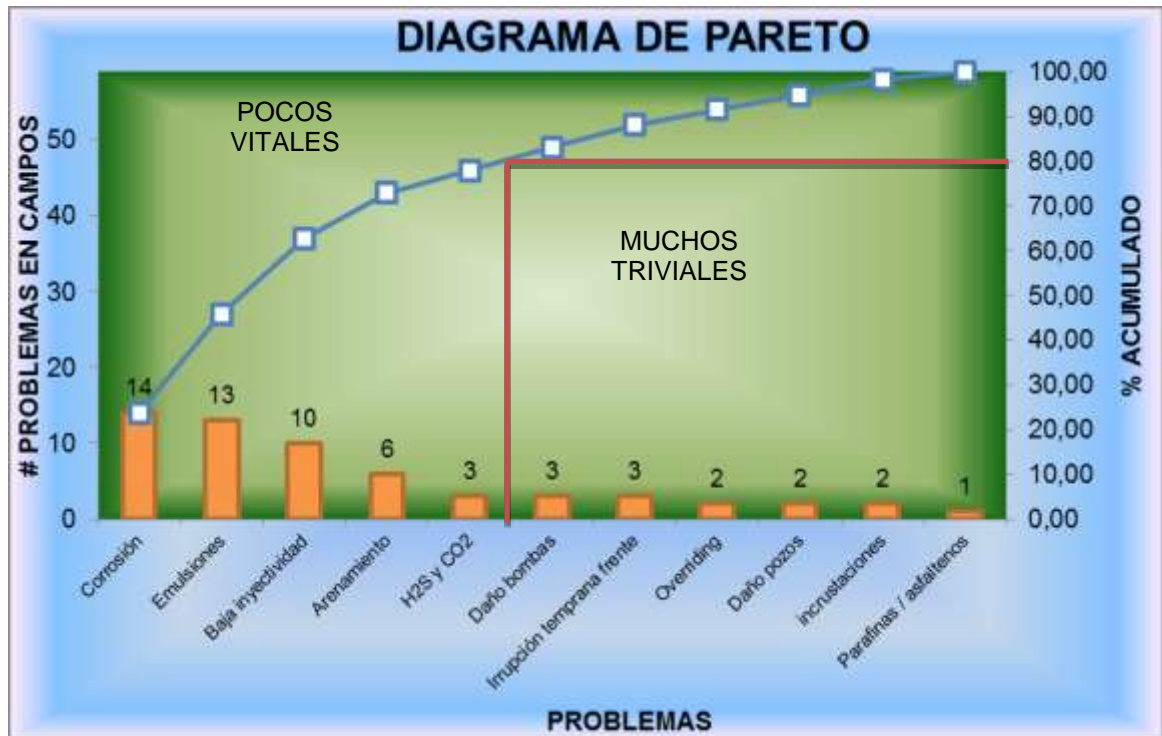
Tabla 29. Datos diagrama Pareto

Problemas	# Problemas en campos	% Total	% Acumulado
Corrosión	14	23,73	23,73
Emulsiones	13	22,03	45,76
Baja inyectividad	10	16,95	62,71
Arenamiento	6	10,17	72,88
H ₂ S y CO ₂	3	5,08	77,97
Daño bombas	3	5,08	83,05
Irrupción temprana frente	3	5,08	88,14
Overriding	2	3,39	91,53
Daño pozos	2	3,39	94,92
Incrustaciones	2	3,39	98,31
Parafinas / asfaltenos	1	1,69	100,00
Total de problemas presentados	59	100	

Fuente. Autores.

Finalmente, en la figura 14 se presenta el análisis cuantitativo mediante el diagrama de Pareto.

Figura 14. Diagrama de Pareto



Fuente. Autores.

En la figura se observa que la categoría de los “pocos vitales” está formada por los siguientes problemas operacionales: corrosión, emulsiones, baja inyectividad, arenamiento y finalmente H₂S y CO₂.

4.2 CARACTERIZACIÓN DE RIESGOS

Este proceso consiste en la identificación y comprensión de los riesgos que puedan existir en las diferentes fases de un proyecto: ingeniería conceptual, ingeniería detallada o fase de diseño, compra de materiales y equipos, construcción, entrega o vida productiva. Las etapas que componen dicho proceso son las siguientes:

1. Identificar los riesgos y sus posibles impactos.
2. Determinar posibles causas.

3. Realizar los diagramas de espina de pescado y causa-efecto integrado³⁹.

4.2.1 Diagrama de espina de pescado. Es una técnica que permite visualizar de forma rápida y clara las causas que pueden originar un determinado efecto o problema. Este diagrama se utiliza para estudiar los problemas que tienen mayor impacto dentro de un proyecto. Se conoce también como diagrama causa-efecto.

Gráficamente, está compuesto por un recuadro o “cabeza” ubicado a la derecha de una línea principal o “espina central”, que representa el problema a analizar. Además, a esta línea llegan varias flechas inclinadas, las cuales simbolizan el grupo de causas principales que inciden en la existencia del problema. Estas últimas poseen a su vez, flechas de menor tamaño que representan las causas secundarias de cada causa principal del problema.

La ventaja de este diagrama es que busca las raíces del problema, es decir, va de las causas principales a causas más profundas o secundarias, lo cual facilita la identificación de soluciones.

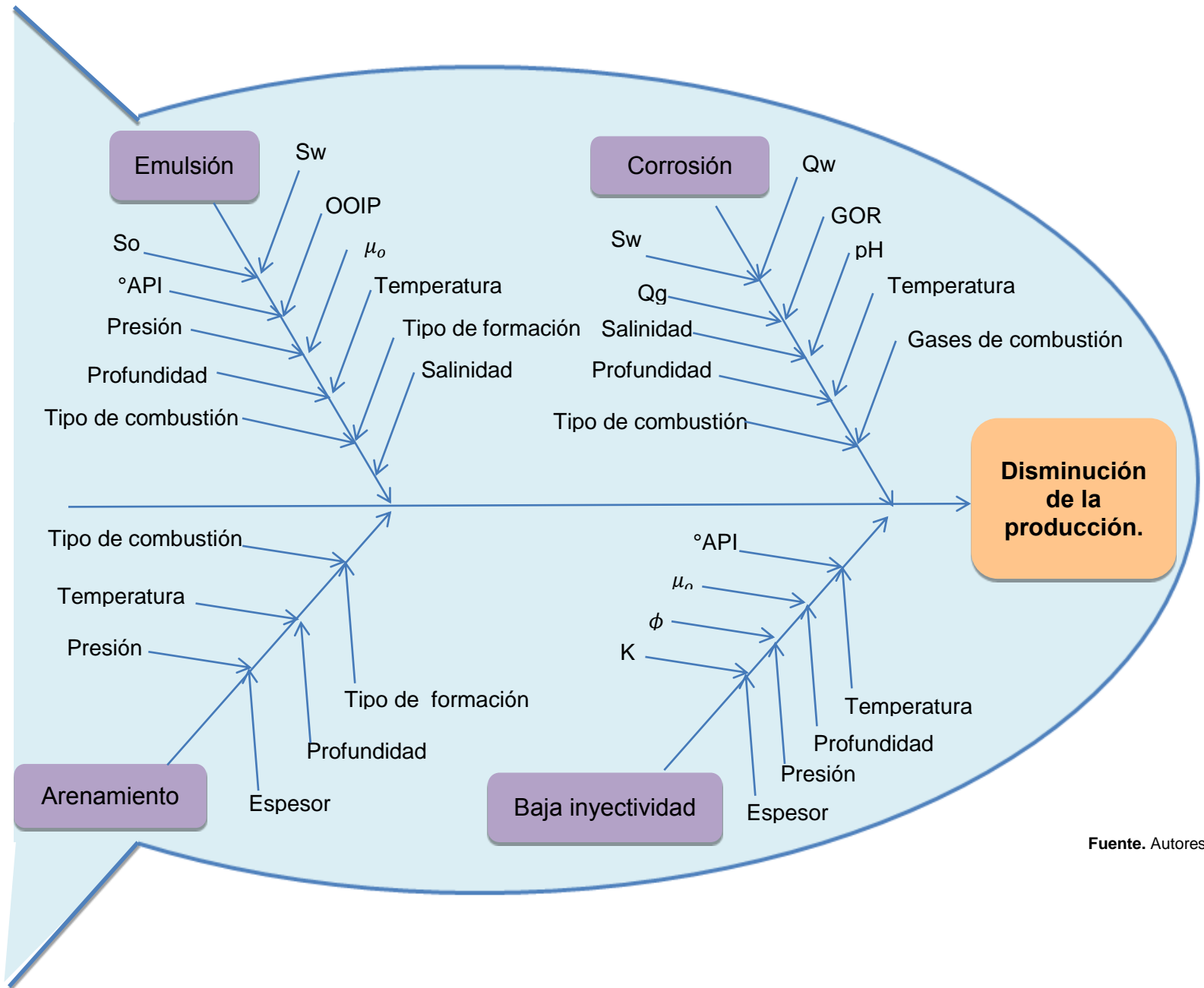
Los pasos para construir el diagrama son los siguientes:

1. Definir de forma clara el problema que se quiere analizar.
2. Identificar el mayor número de causas que están contribuyendo en la generación del problema.
3. Agrupar las causas en categorías (causas principales y causas secundarias).
4. Finalmente, realizar el diagrama.

En la figura 15 se muestra el diagrama de espina de pescado para los problemas operacionales críticos.

³⁹ BRAVO, Oscar y SÁNCHEZ, Marleny. Gestión integral de riesgos. 2 ed. Bogotá D.C., 2007, p. 192. Tomo I.

