



**DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL EN UN POZO CON RECOBRO POR COMBUSTIÓN IN-SITU  
MEDIANTE ANALOGÍAS.**

**JULIAN ENRIQUE ALARCON PRADA  
SERGIO ANDRES NAVARRO GOMEZ**

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

**2014**

**DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL EN UN POZO CON RECOBRO POR COMBUSTIÓN IN-SITU  
MEDIANTE ANALOGÍAS.**

**JULIAN ENRIQUE ALARCON PRADA  
SERGIO ANDRES NAVARRO GOMEZ**

**Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero de petróleos**

**M.Sc. (C) CESAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ  
Director**

**M.Sc. JAVIER DURAN SERRANO  
Codirector**

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

**2014**

## **DEDICATORIA**

*A Dios Todopoderoso por haberme dado la suficiente fortaleza para afrontar todos los retos que se presentasen en mi camino y poder brindarme la paciencia necesaria para culminar esta etapa decisiva en mi vida, y seguir adelante con mis sueños y expectativas.*

*A mis padres, Jorge Alarcón y Alba Prada, los cuales han sido los pilares fundamentales en el desarrollo de mi vida personal y social, así como los dadores de todas las enseñanzas necesarias para poder desempeñarme en esta sociedad como mejor persona.*

*A mis hermanos, Juan Pablo y Michael, cuyo apoyo durante mis retos ha sido siempre incondicional y entregado, siempre con el afán de poder ayudarme en mis mayores dificultades.*

*A mis compañeros y colegas con los cuales he compartido tantas experiencias y alegrías haciendo mis días cada vez más llevaderos.*

**JULIAN**

## DEDICATORIA

*A Dios que siempre me dado todo en el momento preciso y que espero me guíe en esta nueva etapa como profesional, por tantas bendiciones y por rodearme de tanta gente linda que me quiere y me apoya.*

*A mi madre Nelly Gómez, por tanto amor y tanta entrega, por permitirme después de tantos años seguir siendo un niño, por permitirme soñar y creer en mí siempre, porque a pesar de las dificultades siempre estuvo allí apoyándome y por haber sido por mucho tiempo mi única razón para levantarme y seguir mi camino. A la memoria de mi padre Abel Navarro, por tanto amor, por enseñarnos que la educación siempre es y será lo más importante para cualquier persona, por ese apoyo incondicional durante toda su vida, porque donde quiera que esté siempre dedicaré todos mis triunfos y procuraré ser la gran persona que él esperaba que yo fuera.*

*A mis hermanos Abel Leonardo, Cristian Andrés y Vilma Juliana, por acompañarme siempre y querer lo mejor para mí, animándome para seguir cumpliendo mis metas y por regalarme esos hermosos sobrinos que me han hecho tan feliz. A mis sobrinos Daniel, Andrés Felipe, Esteban Leonardo e Isabella, por llenar de hermosos colores mis días, alegrándome en cada momento, inundando de alegría mi vida y llenándome de esperanza al poder ver todos sus talentos y tener el privilegio de acompañarlos en esta hermosa etapa de sus vidas, que para mí siempre será la mejor.*

*A mi novia Paola Vera, por llegar a mi vida en el momento que más la necesitaba a llenarme de amor y de inmensa felicidad, por compartir conmigo tantas cosas bellas que nunca pensé que podría tener de una persona y acompañarme en esta nueva etapa que comienza para mí. A la música que tantas alegrías me ha dado, siendo siempre una razón más para despertar cada día, por regalarme momentos sublimes e indescritibles y por traer a mi vida personas tan importantes para mi realización personal.*

**SERGIO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A Dios por permitirnos llevar a cabo esta nueva etapa de nuestras vidas y tener la oportunidad de surgir adelante.

A la Universidad Industrial de Santander y en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por poder brindarnos las bases de esta bella carrera profesional.

A los ingenieros Javier Duran y Cesar Pineda, cuya confianza y orientación fueron siempre aspectos claves para la realización de este proyecto, y cuyas observaciones fueron siempre con el motivo de poder enriquecer este proyecto.

Al ingeniero Hugo García, por brindarnos su apoyo y total interés en las distintas etapas de este proyecto de grado.

A todos nuestros familiares los cuales desde un principio creyeron en nuestras capacidades y en la materialización de nuestro empeño y esfuerzo en esta carrera profesional.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	19
1. COMBUSTIÓN IN-SITU.....	22
1.1. TIPOS DE COMBUSTIÓN.....	24
1.1.1. COMBUSTIÓN SECA.....	25
1.1.2. COMBUSTIÓN HÚMEDA COFCOW .....	26
1.1.3. COMBUSTIÓN EN REVERSO .....	28
1.2. CASOS HISTÓRICOS DE PROYECTOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU . .....	29
1.2.2. ESTATUS COMERCIAL DE LOS PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU 31	
1.3. PARÁMETROS DE IMPLEMENTACIÓN EN LA COMBUSTIÓN IN- SITU .....	34
1.3.1. OVERBURDEN.....	34
1.3.2. PROFUNDIDAD.....	35
1.3.3. GRAVEDAD °API.....	35
1.3.4. POROSIDAD Y SATURACIÓN DE ACEITE .....	35
1.3.5. INYECTIVIDAD .....	36
1.3.6. PERMEABILIDAD .....	36
1.3.7. ESPACIAMIENTO DE POZOS .....	37
1.3.8. HETEROGENEIDADES DEL YACIMIENTO .....	37
2. INTEGRIDAD MECÁNICA DE POZOS EN PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU.....	40
2.1. COMPLETAMIENTO DE POZOS .....	40
2.1.1. FASES DEL COMPLETAMIENTO DE POZOS .....	41
2.1.2. TÉCNICAS DE COMPLETAMIENTO .....	43
2.1.2.1. COMPLETAMIENTOS A HUECO ABIERTO .....	44

2.1.2.2.	COMPLETAMIENTOS A HOYO REVESTIDO .....	46
2.2.	PROBLEMAS OPERACIONALES EN PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU .....	49
2.2.1.	FALLAS MECÁNICAS POR ALTAS TEMPERATURAS Y PRESIONES .....	49
2.2.2.	BAJA INYECTIVIDAD Y PRODUCTIVIDAD .....	55
2.2.3.	OBSTRUCCIONES EN POZOS .....	56
2.2.4.	CORROSIÓN DE MATERIALES .....	66
2.3.	COMPLETAMIENTO DE POZOS EN PROYECTOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU. ....	70
2.3.1.	ETAPA DE IGNICIÓN .....	72
2.3.2.	PRÁCTICAS PARA LA PREVENCIÓN DE EXPLOSIONES EN INYECTORES .....	78
2.3.3.	POZOS INYECTORES .....	82
2.3.4.	ETAPA DE PRODUCCIÓN .....	86
2.3.5.	POZOS PRODUCTORES .....	89
2.3.6.	MONITOREO DE POZOS .....	100
2.4.	CEMENTACIÓN EN PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU .....	104
2.4.2.	FATIGA POR ESUERZOS EN CEMENTOS .....	107
2.4.3.	DEGRADACIÓN TÉRMICA DEL CEMENTO .....	108
2.4.4.	DEGRADACIÓN QUÍMICA DE LOS CEMENTOS .....	110
2.4.4.1.	DEGRADACIÓN QUÍMICA POR H <sub>2</sub> S .....	110
2.4.4.2.	DEGRADACIÓN QUÍMICA POR CO <sub>2</sub> .....	112
2.4.5.	CEMENTOS UTILIZADOS EN LA COMBUSTIÓN IN-SITU .....	113
2.5.	SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA UN POZO DE CRUDO PESADO CON RECUPERACIÓN TÉRMICA....	121
2.5.1.	BOMBEO MECÁNICO .....	122
2.5.2.	ESP (ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP) .....	123
2.5.3.	PCP (PROGRESSIVE CAVITY PUMP) .....	123
2.5.4.	GAS LIFT .....	124
2.5.5.	JET PUMP .....	125