Figura 15. Diagrama de espina de pescado

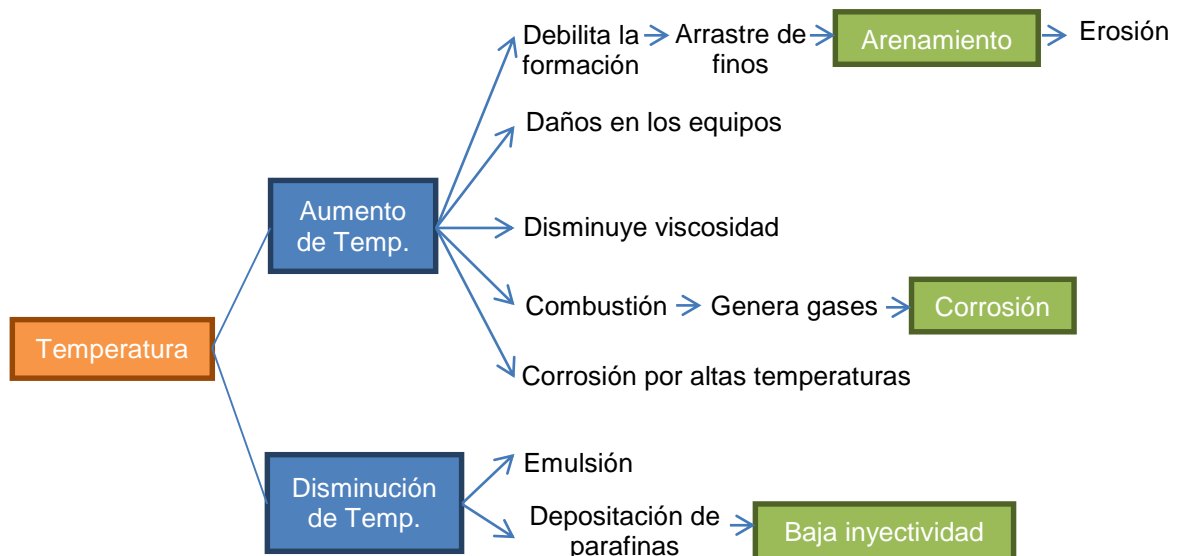


Fuente. Autores.

4.2.2 Diagrama causa-efecto integrado. Este diagrama está conformado por los principales riesgos, los cuales se entrelazan a partir de las consecuencias para identificar las causas comunes. De esta manera es posible no solamente entender gráficamente los problemas más importantes que se deben encarar al acometer la oportunidad, sino que se establecen de una manera más efectiva las soluciones o estrategias de mitigación. Es decir, es posible atacar las causas de los riesgos fuente y estar al mismo tiempo disminuyendo la probabilidad de ocurrencia de otros riesgos. Es importante establecer estrategias para su manejo, las cuales en principio asegurarán que no se dejen desatendidos⁴⁰.

En las figuras 16 a 19 se presenta los diagramas causa-efecto integrado para las propiedades que contribuyen de forma significativa en la generación de los problemas operacionales críticos.

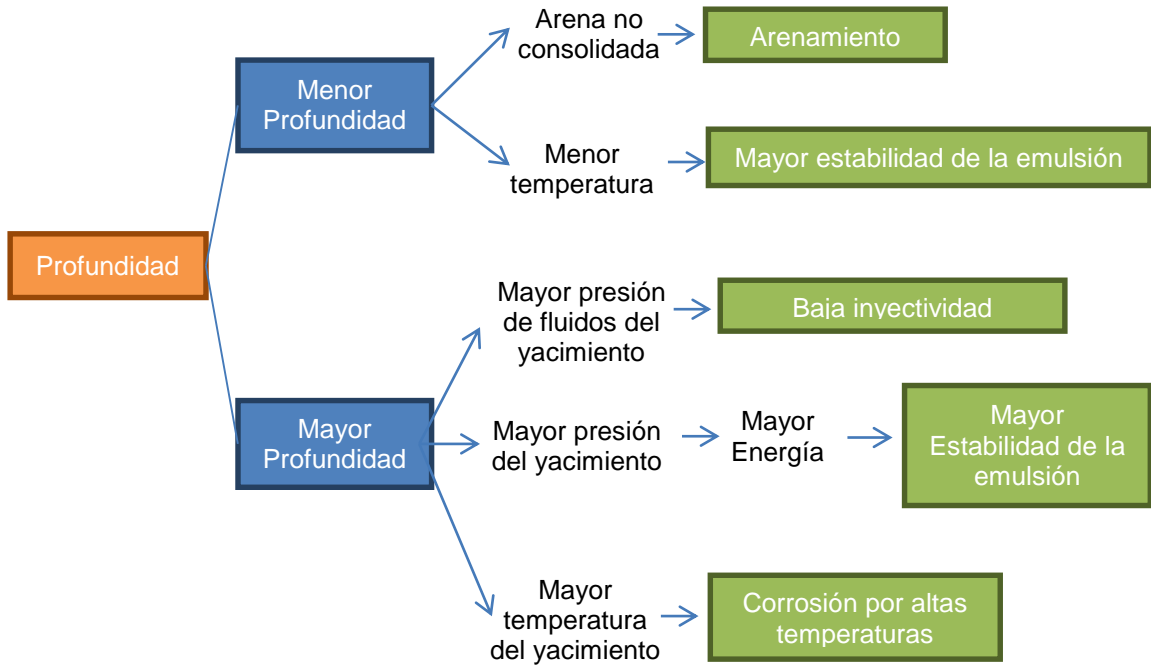
Figura 16. Diagrama causa-efecto integrado de temperatura



Fuente. Autores.

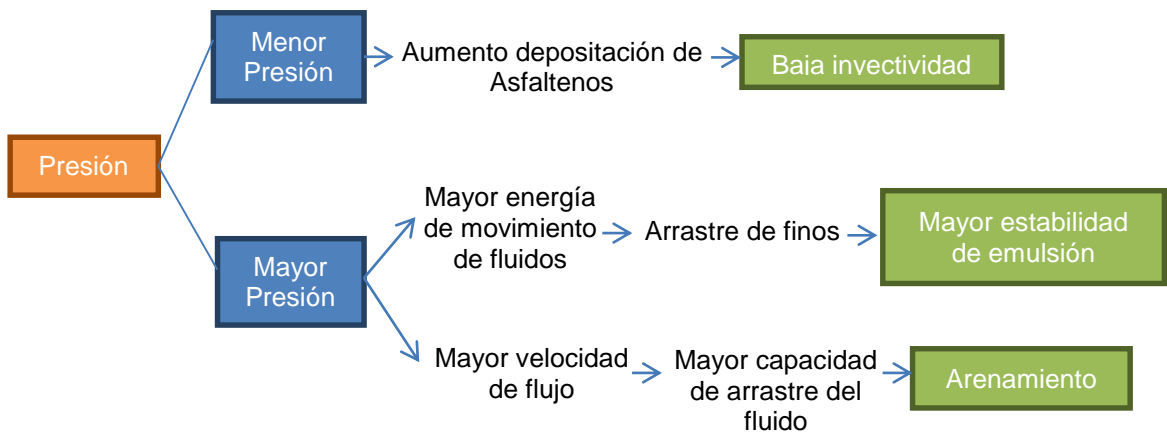
⁴⁰ BRAVO y SÁNCHEZ, Op.cit., p. 194.

Figura 17. Diagrama causa-efecto integrado de profundidad



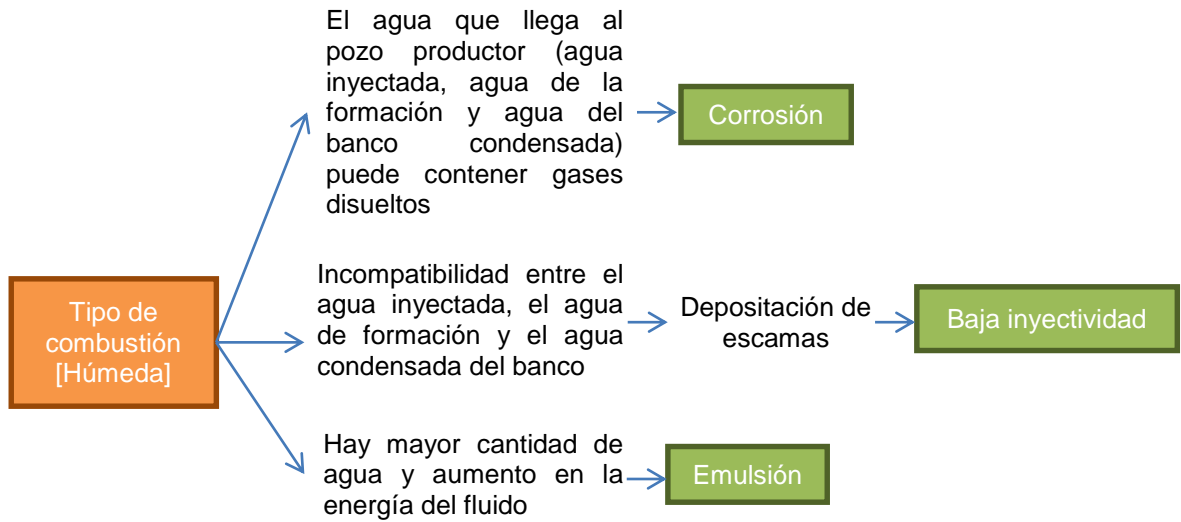
Fuente. Autores.

Figura 18. Diagrama causa-efecto integrado de presión



Fuente. Autores.