3.	REGISTRO DE CASOS DE COMPLETAMIENTO Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU.....	126
3.1.	CASOS REGISTRADOS DE COMPLETAMIENTOS .....	126
3.1.1.	PROYECTO DE COMBUSTIÓN IN-SITU EN LA UNIDAD DE FRY' . .....	126
3.1.2.	PILOTO EN EL CAMPO MORICHAL, VENEZUELA' .....	130
3.1.3.	PROYECTO DE JOLI FOU EN LAS ARENAS DE WABASCA.....	132
3.1.4.	PROYECTO SILVERDALE, ALBERTA.....	134
3.1.5.	FORMACIÓN TULARE, CAMPO SOUTH BELRIDGE .....	137
3.1.6.	CAMPO ESPERSON DOME .....	139
3.1.7.	FORMACIÓN MAY-LIBBY – CAMPO DEHLI .....	141
3.1.8.	PILOTO DE RIGG – CAMPO CARLYLE .....	143
3.1.9.	CAMPO DE NORTH TISDALE .....	146
3.1.10.	CAMPO MIDWAY SUNSET – SECCIÓN 23 .....	149
3.1.11.	CAMPO MIGA, VENEZUELA .....	152
3.1.12.	PROYECTO GOLDEN LAKE, REGIÓN DE LLOYDMINSTER' ....	154
3.1.13.	PROYECTO PILOTO – CAMPO SLOSS.....	157
3.1.14.	CAMPO BUFFALO .....	161
3.2.	CASOS REGISTRADOS DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ....	163
3.2.1.	COUNTESS, ABLERTA.....	163
3.2.2.	ESPERSON DOME (SLA) .....	165
3.2.3.	SANTHAL Y BALOL EN MEHSANA ASSET' .....	166
3.2.4.	CAMPO SOUTH HOSPAH, USA .....	168
3.2.5.	PROYECTO DE COMBUSTIÓN IN-SITU EN LA UNIDAD DE FRY... .....	169
3.2.6.	FORMACIÓN MAY-LIBBY – CAMPO DEHLI (SLA) .....	170
3.2.7.	CAMPO MIDWAY SUNSET – SECCION 23 (SLA) .....	171
3.2.8.	PROYECTO GOLDEN LAKE, LLOYDMINSTER (SLA).....	172
3.2.9.	CAMPO BUFFALO (SLA) .....	173
4.	ANÁLISIS MEDIANTE ANALOGÍAS PARA UN CAMPO COLOMBIANO. .... .....	175
4.1.	CONCEPTOS BÁSICOS DE ESTADÍSTICA.....	175

4.2.	MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL.....	176
4.2.1.	MEDIDAS DE DISPERSIÓN.....	177
4.3.	MODELO ESTADÍSTICO .....	179
4.4.	APLICACIÓN DEL MÉTODO ANALÓGICO AL CAMPO X .....	181
5.	CRITERIO DE DISEÑO DE LOS POZOS EN BASE A LAS ANALOGÍAS. .....	190
5.1.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS ANALOGÍAS PARA EL COMPLETAMIENTO.....	190
5.1.1.	TIPO DE COMPLETAMIENTO .....	192
5.1.2.	MATERIALES DE FONDO DE POZO .....	192
5.1.4.	CONTROL DE ARENAS EN POZOS .....	195
5.2.	ALTERNATIVAS PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARITIFICIAL A PARTIR DE LAS ANALOGÍAS.....	196
5.3.	ALTERNATIVAS EN LA SELECCIÓN DE MATERIALES DE FONDO .. .....	202
5.4.	DISEÑO DE POZOS CON BASE EN LAS ANALOGÍAS.....	206
6.	CONCLUSIONES .....	210
7.	RECOMENDACIONES.....	213
	BIBLIOGRAFÍA.....	215

## LISTADO DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
FIGURA 1. Reacciones de oxidación.....	23
FIGURA 2. Esquema de una combustión frontal seca.....	25
FIGURA 3. Esquema de la combustión en reverso .....	29
FIGURA 4. Esquema general de los tipos de completamiento .....	44
FIGURA 5. Completamientos a hueco abierto .....	45
FIGURA 6. Completamientos - sencillo convencional y selectivo .....	47
FIGURA 7. Completamiento doble con dos sartas de producción .....	48
FIGURA 8. Efecto de las cargas axiales .....	50
FIGURA 9. Uniones API tipo Round Thread y Buttress .....	51
FIGURA 10. Esquema de la presión de estallido.....	52
FIGURA 11. Efectos de fallas por colapso.....	53
FIGURA 12. Pandeo en tuberías .....	54
FIGURA 13. Acumulación de arenas en la cara del pozo.....	57
FIGURA 14. Métodos básicos de control de arenas .....	60
FIGURA 15. Mallas pre-empacadas .....	61
FIGURA 16. Esquema de malla de fibra metálica en el campo de Shengli .....	62
FIGURA 17. Efectos de los sulfatos en el acero .....	67
FIGURA 18. Pozo inyector con sistema de ignición de gas.....	75
FIGURA 19. Diagrama de combustión en reverso.....	77
FIGURA 20. Esquema general de un pozo inyector .....	83
FIGURA 22. Esquema general de un pozo productor.....	89
FIGURA 23. Vista superior del diseño del pozo productor para el piloto de CIS en campo Bare, Venezuela.....	93
FIGURA 24. Diseño de pozo horizontal en proyecto piloto de THAI.....	96
FIGURA 21. Requisitos de agua para refrigeración de pozos .....	98
FIGURA 25. Esquema general de pozo observador.....	103
FIGURA 26. Funciones del cemento .....	104