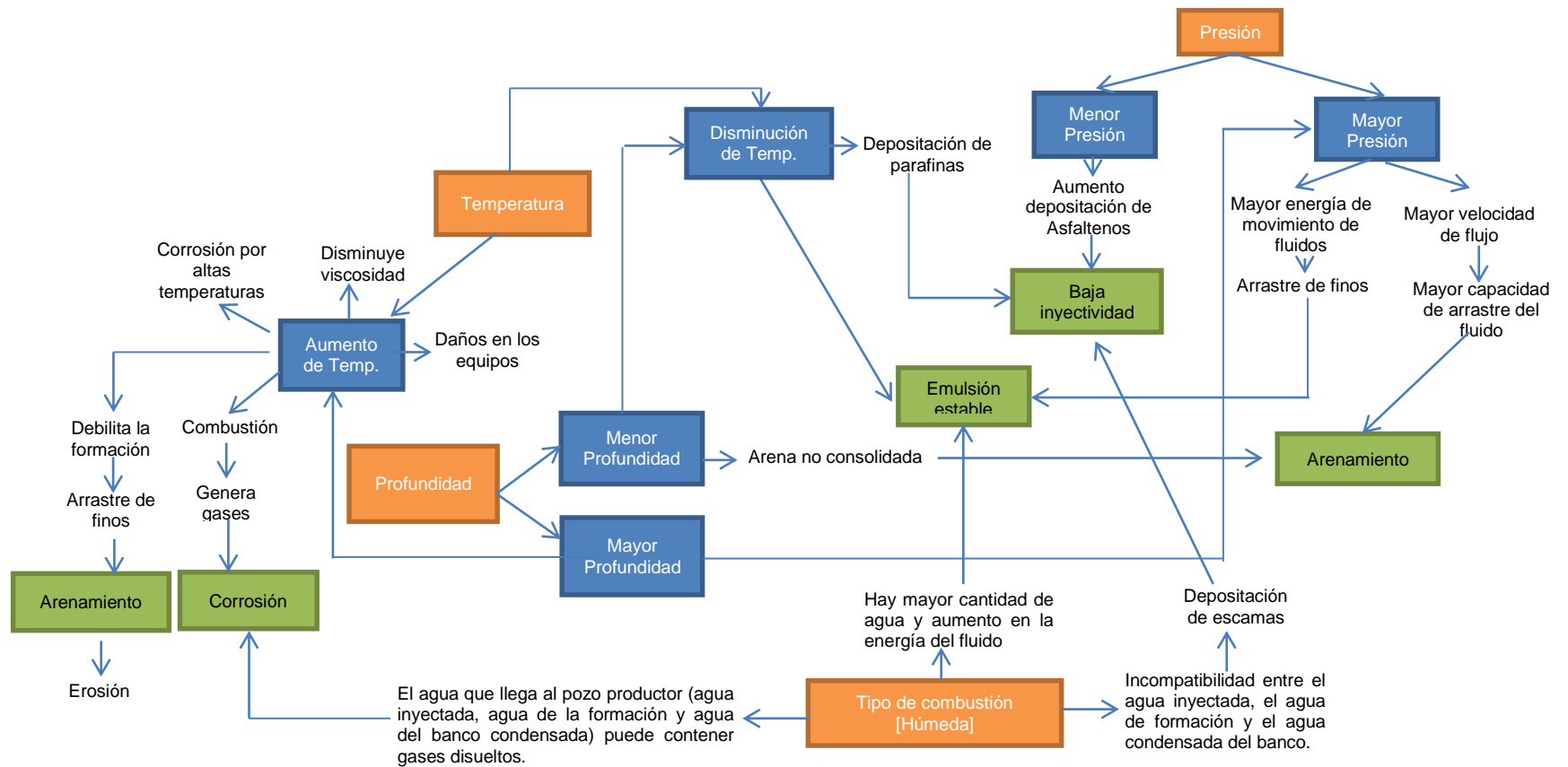
Figura 19. Diagrama causa-efecto integrado de tipo de combustión



Fuente. Autores.

En la figura 20 se puede observar un diagrama causa-efecto integrado, el cual agrupa las cuatro propiedades que producen los problemas operacionales.

Figura 20. Diagrama causa-efecto integrado general



Fuente. Autores.

4.3 RANGOS DE PROPIEDADES CON MAYOR IMPACTO EN LOS PROBLEMAS OPERACIONALES

Por medio del análisis y caracterización de riesgos se determinó que los problemas operacionales críticos durante la implementación del proceso de combustión in situ son: emulsiones, corrosión, baja inyectividad y arenamiento. En las tablas 30 a 33 se presenta los rangos de las propiedades de la roca y del fluido que favorecen de manera significativa la existencia de estos problemas.

Tabla 30. Emulsiones

Propiedad	Rango	
	Inferior	Superior
OOIP [MMBbl]	5,9	147
Temperatura [°F]	56	200
Presión [Psia]	14,7	3172,7
Viscosidad [cP]	0,8	90000
Gravedad del aceite [°API]	10	38,8
Profundidad [ft]	100	6200
Saturación de aceite [%]	14,9	68
Saturación de agua [%]	12	35,4
Tipo de combustión	Húmeda	
Tipo de formación	No consolidada	

Fuente. Autores

Tabla 31. Corrosión

Propiedad	Rango	
	Inferior	Superior
Gases de Combustión*		
CO [%]	0	4
CO ₂ [%]	12	21
N ₂ [%]		> 80
Temperatura [°F]	65	221
Profundidad [ft]	360	11300
Saturación de agua [%]	15	35,4
Tipo de combustión	Húmeda	

*Valores obtenidos durante el desarrollo de un proceso de combustión seca.

Fuente. Autores

Tabla 32. Baja inyectividad

Propiedad	Rango	
	Inferior	Superior
Espesor [ft]	22,9	50
Porosidad [%]	20	36
Permeabilidad [mD]	88	5500
Viscosidad del aceite [cP]	1,39	2000
Gravedad del aceite [°API]	14,5	40
Presión [Psia]	150	2000
Temperatura [°F]	64,4	161,6
Profundidad [ft]	418,2	3550

Fuente. Autores

Tabla 33. Arenamiento

Propiedad	Rango	
	Inferior	Superior
Temperatura [°F]	70	161,6
Presión [Psia]	54,7	1864,7
Profundidad [ft]	360	4500
Espesor [ft]	19	129
Tipo de Combustión	Húmeda	
Tipo de Formación	No consolidada	

Fuente. Autores

5. PLANTEAMIENTO DE PROBLEMAS OPERACIONALES CRÍTICOS Y SOLUCIONES EN EL CAMPO DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA POR MEDIO DE ANALOGÍAS

Para definir los problemas críticos que se pueden presentar en el campo de crudo pesado al aplicar el proyecto de combustión in situ, se hace una analogía de las propiedades presentes en el campo y los rangos determinados en el capítulo anterior para cada uno de los problemas críticos. Por motivo de confidencialidad en el presente documento sólo se nombran algunas propiedades del campo que son necesarias para realizar dicha analogía (Tabla 34).

Tabla 34. Propiedades del campo colombiano

Combustión S o H	Seca
OOIP, [MMBbl]	65
Temperatura yto, [°F]	186
Presión yto, [psia]	2600
Profundidad, [ft]	8000
Espesor neto, [ft]	300
Porosidad, [%]	19
Permeabilidad, [D]	1-2
BS&W, [%]	<5 (corte de agua)
Viscosidad del aceite, [cP]	500 @186°F
Gravedad del aceite, [°API]	9
Saturación del aceite, [%]	>70
Saturación del agua, [%]	Aprox. 25
Tipo de arena	Arenisca
Gases de combustión [%]	
CO ₂	15-16
N ₂	80
Tipo de crudo	Extra pesado

Fuente. ECOPETROL

De acuerdo a la comparación realizada entre los datos del campo y los rangos suministrados en las tablas 30 a 33 para cada uno de los problemas críticos se observa que el principal problema que se puede generar es corrosión pues después de comparar los cinco rangos de propiedades, el campo colombiano posee cuatro características que se encuentran dentro de ellos. Por ejemplo, la temperatura del campo es 186°F y el rango de temperatura para los pozos en los cuales se presentó corrosión está entre 65 a 221°F. Al realizar el mismo procedimiento con los demás problemas se observó que en segundo lugar se presentarían emulsiones pues cinco propiedades se encuentran dentro de los diez rangos posibles y finalmente baja inyectividad con dos características de ocho. Indiscutiblemente en el campo colombiano no se presentaría arenamiento.

Con el propósito de mitigar dichos problemas, a continuación se presentará una serie de soluciones que pueden ser implementadas en el campo:

5.1 PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN

En el proceso de combustión in situ al igual que en la recuperación de crudo convencional la protección contra la corrosión se hace mediante recubrimientos, inhibidores de corrosión y protección catódica.

5.1.1 Recubrimientos. Son materiales que aplicados en forma líquida o en polvo, al solidificarse constituyen una barrera continua contra el medio corrosivo. Éstos deben tener las siguientes características para generar una buena resistencia a la corrosión:

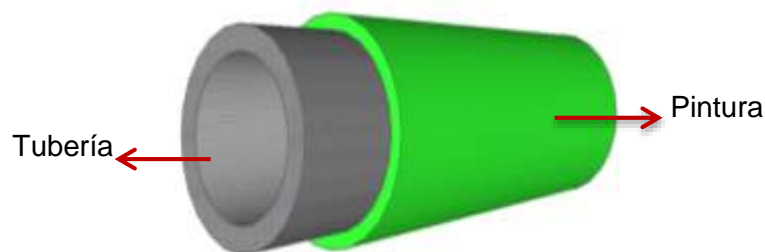
- Un alto grado de adhesión.
- Mínima discontinuidad (porosidad).
- Alta resistencia al flujo de electrones.
- Espesor suficiente (a mayor espesor, mayor resistencia).
- Baja tasa de difusión de iones tales como Cl⁻ y H₂O.

Además deben tener una resistencia adecuada al ataque por el gas o el líquido que está siendo transportado, así como por los contaminantes corrosivos o los aditivos que contenga el fluido. De igual forma, la calidad del gas transportado o líquido no debe verse comprometida.

Para el proceso de combustión in situ pueden ser usadas pinturas. Una pintura es una composición pigmentada líquida que contiene aceites secantes sólo o aceites secantes en combinación con resinas que se unen con el oxígeno para formar una película sólida adherente y protectora después de la aplicación como una capa delgada (figura 21). Están compuestas por:

- Resinas. Éstas unen los pigmentos del recubrimiento en una película homogénea. Las propiedades físicas y químicas de las pinturas son determinados por las resinas.
- Pigmentos. No sólo proporciona un color agradable, sino que protege a la resina de los efectos perjudiciales de la radiación ultravioleta sobre el recubrimiento. Además proporciona opacidad, color y resistencia a la corrosión.
- Solventes. Suministran características físicas a la pintura necesarias para la aplicación adecuada a la superficie del metal.
- Aditivos. Sustancias para obtener las propiedades finales óptimas. Se utilizan para modificar las propiedades del recubrimiento, tales como reducir el tiempo de secado y mejora las propiedades deseadas⁴¹.

Figura 21. Recubrimiento tubería



Fuente. Autores.

⁴¹ AHMAD, Zaki. Principles of corrosion engineering and corrosion control. 1 ed. Gran Bretaña, 2006. p. 382.

Para cumplir con las exigencias del proceso de combustión in situ se utilizaran pinturas de:

- Resinas epoxi con aminas aromáticas. Las resinas epoxi se obtienen a partir de la reacción entre la epiclorhidrina y un compuesto polihidroxiado, normalmente el difenol propano o Bisfenol A. Presentan buena adherencia al sustrato y gran tenacidad. Son capaces de reaccionar activamente con otros compuestos químicos portadores de hidrógenos activos o también llamados agentes de curado (endurecedores) tales como aminas aromáticas con el propósito de que al secar formen una película dura y tenaz con buena resistencia a la abrasión.
- Resinas de poliuretano. El término poliuretano abarca los productos intermediarios con funcionalidad isocianato ($-N=C=O$) y también los sistemas formados por la combinación de esos intermediarios con co-resinas. La química básica de los sistemas poliuretánicos implica la reacción de adición, por su carácter de no saturación, de la función isocianato con grupos que contienen átomos activos de hidrógeno (aminas)⁴².

Estos dos tipos de resinas se utilizan en ambientes severos donde se requiere una alta resistencia química y térmica.

Dentro de los productos comerciales se sugieren:

- Recubrimiento epoxifenólico. Es un sistema epóxico de dos componentes, fácil aplicación, excelente adherencia a la superficie, con excelente resistencia química y buena resistencia mecánica, catalizado con producto tipo amina. Resiste temperaturas de hasta 210°C (410°F)⁴³.

5.1.2 Inhibidores. Son sustancias químicas que cuando se añaden en pequeñas concentraciones a un entorno, efectivamente disminuyen la velocidad de

⁴² GIUDICE, Carlos A. y PEREYRA, Andrea M. Tecnología de pinturas y recubrimientos: componentes, formulación, manufactura y control de calidad. Buenos Aires : Edutecne, 2009. p. 110.

⁴³ Manual de recubrimientos. En: Sika [En línea]. <http://col.sika.com/es/system/search.html?_charset=UTF-8&q=manual+recubrimientos&btn_Search.x=18&btn_Search.y=5>

corrosión. Están compuestos de: inhibidor intermedio activo, ácido carboxílico o ácido dímero-trímero, desemulsificante y / o agente tensoactivo en un disolvente aromático, y alcohol. El inhibidor intermedio es el componente activo que contribuye a la protección de la corrosión en la formulación. Casi todos los inhibidores intermedios activos utilizados en la industria del petróleo y el gas son compuestos que contienen nitrógeno. Estos compuestos son excelentes inhibidores debido al par de electrones libres en los átomos de nitrógeno que pueden ser adsorbidos sobre una superficie metálica y su cadena de hidrocarburo para formar una película hidrófoba sobre la superficie, proporcionando así la inhibición.

Para el control de los gases ácidos como sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono cuando se mezclan con agua se recomienda el uso de los siguientes inhibidores:

- Imidazolinas. Son líquidos en condiciones ambientales con viscosidades relativamente bajas. Generalmente se derivan de fuentes naturales de ácidos grasos, es decir, aceite de coco o de palma, conocido como ácido graso de aceite de resina (Tall Oil Fatty Acid - TOFA)⁴⁴.
- Sales de amonio cuaternario. Generalmente, estos tensoactivos simples tienen un solo grupo de cabeza polar y una cola de hidrocarburo relativamente larga. El mecanismo exacto por el cual estas sales retardan la velocidad de corrosión no es ampliamente conocido. Sin embargo, parece intuitivo que el grupo de cabeza polar interacciona con la superficie polar de la tubería, así como la cola hidrófila se extiende en el régimen de flujo para repeler el agua⁴⁵.

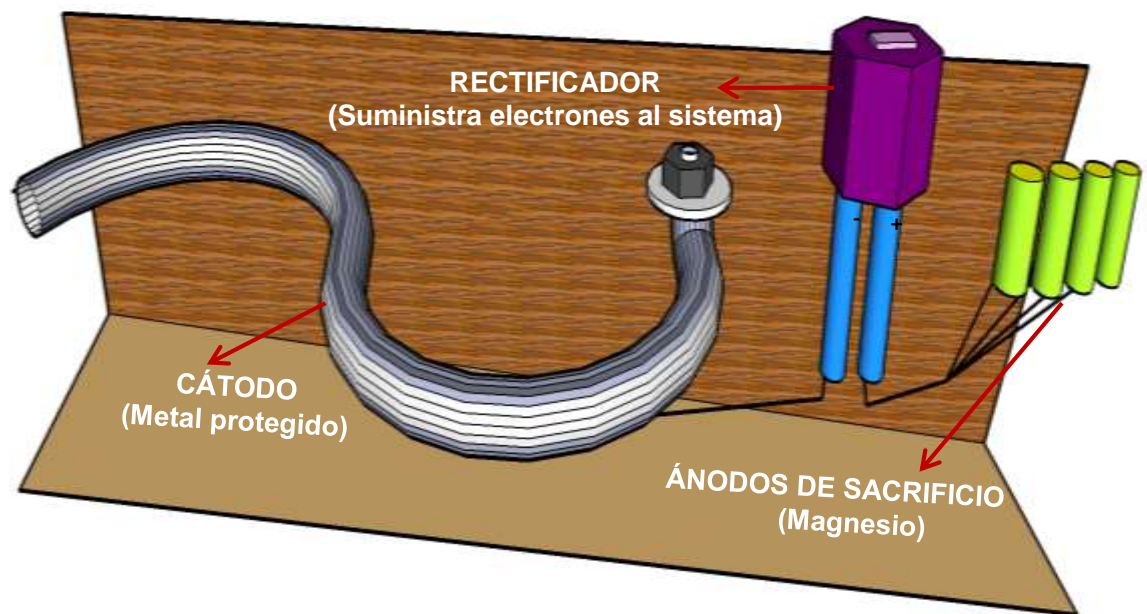
⁴⁴ GOUGH, M. A. ; DURNIE, W. H. y AUTY, E. K. Characterization, isolation and performance characteristics of imidazolines. NACE 02301. 7-11 Abril, 2002 En: Onepetro [base de datos en línea].

⁴⁵ HENRY, K, et al. The design and synthesis of improved corrosion inhibitors. NACE 05282. 3-7 Abril, 2005 En: Onepetro [base de datos en línea].

Ambos inhibidores pueden ser usados a altas temperaturas (300°F) pero no se obtiene la misma eficiencia que para un proceso que trabaja a temperaturas moderadas (150°F), es por ello que para aumentar su rendimiento se debe incrementar la concentración de inhibidor.

5.1.3 Protección catódica (CP). Mediante la aplicación de una corriente catódica en una estructura protegida la disolución anódica es minimizada. La protección catódica se aplica a menudo a las estructuras recubiertas, donde el recubrimiento proporciona la forma primaria de protección contra la corrosión. Las exigencias para la corriente CP tienden a ser excesiva para los sistemas no recubiertos. La protección catódica puede ser aplicada mediante la conexión de los ánodos de sacrificio a una estructura. El principio de la protección catódica es la formación de una celda galvánica en la que el electrodo auxiliar actúa de forma espontánea como ánodo de la reacción, consumiéndose o corroyéndose durante la misma, razón por la cual reciben el nombre de ánodos de sacrificio (figura 22).

Figura 22. Protección catódica con ánodos de sacrificio



Fuente. Tomado y modificado de: Impressed Current Cathodic Protection [en línea]. <
<http://www.youtube.com/watch?v=QYd9ENn1nP0>>.

Las siguientes ventajas están asociadas con los sistemas de ánodos de sacrificio:

- No requiere fuente de alimentación externa.
- Fácil instalación y los costos de instalación relativamente bajos.
- Es improbable la interferencia catódica en otras estructuras.
- Sistema de bajo mantenimiento (asumiendo baja demanda de corriente).
- Riesgo relativamente bajo de sobreprotección.
- Distribuciones de potencial parcialmente uniformes.

Desafortunadamente, estos sistemas relativamente simples también tienen algunas limitaciones tales como:

- Corriente y potencia de salida limitadas.
- Ambientes altamente resistivos o estructuras grandes pueden requerir un excesivo número de electrodos.
- Los ánodos deben ser reemplazados con frecuencia cuando hay alta demanda de corriente.
- Los ánodos pueden incrementar el peso estructural si están unidos directamente a una estructura⁴⁶.