FIGURA 27. Requisitos para el aislamiento zonal .....	105
FIGURA 28. Esfuerzos axiales en la lechada del cemento.....	106
FIGURA 29. Comportamiento del cemento Portland con sílice a distintas temperaturas.....	117
FIGURA 31. Esquema de los pozos inyectoros .....	128
FIGURA 32. Esquema de pozos en el proyecto de CIS en la unidad Fry. ....	129
FIGURA 33. Esquema de pozos en el proyecto de CIS al este de Venezuela .....	131
FIGURA 34. Esquema de pozos del proyecto Joli Fou en arenas de Wabasca .....	134
FIGURA 35. Esquema de pozos del proyecto Silverdale, Lloydminster .....	136
FIGURA 36. Esquema de pozos del campo South Belridge .....	138
FIGURA 37. Esquema de pozos del campo Esperson Dome.....	140
FIGURA 38. Esquema de pozo inyector – campo Dehli. ....	143
FIGURA 39. Esquema de pozos del campo Carlyle – Sector 10.....	145
FIGURA 40. Esquema de pozos del North Tisdale, Wyoming.....	148
FIGURA 41. Esquema de pozos del campo Midway Sunset – Sección 23 ....	151
FIGURA 42. Esquema de pozos del campo Miga, Venezuela.....	153
FIGURA 43. Esquema de pozos de la Husky Oil Operations en Lloydminster .....	156
FIGURA 44. Esquema de pozos inyector – campo –Sloss.....	160
FIGURA 45. Esquema de pozos campo Buffalo .....	163
FIGURA 46. Sistema de inyección de diluyente Husky Oil Operations.....	173
FIGURA 47. Guía de selección de materiales (VAM Services) .....	204
FIGURA 48. Diseño pozo inyector en base a analogías.....	207
FIGURA 49. Diseño pozo productor en base a analogías .....	208
FIGURA 50. Diseño pozo observador en base a las analogías.....	209

## LISTADO DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
TABLA 1. Proyectos de CIS activos en el año 1997 .....	30
TABLA 2. Proyectos Principales de CIS en el 2004.....	32
TABLA 3. Métodos de completamiento según Chieh Chu .....	71
TABLA 4. Clasificación API de los cementos Portland .....	108
TABLA 5. Fuerza compresiva y permeabilidad en plugs de cementos bajo atmosferas ricas en H <sub>2</sub> S .....	111
TABLA 6. Proceso de transformación del aluminato de calcio .....	115
TABLA 7. Características de la unidad Fry .....	126
TABLA 8. Características del campo Morichal, Venezuela.....	130
TABLA 9. Características de la formación de Wabasca .....	132
TABLA 10. Características de la formación Sparky Q, lloydminster .....	135
TABLA 11. Características de la formación Tulare, South Belridge.....	137
TABLA 12. Características del campo Esperson Dome.....	139
TABLA 13. Características de la formación May-Libby, campo Dehli .....	142
TABLA 14. Características de la formación Battlesville, Campo Carlyle.....	144
TABLA 15. Características de la formación Curtis, Campo North Tisdale .....	146
TABLA 16. Características de la formación Potter Sands, Campo Midway Sunset.....	150
TABLA 17. Características de la formación P2-3 campo de Miga, Venezuela.....	152
TABLA 18. Características proyecto Golden Lake Sparky.....	154
TABLA 19. Características del campo Sloss .....	159
TABLA 20. Características del campo Buffalo .....	161
TABLA 21. Características del campo Countess. ....	164
TABLA 22. Características de los campos Balol y Santhal.....	166
TABLA 23. Características de la formación Lower Hospah .....	168
TABLA 24. Características Campo X.....	181
TABLA 25. Lista de campos para analogías de completamiento.....	182
TABLA 26. Calculo de peso para campos seleccionados para las analogías de completamiento.....	183

TABLA 27. Calculo de los índices comparativos para analogías de completamiento.....	184
TABLA 28. Score de las analogías para completamiento.....	185
TABLA 29. Lista de campos para analogías de sistemas de levantamiento...	186
TABLA 30. Calculo de peso para campos seleccionados para las analogías de sistemas de levantamiento .....	187
TABLA 31. Calculo de los índices comparativos para analogías de sistemas de levantamiento.....	188
TABLA 32. Score de las analogías para sistemas de levantamiento.....	189
TABLA 33. Tabla comparativa de los problemas de completamiento de los campos análogos.....	191
TABLA 34. Rangos operativos de los sistemas de levantamiento artificial.....	198
TABLA 35. Tabla comparativa de los problemas de SLA de los campos análogos .....	200
TABLA 36. Estudio de materiales (Zawierucha & Henningson).....	203
TABLA 37. Grados Sour Service .....	205
TABLA 38. Grados High Colapse & Sour Service.....	206

## RESUMEN

**TÍTULO:** DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO Y DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN UN POZO CON RECOBRO POR COMBUSTIÓN IN-SITU MEDIANTE ANALOGÍAS\*

**AUTORES:** JULIAN ENRIQUE ALARCON PRADA\*\*  
SERGIO ANDRES NAVARRO GOMEZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Combustión in situ, completamiento, procesos térmicos, fallas operacionales, analogías.

### **DESCRIPCIÓN:**

El proceso de combustión in-situ comprende un método de recobro térmico el cual consta de la inyección de aire hacia la formación de interés, donde por medio de la interacción entre el oxígeno y el crudo de formación, se generará el proceso de ignición en fondo. Posteriormente se establecerá un frente de combustión el cual se desplazará a lo largo del yacimiento favoreciendo el incremento en la producción de petróleo en los productores. Sin embargo, este proceso genera cambios drásticos en las condiciones de fondo de presión y temperatura en los pozos de influencia, que junto con las alteraciones de los fluidos de formación y la exposición a los gases de combustión, se pueden producir serios problemas asociados a la integridad de los pozos y los equipos de fondo, tanto para pozos inyectoros como productores.

Mediante una revisión bibliográfica se seleccionaron aquellos campos donde se exhibieron los diseños de completamiento y los sistemas de levantamiento artificial implementados durante la operación de un proceso de combustión. Posteriormente, se propone un método fundamentado en la estadística, con el propósito de identificar los campos más análogos con respecto a un campo Colombiano. Una vez ejecutado esto, se procedió al análisis de los diseños de completamiento, sistemas de levantamiento artificial empleados, y los problemas operacionales que se presentaron en los pozos de estos campos. En base a estos análisis, se procedió la realización del diseño del pozo inyector, productor y observador considerados para el campo Colombiano.

---

\* Proyecto de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. (C) Cesar Augusto Pineda. Codirector: M.Sc. Javier Duran.