Como ánodo de sacrificio se sugiere el uso de ánodos de magnesio debido a su potencial de conducción alto y su carga de alta corriente hace que sea adecuado para ánodos galvánicos. Está influenciado por el contenido de impurezas del metal del ánodo, por el tipo de eliminación de material y por la densidad de corriente, así como el electrolito. La eficiencia para ánodos de magnesio es de 50% bajo condiciones normales, esto significa que la mitad de la corriente eléctrica producida por la corrosión de los ánodos estará disponible para la protección catódica.

⁴⁶ ROBERGE, Pierre R. Handbook of corrosion engineering. Estados Unidos: McGraw-Hill, 2000. p, 871.

5.2 TRATAMIENTO DE EMULSIONES

Las emulsiones formadas durante recobro convencional se rompen por separación gravitacional o con la aplicación de calor. En combustión in situ, sin embargo, a menudo se obtienen emulsiones agua en aceite extremadamente estables, las cuales además de los métodos convencionales requieren el uso de métodos químicos.

5.2.1 Facilidades de tratamiento⁴⁷. Los tipos de facilidades de tratamiento usados para deshidratar crudos pesados en algunos campos son:

- Tanques de lavado
- Tratadores térmicos
- Deshidratadores eléctricos

Ninguna de las facilidades puede tratar las emulsiones satisfactoriamente a menos que la estabilidad de la emulsión sea baja. Así, un tratamiento químico adecuado de las emulsiones altamente estables generadas por los procesos de combustión in situ debe llevarse a cabo antes del procesamiento en una de las facilidades de tratamiento, cuya función es ayudar a la coalescencia y proveer separación por gravedad de las gotas unidas del crudo.

El calor es esencial en el tratamiento de crudos de alta viscosidad para permitir la separación de aceite y agua dentro de un tiempo razonable. El calentamiento sin tratamiento químico no disminuirá la estabilidad de la emulsión lo suficiente para romperla. Sin embargo, el incremento de la temperatura ayuda en el proceso del rompimiento de la emulsión de varias maneras.

- La viscosidad del crudo es disminuida, lo cual permite mejorar la separación gravitacional.
- La solubilidad y dispersión de algunos coloides orgánicos es incrementada.

⁴⁷ BERTNESS, Op. cit.

- La tensión interfacial entre el aceite y el agua es disminuida.
- La velocidad de la reacción y la ubicación de los desemulsificantes químicos en la interfase son optimizadas.

El tanque de lavado con calentamiento ha sido una facilidad muy popular para el tratamiento de crudo pesado. El tanque de lavado puede servir como un separador gas-aceite, separador de agua libre, y un tanque para la coalescencia y el asentamiento de agua emulsionada y sólidos. La instalación depende del tiempo sustancial para la coalescencia y el asentamiento de la emulsión. Una distribución uniforme del calor y el flujo de los fluidos a través del tanque son necesarios para una separación satisfactoria de aceite, agua, gas y sólidos. La separación es posible solamente si la emulsión es inestable.

El tanque de lavado no es una instalación eficiente para el tratamiento continuo de las emulsiones difíciles del crudo pesado. Las desventajas son alta inversión, gastos de operación, y volumen de aceite en el proceso. Las variaciones en el tratamiento y las características de la emulsión de alimentación del tanque de lavado pueden resultar en acumulación de emulsión fuerte o colchón a lo largo de la capa de aceite. Esto se presenta debido a la canalización y el rápido flujo de la emulsión de alimento. La laminación de la emulsión de aceite se desarrolla fácilmente con la canalización de flujo y la turbulencia térmica en el tanque de lavado y es difícil de evitar con los requerimientos de alta temperatura y pequeña diferencia de densidad entre el aceite y el agua.

La mayoría de los crudos de baja gravedad forman espumas cuando se calientan, lo cual afecta al tanque de lavado. El precalentamiento y la separación del gas son requeridas para eliminar la espuma antes del procesamiento en un tanque de lavado.

Una prueba ilustra las ventajas de la incorporación en el proceso de tratamiento de medios para forzar la destrucción de las películas interfaciales y la coalescencia

de agua emulsionada. Los sistemas que ayudan al rompimiento de las películas y la coalescencia de las gotas es el uso de filtros o campos eléctricos. La centrífuga también ofrece esta ventaja.

Los tratadores térmicos horizontales están disponibles en numerosos diseños y combinaciones de características para:

- Separar gas
- Remover el agua libre y la arena
- Calentar la emulsión
- Romper la espuma de la emulsión calentada
- Lavar la emulsión
- Filtrar y unir las gotas
- Romper películas y unir gotas con campos eléctricos

Los diseños más simples no usan filtros o campos eléctricos, sino que dependen de un tratamiento químico, del control de flujo y de la distribución de la temperatura para permitir la separación gravitacional de los componentes.

Una secuencia de tratamiento químico, separador de agua libre, calentador para remover arena y espuma y finalmente un deshidratador eléctrico con calentamiento es un exitoso tratamiento de emulsiones estables de crudo producido térmicamente.

5.2.1.1 Columnas de coalescencia. Es una tecnología simple, de bajo costo y amigable con el medio ambiente que remueve exitosamente agua de las emulsiones producidas por aceite pesado. Es usada generalmente en pilotos o en proyectos pequeños, pues, para el diseño de las dimensiones de la columna se debe tener en cuenta la cantidad de emulsión a tratar, y si se maneja un proyecto a gran escala, sería recomendable usar otros métodos.

Una columna de coalescencia es una tubería llena con algún tipo de material poroso empacado el cual ayuda en la coalescencia de las gotitas dispersas de una

emulsión (figura 23). Existen muchos materiales de empaque, desde fibras plásticas oleofílicas de alta tecnología hasta materiales tan exóticos como granulados de cáscaras de nuez. Algunos de los materiales de empaque más comunes probados incluyen vidrio, fibra de vidrio, turba, carbón, arena y fibras de polietileno. Después de varios años de estudio, según el Consejo de Investigación de Saskatchewan (SRC), el material de empaque debe tener la misma mojabilidad de la fase dispersa.

Figura 23. Columna de coalescencia



Fuente. RENOUF, G., et al. Produced fluids separation using a coalescer column. SPE 07-05-04. Mayo 2007.

Los resultados de un estudio realizado en crudos de 12,6 y 13,2 °API en Saskatchewan, indican que el uso de la columna de coalescencia disminuye el uso de desemulsificante, pues su incorporación logró la reducción de la concentración de 250 ppm a 70 ppm⁴⁸.

⁴⁸KOKAL, Sunil. Crude oil emulsions: A state of the art review. SPE 77497. 29 Septiembre a 2 Octubre, 2002. En: Onepetro [base de datos en línea].

5.2.2 Métodos químicos⁴⁹. El método más común de tratamiento de emulsiones es añadir químicos llamados desemulsificantes. Estos químicos son diseñados para neutralizar el efecto de los agentes emulsificantes que estabilizan las emulsiones. Los desemulsificantes son compuestos tensoactivos y cuando son añadidos a la emulsión, migran a la interfase aceite - agua y rompen o debilitan la película rígida y mejoran la coalescencia de las gotas de agua.

Un rompimiento óptimo con desemulsificantes requiere:

- Una apropiada selección del químico para una emulsión dada.
- Adecuada cantidad del químico.
- Adecuada mezcla del químico y la emulsión.
- Suficiente tiempo de retención en los tratadores para el asentamiento de las gotas de agua.
- La adición de calor, redes eléctricas, coalescedores, etc. para facilitar o solucionar completamente las emulsiones.

Selección de químicos. La selección del desemulsificante correcto es crucial en el proceso de rompimiento de la emulsión. Con una comprensión cada vez mayor del proceso de rompimiento de la emulsión, la disponibilidad de nuevas y mejores sustancias químicas, la selección del desemulsificante adecuado es cada vez más fácil, más organizada y la mayoría de los errores se han eliminado.

Los desemulsificantes son sustancias químicas que contienen solventes (benceno, tolueno, xileno, alcoholes de cadena corta, nafta aromática pesada), tensoactivos, floculantes y agentes humectantes.

Los procedimientos de análisis están disponibles para seleccionar los productos químicos adecuados. Estas pruebas incluyen pruebas de botella, simuladores dinámicos y pruebas reales de plantas. Todos los procedimientos de ensayo

⁴⁹RENOUF, G., et al. Producer fluids separation using a coalescer column. SPE 07-05-04. Mayo, 2007. En: Onepetro [base de datos en línea].

tienen limitaciones. Hay cientos de desemulsificantes comerciales disponibles que pueden ser evaluados.

Dosificación. La cantidad o la dosis del desemulsificante requerido es muy específica del sitio y depende de un número de factores. Se debe tener en cuenta que muy poco desemulsificante dejará la emulsión sin solución y que una alta dosis puede ser perjudicial para el proceso de tratamiento, debido a que los desemulsificantes son también agentes tensoactivos, tales como los emulsionantes y una cantidad en exceso también puede producir emulsiones muy estables. En este caso el químico simplemente reemplaza los emulsificantes naturales en la interfase.

5.2.2.1 TFSA. Thin Film Spreading Agents. Es un oxialquilado sustituido por resina fenolaldehído, el cual es estable con la temperatura, cualidad esencial para procesos como combustión in situ. Aunque los compuestos TFSA no son “solubles” en un sentido macroscópico convencional en agua o hidrocarburo, son solubles en cierta medida microscópica muy pequeña suficiente para permitir cierta difusión a través de la fase de agua al aceite, especialmente a altas temperaturas, como las encontradas en los yacimientos. Los compuestos TFSA pueden reducir las tensiones o energías interfaciales mediante la aplicación de una película de difusión lo suficientemente fuerte como para superar los agentes emulsionantes que se encuentran naturalmente entre las interfases de aceite-agua y aceite –roca⁵⁰.

Mecanismo de acción del TFSA ⁵¹. Los constituyentes semipolares asfálticos o de otro tipo del aceite se adsorben rápidamente en la interfase aceite-agua para formar películas espesas y viscosas que estabilizan las emulsiones agua en

⁵⁰ ADKINS, J.D. Results of adding surfactant to cyclic steam wells. SPE 12007-MS. 5–8 Octubre, 1983. En: Onepetro [base de datos en línea].

⁵¹ BLAIR, Charles M., et al. Chemical enhancement of oil production by cyclic steam injection. SPE 10700-PA. Diciembre 1982. En: Onepetro [base de datos en línea].

aceite. Aunque las presiones de extensión de estas películas están generalmente en el rango de 15 a 30 dinas/cm, dejan energías de superficie muy considerables en la interfase petróleo / agua [25 a 40 dinas / cm (25 a 40mN / m)] después de la adsorción, y crean barreras de energía potencial que impiden la coalescencia de las gotitas de agua.

Los componentes TFSA parecen desestabilizar las emulsiones por adsorción en la interfase agua-aceite, extendiéndose con más fuerza que los agentes estabilizadores asfálticos y empujándolos hacia solución en el aceite (figura 24). La presión de extensión aumenta rápidamente con la concentración. El TFSA colocado en la interfase, forma películas delgadas y móviles que no presentan casi ninguna restricción al acercamiento de gotas de agua. Esto permite la coalescencia de las gotas de agua y la separación de aceite y agua en dos fases.

Figura 24. Mecanismo de acción TFSA



Fuente. Tomada y modificada de: SRIVASTAVA, P., et al. Successful field application of surfactant additives to enhance thermal recovery of heavy oil. SPE 140180-MS. 25-28 Septiembre, 2011.

Hay gran evidencia que indica que la adsorción del espesor de las películas gruesas e hidrófobas del crudo, no se limita a las superficies de agua sino que también ocurre en otras superficies de alta energía tales como las de las rocas del yacimiento. En los yacimientos de crudo actual, probablemente la mayoría de las superficies de la roca están en contacto con el aceite y se convierten al menos parcialmente mojada por aceite o emulsificada por la adsorción de una película hidrofóbica viscosa y gruesa derivada del aceite. Al parecer, si los componentes TFSA están presentes en el yacimiento, deben ayudar al proceso de coalescencia o a la mojabilidad por agua. También, con una apropiada selección del TFSA, sus compuestos tienden a no permanecer adsorbidos entre fases de alta energía, tales como agua y la roca, y se deben desorber cuando el aceite es desplazado y ser llevados en el aceite, en el que son preferentemente solubles, para ser reusados más adelante en el desplazamiento de películas en rocas mojadas por aceite.

5.3 CONTROL DE LA BAJA INYECTIVIDAD

A continuación se presentan algunas soluciones dependiendo de los factores que estén generando este problema.

5.3.1 Tubería flexible. Son tuberías de acero de diámetro relativamente pequeño. Éstas son utilizadas para realizar trabajos de limpieza de pozos, para la remoción de los escombros y para facilitar las operaciones de estimulación. Dentro de sus ventajas se encuentra la flexibilidad de trabajar bajo presión en pozos “activos” sin matar el pozo y la capacidad única de bombear fluidos en cualquier momento, independientemente de la posición dentro del pozo o la dirección de viaje. El empleo de tubería flexible facilita la ejecución de operaciones de intervención eficaces desde el punto de vista de sus costos que permiten optimizar la producción de hidrocarburos, incrementar la recuperación de reservas del yacimiento y mejorar sustancialmente la rentabilidad del campo⁵².

⁵² BOUMALI, Abderrahmane, et al. Tubería flexible: métodos innovadores de intervención de pozos. En: Schlumberger [en línea]. < http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/spr06/p30_45.pdf > [citado en 2006].

5.3.2 Acidificación. El tratamiento de acidificación matricial apunta en primer lugar a retirar o evitar el daño producido por la migración de finos, la precipitación de hierro, el hinchamiento de las arcillas, las incrustaciones de carbonatos o hidróxidos, y las partículas provenientes de las operaciones de perforación y terminación de pozos que producen obstrucciones, mediante la inyección de fluidos de pH bajo, en el yacimiento a presiones menores a la presión de fractura y restaurar la permeabilidad del yacimiento (en la región cercana al pozo) a su estado original o lo más cerca posible para así restituir el flujo en la formación. Los resultados de este proceso generan una capacidad de flujo que se aproxima a la del pozo sin daño. El éxito de estos tratamientos depende en gran medida de la selección apropiada del ácido y del diseño del tratamiento⁵³.

A medida que los pozos se vuelven más profundos y aumentan su temperatura, crece la necesidad de contar con técnicas de acidificación matricial para condiciones de alta temperatura, ya que en una acidificación convencional se hace uso del HF (ácido fluorhídrico) y del HCl (ácido clorhídrico), el cual es un fluido de estimulación efectivo a bajas temperaturas, pero puede ser problemático si se utiliza a temperaturas mayores a 93°C (200°F). A temperaturas más elevadas, este ácido mineral ataca la formación demasiado rápido, lo cual hace que se consuma demasiado temprano. Estas condiciones además favorecen la corrosión excesiva de los tubulares y requieren que los ingenieros agreguen concentraciones elevadas de inhibidores de corrosión⁵⁴. Es por ello, que para las condiciones del campo colombiano se propone un tratamiento de acidificación de la matriz con agentes quelantes, los cuales son agentes de disolución activos en las reacciones de acidificación y se utilizan a menudo para ligar, secuestrar o capturar otras moléculas. Los agentes recomendados son derivados del ácido hidroxiaminopolicarboxílico (HACA) los cuales se utilizan para bloquear los iones

⁵³ ABOUD, Ricardo; SMITH, Kern y FORERO, Leandro. Effective matrix acidizing in high-temperature environments. SPE 109818-MS. 11-14 Noviembre, 2007 En: Onepetro [base de datos en línea].

⁵⁴ DEBRUIJN, Gunnar, et al. Tecnologías para alta presión y alta temperatura. En: Schlumberger [en línea]. <http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2008/or2008_sp_win04_altapresiontemperatura.aspx> [citado en 2009].

indeseables en la solución. Estos agentes quelantes presentan las siguientes características:

- Reducen las posibilidades de daño de la formación.
- Velocidades de reacción retardadas.
- Tasas de corrosión bajas.
- Niveles más bajos de toxicidad.
- Reducción de la necesidad de neutralización de los fluidos de retorno y concentraciones menores de productos de corrosión en estos fluidos.
- Más beneficios para la salud, la seguridad y el medio ambiente⁵⁵.

Dentro del proceso de acidificación se debe tener en cuenta la eliminación de los iones sulfuro de hidrógeno ya que la combinación de éstos con los iones de sulfuro de hierro crean problemas adicionales de precipitación. Otros componentes que pueden ser combinados con el agente quelante y el modificador o eliminador de sulfuros de la composición incluyen inhibidores de corrosión, aditivos para control del pH y para la pérdida de fluido, agentes no emulsificantes, agentes reductores, y secuestrantes de oxígeno. Algunos de estos componentes pueden ser usados para mejorar el grado de control de precipitación. Por ejemplo, los agentes reductores se pueden utilizar para reducir el hierro férrico a hierro ferroso. Los secuestrantes de oxígeno para reducir la cantidad de oxígeno presente en la solución ácida para inhibir la formación de hierro férrico por la oxidación de hierro ferroso. Los compuestos tales como el ácido eritórbico y los complejos de hidroxilamina sirven tanto como agentes reductores de hierro como secuestrantes de oxígeno. El ácido eritórbico también actúa como un agente complejante de hierro⁵⁶.

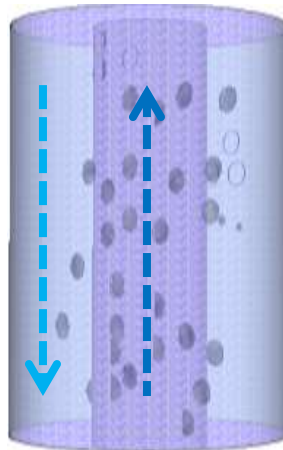
5.3.3 Tubería en U. Una de las razones por las cuales se presenta baja inyectividad es debido a las reacciones de oxidación presentes en el pozo

⁵⁵ AL-HARTHY, Salah, et al. Opciones para la estimulación de pozos de alta temperatura. En: Schlumberger [en línea]. < http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish09/spr09/opciones_para_la_estimulacion.pdf> [citado en 2009].

⁵⁶ Walter R. y Walker, Michael L. Compositions and method for controlling precipitation when acidizing sour wells. En: Fpo [en línea]. < <http://www.freepatentsonline.com/4888121.pdf>>

inyector, y el óxido de hierro que es el causante del taponamiento. Su presencia causa turbulencia en el aire, además, cierres del compresor o ajustes de la tasa de inyección parecen causar taponamiento. Para mitigar este problema en el campo Brea Olinda se utilizó una técnica la cual se recomienda para el campo colombiano, el proceso consiste en entubar en U al pozo. Para hacer esto, el aire se inyecta por el casing y se recupera por el tubing. Sin interrumpir el suministro de aire al pozo, se purga el aire de la tubería con la suficiente rapidez para causar una lenta despresurización del casing. Al mismo tiempo es bombeada agua al casing a una tasa de 6 galones/minuto usando una bomba de refrigeración de agua. El agua viaja a través del casing hasta el fondo del pozo y el aire es levantado por la tubería a gran velocidad. Este proceso se realiza hasta que la presión de la línea de inyección se reduce aproximadamente a la presión de la formación. Luego se deja de bombear agua y la descarga de aire se continúa hasta que se reduzca la humedad en el aire recibido. Es poco probable que el pozo de inyección se caliente mientras el aire transporte agua. Con este tratamiento la velocidad de taponamiento se reduce y se elimina el óxido del pozo⁵⁷.