## ABSTRACT

**TITLE:** DESIGN OF THE COMPLETION AND ARTIFICIAL LIFT METHOD IN A WELLBORE UNDER IN-SITU COMBUSTION RECOVERY THROUGH ANALOGIES \*

**AUTHORS:** JULIAN ENRIQUE ALARCON PRADA\*\*  
SERGIO ANDRES NAVARRO GOMEZ\*\*

**KEYWORDS:** In situ combustion, completion, thermal processes, operational failures, analogies.

### **DESCRIPTION:**

The in situ combustion process comprehends a thermal recovery method consisting of air injection to the formation of interest, where by means of the interaction between oxygen and formation crude, a bottom hole ignition process will generate. Consequently a fire front will be established, moving alongside the reservoir favoring the increase in the oil production at the producers. However, this process generates drastic changes in the bottom hole pressure and temperature conditions at the wellbores of influence, that along with the alterations of the formations fluids and the exposition to combustion gases, serious problems associated to the wellbore integrity and the bottom hole equipment, both in injection and producing wells, might generate.

By means of the literature review, several fields exhibiting completion design and the artificial lift systems employed during the operation of a combustion process, were selected. Consequently, a statistically based method was proposed, with the purpose to identify the most analogous fields in regards to a Colombian field. Once this was fulfilled, an analysis on the completion designs, artificial lift methods employed, and the operational problems encountered in the wellbores of these fields, was executed. Based on this analysis, the injection, production and observation wellbore designs considered for the Colombian field were performed.

---

\* Graduate Project.

\*\* Physical-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. (C) Cesar Augusto Pineda. Codirector: M.Sc. Javier Duran.

## INTRODUCCIÓN

La industria de los hidrocarburos ha previsto la inminente necesidad de la explotación de yacimientos no convencionales tal como planteo George J. Stosur <sup>1</sup> el cual supuso que del eventual declive en la producción mundial de crudo, la industria dirigiría su atención a los yacimientos de arenas bituminosas y de crudo pesado y extra-pesado. Estos solo pueden ser explotados por métodos terciarios de recobro térmico, por lo que naciones como India, USA, Canadá, Venezuela y Rumania, han incursionado en la recuperación térmica por **Combustión In-Situ** o **Fireflooding**.

Según (Sarathi, 1999)<sup>2</sup> los primeros casos de combustión in-situ probablemente se originaron en el año de 1916 en el sureste de Ohio, Estados Unidos donde se inyectaba aire para tratar problemas de parafinas, pero el primer proyecto exitoso de recobro térmico se registró en Octubre de 1920 al sureste de Ohio cerca al pueblo de Marietta por la Smith Dunn Company. De ahí en adelante creció el interés por la combustión in-situ la cual no se limitó solamente a Estados Unidos sino a naciones como Rusia en la antigua Unión Soviética en la década de los treinta. Sin embargo la CIS a diferencia de la inyección de vapor no ha recibido mayor aceptación entre las operadoras debido al gran número de proyectos fracasados en las primeras décadas de su aplicación, en gran parte debido a una implementación inapropiada de los proyectos en prospectos pobres. A pesar de esto los proyectos que han sido exitosos indican que la combustión in-situ puede ser aplicada a un amplio rango de yacimientos si se emplean adecuadamente las practicas ingenieriles de forma prudente.

---

<sup>1</sup> George J. Stosur SPE Petroleum Consultant. "EOR: Past, Present and What the Next 25 Years May Bring". SPE 84864.

<sup>2</sup> Partha S. Sarathi. "In-Situ Combustion Handbook-Principles and Practices". Enero de 1999.

Al igual que los procesos de inyección de vapor, los pozos en los proyectos de combustión in-situ se verán sometidos a elevadas temperaturas que pueden causar el deterioro de las tuberías y el desmoronamiento de los cementos convencionales, lo que compromete la vida útil de los pozos y su ciclo productivo, además de los típicos problemas de arenamiento que se puedan presentar. Sin embargo la producción de gases agrios durante el avance del frente de combustión es un problema operacional de la combustión in-situ que causa un severo deterioro y corrosión de las tuberías de revestimiento y producción. Esto ocurre principalmente porque los gases penetran a través de los poros del cemento llegando hasta el casing y durante la producción de fluidos. Por tales motivos para asegurar la integridad de los pozos es necesario que estos sean diseñados con tuberías resistentes tanto a las altas temperaturas como a los ambientes corrosivos e implementar cementos que mantengan un aislamiento zonal entre la formación y el pozo, y que al mismo tiempo mantengan su estabilidad bajo altas temperaturas.

En territorio Colombiano todavía no se ha implementado comercialmente un proyecto de combustión in-situ, por lo que en el presente trabajo se disponen de los parámetros de diseño de completamiento que respondan a las necesidades de integridad de los pozos basándose en configuraciones mecánicas para un campo Colombiano mediante analogías con campos extranjeros donde ya ha sido implementado el proceso de combustión, además de seleccionar adecuadamente un sistema de levantamiento artificial al campo colombiano el cual pueda operar bajo condiciones críticas de temperatura, corrosión y presencia de sólidos.

Para esto haremos inicialmente un estado del arte, con la finalidad de sentar las bases teóricas de este proceso térmico, recopilando la información más relevante actualmente disponible en la literatura, en cuanto al completamiento de pozos inyectoros, productores y observadores para procesos térmicos y de Combustión In Situ, así como los tipos de cementos utilizados. De igual manera se mencionan algunos aspectos a tener en cuenta para la selección de un

Sistema de Levantamiento Artificial para los pozos productores, en condiciones extremas de altas temperaturas y ambientes corrosivos.

Luego se tomarán algunos casos de campo en los cuales se ha implementado esta técnica, haciendo un listado con los parámetros más importantes de estos yacimientos, que luego servirán para hacer las analogías con nuestro campo Colombiano, resaltando también los problemas que se presentaron en el desarrollo de estos campos desde su etapa de piloto, hasta su la expansión a escala comercial. Así mismo se mencionan las soluciones que se le dieron a dichos problemas en su momento y su éxito después de ser implementadas.

Teniendo ya esta información procederemos a hacer el análisis mediante analogías para el campo Colombiano, teniendo en cuenta los parámetros más importantes para hacer el completamiento de los pozos y para la selección de un sistema de levantamiento artificial para la producción de este campo, teniendo en cuenta las condiciones a las que van a estar expuestos los pozos en este proceso de Combustión, para esto se usan conceptos básicos de estadística, para lograr determinar cuáles son los campos más análogos a éste campo, con el cual se va a poder plantear las mejores alternativas de diseño del completamiento y sistemas de levantamiento a implementar en dicho campo.

Finalmente se plantean las mejores alternativas para la implementación de este proceso, teniendo en cuenta el uso de materiales resistentes a las condiciones generadas por la combustión y las configuraciones utilizadas en los campos más análogos al campo en estudio. Así como los problemas que se presentaron en el desarrollo de estos proyectos, las soluciones que se le dieron a dichos problemas y el éxito que tuvieron en su implementación.

## 1. COMBUSTIÓN IN-SITU

La combustión in-situ es básicamente un proceso de recobro de aceite por inyección de gas donde el principal factor para el recobro es la generación de calor. Este es generado dentro del yacimiento al quemar una porción del crudo presente. Para la generación de calor es necesaria la inyección de aire o gas rico en oxígeno al yacimiento y crear una combustión ya sea de forma espontánea o artificial por medio de un dispositivo de ignición en fondo de pozo. A menudo a este proceso se le denomina fireflooding (inundación de fuego) ya que representa el movimiento de un frente de combustión a lo largo del yacimiento, donde el aceite es dirigido hacia los pozos productores debido a un fuerte empuje por los gases de combustión, vapor de agua, y agua recondensada producto de los efectos de calor del frente. Durante la combustión las fracciones livianas del crudo se liberaran y solo quedaran las fracciones pesadas denominadas coque, el cual sirve de combustible para el avance del frente.

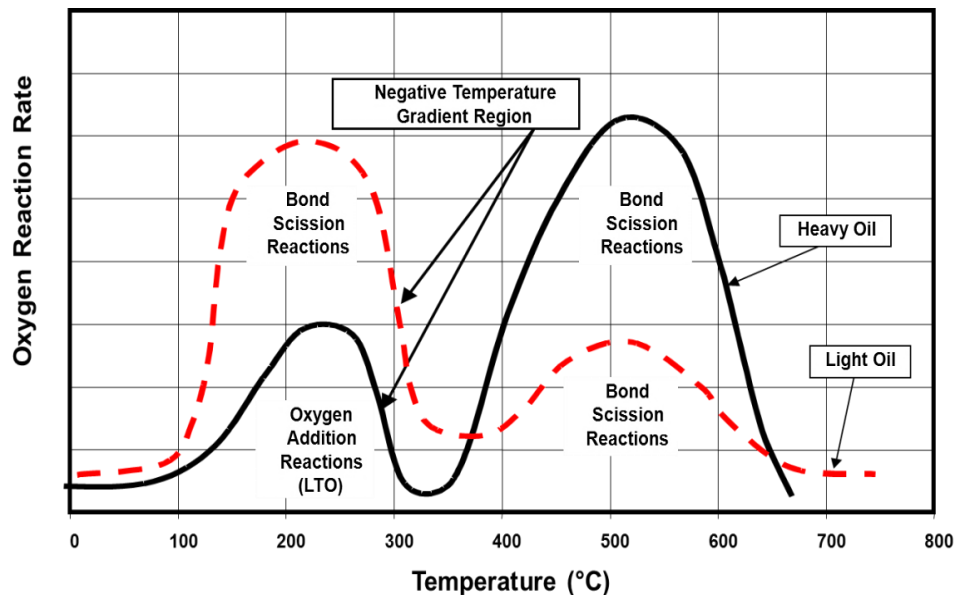
En el proceso de CIS generalmente hay dos reacciones exotérmicas predominantes las cuales son **Low Temperature Oxidation (LTO)** u oxidación a bajas temperaturas, y **High Temperature Oxidation (HTO)** u oxidación a altas temperaturas. “Las reacciones de oxidación que ocurren a temperaturas inferiores a 350°C se denominan LTO y son caracterizadas por una baja conversión del oxígeno a óxidos de carbono y la creación de hidrocarburos oxidados como el peróxido orgánico, alcoholes, ácidos orgánicos y demás aldehídos”<sup>3</sup>. Estos fluidos resultan más viscosos que el crudo original originando daño a la formación, además debido al bajo consumo de oxígeno en las reacciones LTO, significa que solo fracciones pequeñas de aceite podrán ser desplazadas y producidas.

---

<sup>3</sup> Mahiampey, N. “In Situ Combustion in Enhanced Oil Recovery (EOR)”: A Review. Taylor and Francis Group. 2007.

Por otro lado para que se lleve a cabo una operación eficiente en yacimientos de crudo pesado, se necesitan temperaturas en la zona de oxidación de 500 a 600°C. “Las reacciones de este tipo son conocidas como reacciones HTO. Estas se manifiestan inicialmente entre los 150 y 180°C, sin embargo, recobran mayor fuerza hasta los 400°C. Debido a que estas reacciones ocurren a elevadas temperaturas, se da una oxidación destructiva de fracciones enteras del crudo original para formar óxidos de carbono y vapor de agua como productos, lo que permite la sustentación del frente y un desplazamiento efectivo del crudo”<sup>4</sup>.

FIGURA 1. Reacciones de oxidación



FUENTE: **Air Injection for Mature Fields**. R. G. Moore, S. A. (Raj) Mehta, M. G. Ursenbach. Schulich School of Engineering - University of Calgary, 2006.

Sin embargo el estado de HTO tiene una particularidad. En las regiones de 200 a 300° C se presenta un declive en las reacciones de oxígeno por parte del frente. Es en este rango donde se crea el gradiente negativo de temperatura como se puede ver en la figura anterior. Este gradiente se presenta como una

<sup>4</sup> R.G. Moore, C.J. Lauresehn, S.A. Mehta, M.G. Ursenbach. “Observations and Design Considerations For In Situ Combustion Projects”. University of Calgary. 1999.

barrera entre las reacciones de LTO y HTO, que evita que se alcancen reacciones de oxidación de alta temperatura (HTO), lo que resulta en una muy pobre movilización del crudo por el limitado avance de la zona de oxidación.

Un aspecto asertivo para mantener reacciones de HTO en el yacimiento y una elevada generación de calor de la combustión del crudo, es manteniendo un flujo suficiente de oxígeno en el frente de combustión. Esto requiere de altas tasas de inyección en superficie, así como una buena movilidad del crudo en el frente de desplazamiento, es por esto que “mantener vigente este tipo de reacciones podría resultar dificultoso en procesos de combustión lateral para muchos de los yacimientos de crudo pesado, y es una de las principales causas responsables de las decepciones comerciales en este tipo de proyectos”<sup>5</sup>.

### **1.1. TIPOS DE COMBUSTIÓN**

El proceso CIS puede ser clasificado en dos tipos principales, la combustión frontal y la combustión en reverso. En un proceso frontal el frente de combustión avanza en dirección del flujo de aire, mientras que en la combustión en reverso el frente se desplaza en una dirección opuesta al flujo de aire. La combustión frontal se subdivide así mismo en otras dos categorías denominadas combustión seca y combustión húmeda.