Figura 25. Tubería en U



Fuente. Autores

⁵⁷ SHOWALTER, W.E. y MACLEAN, M. Fireflood at Brea- Olinda field, Orange County, California. SPE 4763-MS. 22-24 Abril 1974. En: Onepetro [base de datos en línea].

CONCLUSIONES

- Por medio de la revisión bibliográfica y haciendo uso de los diferentes mecanismos de análisis y caracterización de riesgo se determinó que los problemas más comunes que se han originado en la mayoría de campos donde se ha implementado el método de combustión in situ son: baja inyectividad, arenamiento, corrosión, emulsiones y finalmente H₂S y CO₂.
- Mediante el empleo de los diagramas causa-efecto integrado se evidenció que las propiedades que contribuyen de forma significativa en la generación de los problemas operacionales críticos son: temperatura, presión, profundidad y tipo de combustión.
- Haciendo uso de analogías entre los rangos establecidos y las propiedades del campo colombiano se encontró que el principal problema que se puede presentar es corrosión, seguido de emulsiones y baja inyectividad.
- Durante la aplicación de un proceso de combustión in situ se presentan cambios de temperatura los cuales producen alteraciones en las propiedades tanto de la roca como de los fluidos, que pueden contribuir a la generación de problemas operacionales.
- Se evidencia un grado de incertidumbre respecto a los problemas operacionales que pueden ocurrir en el campo colombiano, debido a que las características de éste difieren de las presentes en los yacimientos en los cuales ha sido implementada esta tecnología, dado que el proceso se ha desarrollado ya sea para crudos livianos que se encuentran a altas profundidades o para crudos pesados donde el yacimiento es somero.

- Para cada uno de los problemas operacionales críticos se plantearon métodos de mitigación. En primer lugar, en corrosión se propone el uso de recubrimientos, inhibidores y protección catódica; de igual forma para baja inyectividad se recomienda la acidificación con agentes quelantes y finalmente en emulsiones se sugiere la combinación entre los métodos convencionales y los métodos químicos.

RECOMENDACIONES

- Se debe tener en cuenta la profundidad al momento de aplicar un piloto de combustión in situ, ya que ésta es la propiedad que contribuye de manera más significativa a la generación de problemas operacionales.
- Los rangos de las propiedades que favorecen la formación de problemas operacionales son susceptibles a la cantidad de campos estudiados, es por ello que para posteriores análisis se deben tener en cuenta las nuevas aplicaciones del método, sus características y los inconvenientes encontrados.
- Para determinar la eficiencia de los inhibidores y recubrimientos recomendados para la protección contra la corrosión, se deben realizar las evaluaciones del comportamiento anticorrosivo, calidad y resistencia eléctrica, así como tendencia a la formación de emulsiones y espuma, persistencia de la película y compatibilidad con el fluido y con las condiciones del proceso.
- Al utilizar inhibidores para control de la corrosión se debe tener en cuenta la temperatura de operación ya que dicha propiedad afecta la eficiencia del mismo, razón por la cual se debe incrementar su concentración.
- Para determinar la solubilidad y dispersabilidad del inhibidor de corrosión se sugiere realizar pruebas de laboratorio tales como: pruebas gravimétricas y pruebas electroquímicas, las cuales consisten en simular el medio donde se aplicará dicho inhibidor y de esta manera definir la velocidad de corrosión y eficiencia del tratamiento. El procedimiento de estas pruebas se debe realizar de acuerdo al método establecido por la NACE 1D-182 y NACE 1D-196.

- Se recomienda realizar las pruebas de botella, simuladores dinámicos y pruebas reales de plantas, para seleccionar el tipo desemulsificante y dosificación adecuada.

BIBLIOGRAFÍA

- ABDU, medhat, et al. Valor del agua de formación. En: Schlumberger [en línea]. <
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/spr11/03_valor.pdf> [citado en 2011].
- ABOUD, Ricardo; SMITH, Kern y FORERO, Leandro. Effective matrix acidizing in high-temperature environments. SPE 109818-MS. 11-14 Noviembre, 2007 En: Onepetro [base de datos en línea].
- ADKINS, J.D. Results of adding surfactant to cyclic steam wells. SPE 12007-MS. 5–8 Octubre, 1983. En: Onepetro [base de datos en línea].
- AHMAD, Zaki. Principles of corrosion engineering and corrosion control. 1 ed. Gran Bretaña, 2006.
- ALABAMA SPECIALTY PRODUCTS, Inc. Introducción al monitoreo de corrosión [en línea]. <
[http://www.alspi.com/Spanish/corrosion%20monitoring%20\(spanish\).pdf](http://www.alspi.com/Spanish/corrosion%20monitoring%20(spanish).pdf)>.
- AL-HARTHY, Salah, et al. Opciones para la estimulación de pozos de alta temperatura. En: Schlumberger [en línea]. <
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish09/spr09/opciones_para_la_estimulacion.pdf> [citado en 2009].
- ALI, Farouq; JONES, J.A. y MELDAU, R. F. Practical heavy oil recovery. 1997.
- ALVARADO, Douglas A. y Banzér S., Carlos. Recuperación térmica de petróleo. Re-editado y corregido por Dr. Adafel C. Rincón Mora. Caracas, 2002.
- ANDERSEN, Greg, et al. Métodos prácticos de manejo de la producción de arena. En: Schlumberger [en línea]. <

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/sum04/p10_29.pdf> [citado en 2004].

- ANTHONY, Mark; TAYLOR, Tim y GALLAGHER, Bill. Fireflooding a high-gravity crude in a watered-out West Texas sandstone. SPE 9711-PA. Octubre 1982. En: Onepetro [base de datos en línea].
- Panait-Patică, D. Șerban, and N. Ilie. Suplacu de Barcau field - a case history of a successful in-situ combustion exploitation. SPE 100346-MS. 12-15 Junio 2006. En: Onepetro [base de datos en línea].
- BATES, Ron, et al. Examinando los pozos productores: Supervisión de los sistemas ESP. En: Schlumberger [en línea]. <
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/aut04/03_esp_surveillance.pdf> [citado en 2004].
- BERRETEAGA, Ana, et al. Manual de buenas prácticas. Inyección profunda de rechazos de desalación. [En línea]. <http://www.consolider-tragua.com/documentos/mbp_inyeccion_profunda_rechazos_desalacion.pdf >
- BERTNESS, T.A. Thermal recovery: principles and practices of oil treatment. SPE 1266. 3-5 Octubre,1965. En: Onepetro [base de datos en línea].
- BLAIR, Charles M., et al. Chemical enhancement of oil production by cyclic steam injection. SPE 10700-PA. Diciembre 1982.En: Onepetro [base de datos en línea].
- BOUMALI, Abderrahmane, et al. Tubería flexible: métodos innovadores de intervención de pozos. En: Schlumberger [en línea]. <
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/spr06/p30_45.pdf> [citado en 2006].
- BOWMAN, C. H. A two spot combustion recovery project. SPE 1158-PA. Septiembre 1965. En: Onepetro [base de datos en línea].

- BRAVO, Oscar y SÁNCHEZ, Marleny. Gestión integral de riesgos. 2 ed. Bogotá D.C., 2007, Tomo I.
- CADY, G. V.; HOFFMAN, S. J. y SCARBOROUGH, R. M. Silverdale combination thermal drive project. SPE 8904-MS. 9-11 Abril 1980. En: Onepetro [base de datos en línea].
- CARCOANA, Aurel. Applied enhanced oil recovery. New Jersey: Prentice-Hall, Inc, 1992.
- CARCOANA, Aurel. Enhanced oil recovery in Rumania. SPE 10699-MS. 4-7 Abril, 1982 En: Onepetro [base de datos en línea].
- Casing and tubing buckling. [En línea]. < http://petrowiki.spe.org/Casing_and_tubing_buckling>
- Causes of Packer seal failure. En: Wipertrip [En línea]. <<http://www.wipertrip.com/completion/operations/77-causes-of-packer-seal-failure.html>>
- CHU, Chieh. State of the art review of fireflood field projects. SPE 9772-PA. Enero 1982. En: Onepetro [base de datos en línea].
- COUNIHAN, Thomas M. A successful in-situ combustion pilot in the Midway-Sunset field; California. SPE 6525-MS. 13-15 Abril 1977. En: Onepetro [base de datos en línea].
- CRABTREE, Mike, et al. La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. En: Schlumberger [en línea]. <http://www.slb.com/~-/media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pdf> [citado en 1999].
- CREEK, Jefferson, et al. Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. En: Schlumberger [en línea].

<http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/aut07/p22_43.pdf> [citado en 2007].