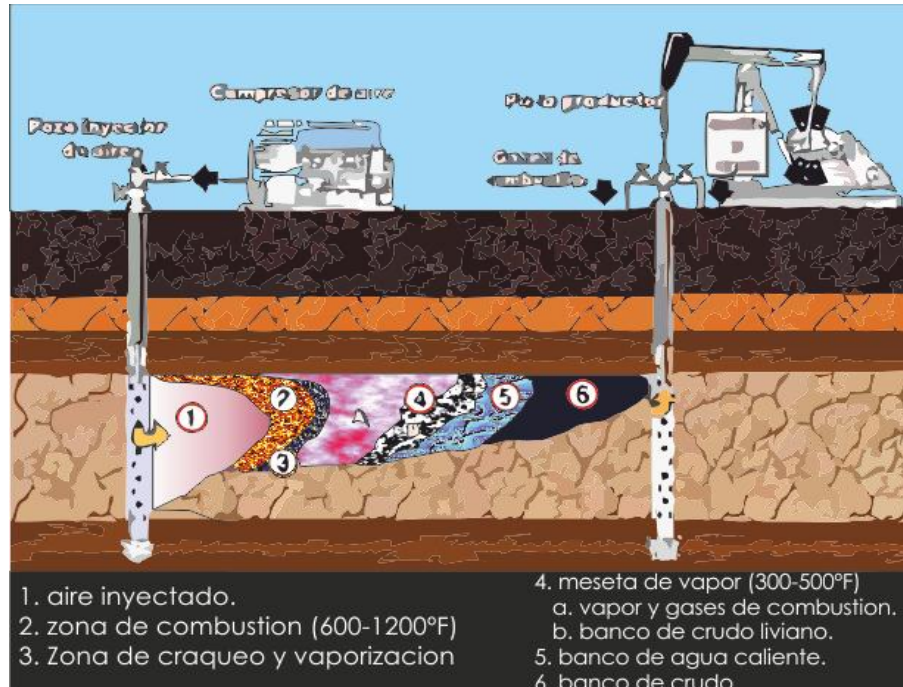
El proceso comienza con la inyección de aire hacia la formación. El crudo es encendido desde el pozo inyector y el frente de combustión se mueve en dirección del flujo del gas inyectado. Cuando el frente se halla desplazado una distancia lo suficiente hacia el pozo productor, es cuando los efectos principales del proceso que se muestran en la figura anterior toman lugar.

---

<sup>5</sup> C. Shem. “Limitations and Potentials of In-Situ combustion Processes for heavy oil reservoirs”. CreSim Technologies. Junio de 2002. paper 2002-217

### 1.1.1. COMBUSTIÓN SECA

FIGURA 2. Esquema de una combustión frontal seca



ADAPTADO Y MODIFICADO DE: [http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/eordrawings/BW/bwinsitu\\_comb.PDF](http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/eordrawings/BW/bwinsitu_comb.PDF)

Al principio se tendrá una **zona quemada** que son las arenas cercanas a la cara del pozo hasta el frente de combustión. Esta región se mantendrá generalmente seca e ira aumentando de temperatura hasta la localización del frente. En frente de la **zona de combustión** (600°-1200°F) la temperatura cae rápidamente a través de la denominada **zona de craqueo y evaporación**. Es en esta zona donde toda el agua líquida y los componentes livianos del crudo son vaporizados dejando solo un residuo como combustible (coque). El coque depositado en esta zona es consumido por el frente si las temperaturas de combustión son lo suficientemente altas. El desplazamiento del frente dependerá de una completa combustión del coque.

Más adelante de la zona de evaporación se encuentra la **zona de condensación** donde el gradiente de presión del sistema se mantiene bajo y la

temperatura puede mantenerse relativamente constante (300°-500°F) y cercana al punto de ebullición del agua a la presión parcial de esta misma en la fase de vapor. Debido a esto la zona se denomina **meseta de vapor**. Seguida de esta meseta o zona de condensación la temperatura cae gradualmente a la temperatura inicial de formación donde a menudo se encuentra un **banco de crudo liviano** y otro de **agua caliente**.

El banco de crudo liviano es resultado del gas hidrocarburo que se condensa y disuelve en el crudo reduciendo su viscosidad y aumentando la gravedad °API en un proceso de upgrading. La formación del banco de agua se debe a la combustión del hidrogeno en el combustible hidrocarburo (coque) formando vapor de agua el cual se condensara después de la meseta de vapor. Por último se tendría el **banco de aceite** donde se encuentra contenido la mayor parte del aceite desplazado junto con la mayor parte de componentes livianos.

### 1.1.2. COMBUSTIÓN HÚMEDA COFCOW

El proceso de combustión húmeda es prácticamente la inyección de agua y aire de forma simultánea yacimiento, que a menudo se le conoce como **COFCOW** o la combinación de una combustión frontal y la inundación de agua. Debido a la baja capacidad calorífica del aire este no puede transmitir ni recuperar el calor de forma eficiente, dejando una gran cantidad de calor almacenado en la zona quemada durante la combustión seca. Por lo tanto al inyectar agua a la corriente de aire se incrementa la capacidad de la corriente de recuperar el calor almacenado en las rocas y se aumenta la velocidad de la onda de convección, la cual generalmente sigue al frente de combustión.

El proceso comienza con un aumento en la relación agua-aire para incrementar la velocidad de la onda de convección a tal punto que esta equipare la velocidad del frente de combustión. Es en este momento cuando se alcanza la máxima temperatura en un frente de combustión en una operación frontal. Se sigue inyectando agua de forma continua manteniendo una alta pero constante

relación agua-aire, para producir un frente de agua caliente el cual se desplazara más rápido que el frente de combustión. Este frente de agua transporta el calor mucho más allá de la zona de combustión favoreciendo el desplazamiento frontal del crudo junto con otros mecanismos de desplazamiento, mientras que el frente de combustión sigue desplazándose. Si la relación agua-aire se aumenta aún más, la temperatura máxima del frente de combustión disminuye a tal punto que el proceso se convertiría en una combustión incompleta, lo cual no es necesariamente un mal indicador dependiendo de las condiciones del proceso.

Partiendo de un análisis más resumido de los procesos frontales, la combustión seca consume una porción del crudo y desplaza el resto por el movimiento del frente. La **combustión húmeda normal** puede consumir la misma cantidad de combustible pero es capaz de desplazar una mayor cantidad de crudo y recuperar una mayor cantidad de calor por el hecho de que se genera un frente de agua caliente más rápido que el frente de combustión. En cuanto a la **combustión húmeda incompleta** la cual ocurre a bajas tasa de inyección de agua, disminuye la temperatura máxima del frente de combustión y el agua se convierte en un vapor supercalentado el cual no recupera todo el calor de la zona quemada, sin embargo el proceso requiere de una menor cantidad de aire lo que beneficia los costos de operación. Por último se tiene la **combustión superhúmeda** producto de una alta inyección de agua la cual busca reducir los la cantidad de aire requerido. El proceso como tal no incrementa el recobro de aceite respecto a la combustión seca, sin embargo aumenta la velocidad del frente de combustión y reduce los costos por compresión de aire.

La cantidad de aire requerido para inyección en un proyecto de combustión superhúmeda puede llegar a ser solo un tercio de la cantidad requerida para un proyecto de combustión seca si el mecanismo principal de recobro es el desplazamiento frontal. Esto llevo al autor Dietz<sup>6</sup> considerar que si bien la combustión seca ha tenido buenos resultados en distintos campos, la

---

<sup>6</sup> Henry J. Ramey, Jr. "In-Situ Combustion". Universidad de Standford, Standford, California, U.S.A.

combustión húmeda es más factible de que tenga mayor éxito comercial dado las mismas condiciones que tuvieron los proyectos exitosos de combustión seca.

### 1.1.3. COMBUSTIÓN EN REVERSO

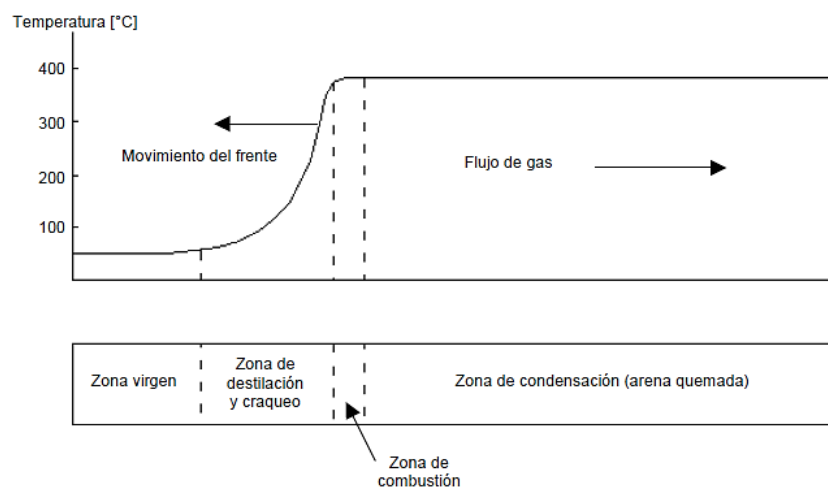
En La combustión en reverso el frente de combustión es iniciado en el pozo productor y es dirigido en dirección contraria al flujo de aire. Al encontrarse el crudo con el frente de combustión se lleva a cabo un intenso craqueo el cual culmina con la formación de una cantidad relativamente grande de combustible sólido, a diferencia de los procesos frontales donde la cantidad de combustible generado es mucho menor ya que tan solo una fracción de crudo calentado se desplaza hacia el frente de combustión para ser craqueado. La mayor cantidad de combustible formado durante la combustión en reverso es responsable de la mayor cantidad de crudo quemado que también caracteriza al proceso. Es por esto que la cantidad de crudo desplazado es menor que para los procesos que ocurren en una sola dirección. Sin embargo la gravedad °API del crudo producido aumenta considerablemente debido al craqueo extenso dentro de la zonas quemadas y de combustión.

En la siguiente figura se identifican cuatro zonas principales en el proceso de combustión en reverso;

- **Primera zona:** Esta es la zona quemada corriente abajo del frente de combustión, cuya temperatura se mantendrá cercana a la temperatura del frente de combustión dependiendo de las tasas de pérdida de calor a las formaciones adyacentes, por lo que en esta zona el petróleo se craquea y se destila.
- **Segunda zona:** Es la zona de combustión en la cual las fracciones pesadas se convierten en residuo.

- **Tercera zona:** comprende una zona de precalentamiento por conducción, el cual conduce a reacciones de oxidación a baja temperatura y a la generación de calor a tasas significativas.
- **Cuarta zona:** Por último se encuentra la zona virgen del yacimiento que no ha sido afectada por el proceso, excepto por el flujo de aire.

**FIGURA 3.** Esquema de la combustión en reverso



**FUENTE:** Ing. Néstor Hernández Estévez. "Evaluación Experimental del Proceso de Combustión In-Situ Empleando Crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco". Universidad Central de Venezuela, Caracas. Octubre de 2003

## 1.2. CASOS HISTÓRICOS DE PROYECTOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU

Partha Sarathi<sup>7</sup> en su handbook de 1999 registro los proyectos de combustión in-situ que aún seguían vigentes en el año de 1997, algunos de los cuales ya tenían más de treinta años de operación, como se observa en la siguiente tabla.

<sup>7</sup> Partha S. Sarathi. "In-Situ Combustion Handbook-Principles and Practices". Enero de 1999.

## 1.2.1. CASOS HISTÓRICOS

**TABLA 1.** Proyectos de CIS activos en el año 1997

Nación	Campo	Operador	Fecha de inicio	Tipo de combustión	°API	Producción Bbl/día
USA	Bellevue, LA	Bayou State	1970	Húmeda	19	400
USA	Midway Sunset, CA	Texaco	1982	Seca	11,5	1000
USA	Medicine Pole Hill Unit ND	Continental Resources	1985	Seca	39	725
USA	Buffalo, SD	Continental Resources	1979	Seca	30	550
USA	W. Buffalo, SD	Continental Resources	1987	Seca	30	365
USA	S. Buffalo, SD	Continental Resources	1983	Seca	30	1420
USA	W. Hackberry, LA	Amoco	1995	Seca	33	280
USA	Mt. Poso, CA	AERA	1997	--	--	--
USA	Horse Creek Field, ND	Total Minatome	1997	Seca	32,2	400
Canadá	Battrum Saskatchewan	Mobil Canada	1966	Húmeda	18	3700
Canadá	Battrum Saskatchewan	Mobil Canada	1967	Húmeda	18	1200
Canadá	Battrum Saskatchewan	Mobil Canada	1965	Húmeda	18	1350
Canadá	Wabaska w Alberta	Amoco Canada	1994	Combustion Cíclica en pozo horizontal (Seca)	14	260
Albania	Kasnice	--	1973	Seca	12	130
Azerbaijan	Balakhany Sanbunchi	--	1988	Húmeda	16	600

**TABLA 1.** (Continuación)

Nación	Campo	Operador	Fecha de inicio	Tipo de combustión	°API	Producción Bbl/día
China	Kerxing-Nemangu	CNDC Nemangu	1996	Seca	29	--
Hungría	Demjen-Kelet	--	1976	Húmeda	39	270
India	Balol	Oil & Nat'L Gas Corp.	1990	Húmeda	15,6	190
India	Lanwa	Oil & Nat'L Gas Corp.	1992	Húmeda	13,5	165
India	Balol	Oil & Nat'L Gas Corp.	1996	Seca	15,6	--
India	Santhal	Oil & Nat'L Gas Corp.	1996	Seca	17	--
India	Bechraii	Oil & Nat'L Gas Corp.	1996	Seca	15,6	--
Kazakstán	Karazhan bas	--	1981	Húmeda	22,3	4150
Rumania	Suplacu de Barcau	--	1964	Húmeda	15,9	8800
Rumania	W. Videle	--	1980	Seca	19	610
Rumania	E. Videle	--	1979	Seca	19	660
Rumania	W. Balaria	--	1975	Seca	19	820
Rumania	E. Balaria	--	1987	Seca	16	550
Rusia	Okha	--	--	--	17,4	180

FUENTE: Partha S. Sarathi. "In-Situ Combustion Handbook-Principles and Practices". Enero de 1999.