- DEBRUIJN, Gunnar, et al. Tecnologías para alta presión y alta temperatura. En: Schlumberger [en línea]. <http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2008/or2008_sp_win04_altapresiontemperatura.aspx> [citado en 2009].
- DIETZ, D. N. Wet underground combustion, state of the art. SPE 2518-PA. Mayo 1970. En: Onepetro [base de datos en línea].
- DONALDSON, Erle C.; CHILINGARIAN, George V. y YEN, Teh Fu. Enhanced oil recovery, I fundamentals and analyses. 1985.
- EARLOUGHER, Robert; GALLOWAY, J. y PARSONS, R. Performance of the Fry In-Situ Combustion Project. SPE 2409-PA. Mayo 1970. En: Onepetro [base de datos en línea].
- ELKINS, Lincoln; MORTON, Dick y BLACKWELL, William. Experimental fireflood in a very viscous oil-unconsolidated sand reservoir, S. E. Paul Valley field, Oklahoma. SPE 4086-MS. 8-11 Octubre 1972. En: Onepetro [base de datos en línea].
- ESKEW, James O. Performance Review – in situ combustión Project, West Casa Blanca field, Duval County, Texas. SPE 3776-MS. 16-19 Abril 1972. En: Onepetro [base de datos en línea].
- FAYERS, F. John. Enhanced oil recovery. New York: Elsevier, 1981.
- F.M. Mourits y S. Coulombe. Separation and Characterization of surfactants present in emulsions produced in Thermal recovery processes. SPE SS-89-24. 25-27 Septiembre 1989. En: Onepetro [base de datos en línea].
- G. A., Clark, et al. The fry in situ combustion test-field operations. SPE 955-PA. Marzo 1965. En: Onepetro [base de datos en línea].

- GADELLE, Claude, et al. Heavy-oil recovery by in-situ combustion- two field cases in Rumania. SPE 8905-PA. Noviembre, 1981. En: Onepetro [base de datos en línea].
- GATES, C. F. y SKLAR, I. Combustion as a primary recovery process – Midway Sunset field. SPE 3054-PA. Agosto 1971. En: Onepetro [base de datos en línea].
- GIUDICE, Carlos A. y PEREYRA, Andrea M. Tecnología de pinturas y recubrimientos: componentes, formulación, manufactura y control de calidad. Buenos Aires : Edutecne, 2009.
- GÓMEZ DE LEÓN, Félix C. y ALCARAZ, Diego J. Manual básico de corrosión para ingenieros. Murcia, 2004.
- GONZÁLEZ, Deisy. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección cíclica de vapor mediante analogías. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2005.
- GOUGH, M. A. ; DURNIE, W. H. y AUTY, E. K. Characterization, isolation and performance characteristics of imidazolines. NACE 02301. 7-11 Abril, 2002 En: Onepetro [base de datos en línea].
- HALLAM, R. J. Operational techniques to improve the performance of in- situ combustion in heavy- oil and oil-sand reservoirs. SPE 21773-MS. 20-22 Marzo 1991. En: Onepetro [base de datos en línea].
- HARDY, W. C., et al. In situ combustion in a thin reservoir containing high-gravity oil. SPE 3053-PA. Febrero 1972. En: Onepetro [base de datos en línea].
- HENRY, K, et al. The design and synthesis of improved corrosion inhibitors. NACE 05282. 3-7 Abril, 2005 En: Onepetro [base de datos en línea].

- HOWELL, James y PETERSON, Mark. The fry in situ combustión Project performance and economic status. SPE 8381-MS. 23-26 Septiembre 1979. En: Onepetro [base de datos en línea].
- HUFFMAN, G. A., et al. Pressure maintenance by in situ combustion, West Heidelberg Unit, Jasper County, Mississippi. SPE 10247-PA. Octubre 1983. En: Onepetro [base de datos en línea].
- KOKAL, Sunil. Crude oil emulsions: A state of the art review. SPE 77497. 29 Septiembre a 2 Octubre, 2002. En: Onepetro [base de datos en línea].
- LATIL, Marcel, et al. Enhanced oil recovery. Translation from the French by Paul Ellis. Paris, 1980.
- LONG, Ralph y NUAR, Mark. A study of Getty Oil Co.'s successful in- situ combustion project in the Bellevue field. SPE 10708-MS. 4-7 Abril 1982. En: Onepetro [base de datos en línea].
- L. P., Elkins, et al. Experimental fireflood – Carlyle Field, Kansas. SPE 5014-MS. 6-9 Octubre 1974. En: Onepetro [base de datos en línea].
- MACHUCA MARTÍNEZ, J.A.; ZÚÑIGA LIÑAN, A. y PEÑA BALLESTEROS, D. Evaluación de la resistencia a la erosión de un acero AISI SAE 1020 en un sistema multifásico. En: IÓN. Junio, 2008. vol. 21, no.1.
- Manual de recubrimientos. En: Sika [En línea]. <http://col.sika.com/es/system/search.html?_charset_=UTF-8&q=manual+recubrimientos&btn_Search.x=18&btn_Search.y=5>
- MARBERRY, J. E. y BHATIA, S. K. Fosterton Northwest - A Tertiary Combustion Case History. SPE 4764-MS. 22-24 Abril 1974. En: Onepetro [base de datos en línea].
- MARTÍNEZ, Geilhy. Evaluación de materiales cementantes para pozos de petróleo y/o gas con propiedades antimigratorias de gas. Trabajo de grado

Ingeniero Químico. Caracas: Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2002.

- MAYA, Gustavo, et al. Estatus de la recuperación mejorada de petróleo en Colombia. [en línea]. Disponible en <http://www.oilproduction.net/cms/files/eor_ecopetrol.pdf>.
- MENNYS-SPC-UTT. Diagrama de Pareto. [en línea]. <<http://www.slideshare.net/Mennys-SPC-UTT/diagrama-de-pareto-causa-efecto>>. 2012.
- METWALLY, M. Recovery Mechanisms: Fireflooding a high- gravity crude in a waterflooded sandstone reservoir, Countess Field, Alberta. SPE 21536-MS. 7-8 Febrero 1991. En: Onepetro [base de datos en línea].
- MIKKELSEN, P.L., et al. Fosterton Northwest an in-situ combustion case history. SPE 17391-MS. 16-21 Abril 1988. En: Onepetro [base de datos en línea].
- OLIVEROS, Luis. Determinación de parámetros de diseño y evaluación técnica de procesos de combustión in situ a partir de Pruebas de Tubo de Combustión. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2011.
- OSORIO, Rafael. Efectos producidos sobre los packers por presión y temperatura. En: Petroblogger [En línea]. <<http://www.ingenieriadepetroleo.com/2011/07/efectos-producidos-sobre-los-packer-por.html>>
- PALACIO, Carlos. Evaluación de yacimientos prospectos para la implementación de procesos de combustión in situ mediante analogías. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2010.

- PALMA, Jorge. Procedimiento para el ajuste de variables involucradas en procesos de combustión in situ. Trabajo de grado magister en Ingeniería, Área de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2011.
- PARRISH, David; POLLOCK, Charles y CRAIG, F. Evaluation of COFCAW as a tertiary recovery method, Sloss field, Nebraska. SPE 3777. Junio 1974. En: Onepetro [base de datos en línea].
- PEBDANI, F. N., et al. Enhanced oil recovery by wet in- situ oxygen combustion: Esperson Dome field. Liberty County, Texas. SPE 18072-MS. 2-5 Octubre 1988. En: Onepetro [base de datos en línea].
- PINEDA, César. Guía laboratorio de fluidos. Identificación y tratamiento químico de emulsiones. Bucaramanga, 2009.
- RAMEY, H. In situ combustión. SPE 14229. 13-18 Junio 1971. En: Onepetro [base de datos en línea].
- RENOUF, G., et al. Producer fluids separation using a coalescer column. SPE 07-05-04. Mayo, 2007. En: Onepetro [base de datos en línea].
- REYES, Yorleth y MÉNDEZ, Gilberto. Metodología integrada para el monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a procesos de combustión in situ. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2009.
- ROBERGE, Pierre R. Handbook of corrosion engineering. Estados Unidos: McGraw-Hill, 2000.
- ROYCHAUDHURY, S. Extension of in- situ combustion process from pilot to semi-commercial stage in heavy oil field of Balol. 37547-MS. 10-12 Febrero, 1997. En: Onepetro [base de datos en línea].

- SARATHI, Partha S. In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. Bartlesville, Oklahoma, 1999.
- SHENG, James J. Modern chemical enhanced oil recovery, theory and practice. USA: Elsevier, 2011.
- SHOWALTER, W.E. y MACLEAN, M. Fireflood at Brea- Olinda field, Orange County, California. SPE 4763-MS. 22-24 Abril 1974. En: Onepetro [base de datos en línea].
- SMITH, Maurice W. Simultaneous underground combustion and water injection in the Carlyle Pool, Iola Field, Kansas. SPE 1170-PA. Enero 1966. En: Onepetro [base de datos en línea].
- STRUNA, Stephen y POETTMANN, Fred. In situ combustion in the Lower Hospah formation, McKinley County, New Mexico. SPE 14917-PA. Mayo 1988. En: Onepetro [base de datos en línea].
- TERWILLIGER, P. L. Fireflooding shallow tar sands- a case history. SPE 5568-MS. 28 Septiembre – 1 Octubre 1975. En: Onepetro [base de datos en línea].
- Walter R. y Walker, Michael L. Compositions and method for controlling precipitation when acidizing sour wells. En: Fpo [en línea]. <<http://www.freepatentsonline.com/4888121.pdf>>
- WILLIAMS, R. L.; JONES, J. A. y COUNIHAN, T. M. Expansion of a successful in-situ combustion pilot in the Midway Sunset field. SPE 16873-MS. 27-30 Septiembre 1987. En: Onepetro [base de datos en línea].
- W. L., Martin, et al. Thermal recovery at North Tisdale Field, Wyoming. SPE 3595-PA. Mayo 1972. En: Onepetro [base de datos en línea].
- ZENEMPRESARIAL. Diagrama de pescado. [en línea]. <<http://zenempresarial.files.wordpress.com/2009/12/herramientas-de-diseno-de-sistemas-de-produccion.pdf>>.