### 1.2.2. ESTATUS COMERCIAL DE LOS PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU

Desde los años cincuenta más de 160 proyectos de combustión in-situ han entrado en operación, teniendo un apogeo en la década de los setentas. Sin embargo el número de proyectos activos ha decaído precipitosamente. Según el reporte del Oil & Gas Journal en el año de 1992 la producción de aceite mediante recobros térmicos por inyección de aire a nivel mundial, estaba en el orden de 32,000 BOPD procedentes de 26 proyectos reportados, de los cuales;

- 4,700 barriles provenientes de 8 proyectos en USA
- 8,000 barriles provenientes de 10 proyectos en Rusia
- 7,300 barriles provenientes de 3 proyectos en Canadá
- 12,000 barriles provenientes de 5 proyectos en Rumania

En el año 2004 el **Oil & Gas Journal-EOR Survey** reportó en USA seis proyectos de las operadoras Continental Resources y Bayou State con una producción conjunta de 3650 BOPD. Por otro lado Canadá continuó con los tres proyectos del campo de Battrum operado por Exxonmobile Oil Canada produciendo alrededor de 6260 BOPD. Sin embargo los cuatro proyectos principales de combustión in-situ en el mundo eran representados por el Suplacu de Barcau de Rumania, los campos de Balol y Santhal en India y el antiguo campo de Bellevue en Lousiana, USA.

En la tabla 2 están registradas las características principales de los yacimientos y el desempeño que estos tuvieron con la aplicación de la combustión in-situ.<sup>8</sup>

**TABLA 2.** Proyectos Principales de CIS en el 2004

PROPIEDADES DE YACIMIENTOS							
Campo	Nación	Formación	DIP °	T yto °F	Ø %	Swi %	Swo %
Suplacu de Barcau	Rumania	S*	5-8	65	32	15	< 85
Balol	India	S**	4-7	158	28	30	70
Santhal	India	SS	3-5	158	28	30	70
Bellevue, Lousiana	USA	SS	0-5	75	32	27	73
Campo	Nación	K (md)	μ a T yto (cp)	°API	P yto inicial (psi)	OOIP (MMbbl)	
Suplacu de Barcau	Rumania	5000-7000	2000	16	140	310	
Balol	India	3000-8000	100-450	16***	1450	128	

<sup>8</sup> A. Turtha, Alberta Research Council; S. K. Chattopadhyay & R. N. Bhattacharya, ONGC; A. Condrachi, Oil and Gas Research Institute; W. Hanson, Bayou State Oil Corporation. "Journal of Canadian Petroleum Technology. Current Status of Commercial In Situ Combustion Projects Worldwide". PAPER 2005-02.

**TABLA 2.** Proyectos Principales de CIS en el 2004

PROPIEDADES DE YACIMIENTOS						
Campo	Nación	K (md)	$\mu$ a T yto (cp)	°API	P yto inicial (psi)	OOIP (MMbbl)
Santhal	India	3000-5000	50-200	18***	1450	300
Bellevue, Lousiana	USA	650	676	19	40	4,6-10,6
RESULTADOS COMERCIALES						
Campo	Fecha de inicio	P inj. (psi)	# pozos inj	# Pozos prod.	Prod. Diaria de oil (Bbl/día) por CIS	WC %
Suplacu de Barcau	1971	150-200	111+	736+	9000++	82
Balol	1997	1300-1600	30	75	4400	60
Santhal	1997	1200-1500	30	105	4000	60
Bellevue, Lousiana	1970	60	15	90	300	90
Campo	Utilización O2 %	R-A/Oil (scf/bbl.)	FR esperado %			
Suplacu de Barcau	95	14000	52			
Balol	>95	5600	38			
Santhal	>95	5600	36			
Bellevue, Lousiana	80	15000	60			
S	Arenas	+	Presencia de 24 pozos productores bajo estimulación cíclica de vapor (CSS)			
SS	Areniscas	++	Contribución de estimulación CSS estimado en 18-25 % de la producción diaria			
*	No consolidado					
**	Presencia de material carbonífero (10% vol)					
***	Contenido de Sulfatos (0,14 %)					

FUENTE: A. Turtha, Alberta Research Council; S. K. Chattopadhyay & R. N. Bhattacharya, ONGC; A. Condrachi, Oil and Gas Research Institute; W. Hanson, Bayou State Oil Corporation. "Journal of Canadian Petroleum Technology. Current Status of Commercial In Situ Combustion Projects Worldwide". PAPER 2005-02.

Ya para el año 2012<sup>9</sup> los proyectos de CIS siguen siendo liderados por USA, donde la operadora Continental Resources operan ocho proyectos de

<sup>9</sup> 2012 World Wide EOR Survey. Oil & Gas Journal.

combustión in-situ con una producción de 16,721 BOPD, la operadora Encore Acquisition que maneja tres proyectos de CIS con una producción de 1010 BOPD, y la operadora Bayou State con el antiguo campo de Bellevue con una producción de 240 BOPD. Ese mismo el Oil & Gas Journal registró dos (2) proyectos piloto de CIS por fuera de USA y Canadá. Por un lado, en Venezuela por parte de la operadora PDVSA E&P en el campo de Bare en la faja del Orinoco y el campo de Río Preto Oeste en Brasil operado por Petrobras.

En el año 2014<sup>10</sup> de igual forma, Estados Unidos sigue registrando ocho (8) proyectos de combustión in-situ por la operadores Continental Resources, tres (3) por Encore Acquisition y uno (1) por Bayou State, donde la producción total fue de 20,590 Barriles/día, de los cuales 17,971 Barriles/día hacen parte del aceite producido incremental por combustión in-situ.

### **1.3. PARÁMETROS DE IMPLEMENTACIÓN EN LA COMBUSTIÓN IN-SITU**

Los problemas operacionales mencionados anteriormente por lo general tienden a asociarse con procesos de combustión in-situ en general, sin embargo es más probable que estos problemas se deban a la forma como se está implementando el proceso a un yacimiento en particular. Muchos de estos problemas pueden ser evitados asegurando de antemano que el yacimiento seleccionado para el proceso de combustión in-situ sea un buen candidato para tal proyecto, teniendo en cuenta que las características del crudo presente también sean propicias.

#### **1.3.1. OVERBURDEN**

El yacimiento debe mantener una continuidad en el overburden y estratos con rocas sellos capaces de confinar el aire inyectado dentro de la zona de interés,

---

<sup>10</sup> 2014 World Wide EOR Survey. Oil & Gas Journal.

ya que la presencia de brechas en el overburden sobre la arena productora puede permitir que los fluidos lleguen a filtrarse a estratos superiores.

### **1.3.2. PROFUNDIDAD**

El yacimiento debe ser lo suficientemente profundo para asegurar la contención del aire inyectado en dichos estratos. Sin embargo a mayor profundidad se requerirá de mayores tasas de inyección, algo que definitivamente afecta la economía del proyecto, como lo es la compresión del aire, así como los costos por levantamiento de crudo, en especial en procesos de combustión húmeda o yacimientos con un alto corte de agua.

### **1.3.3. GRAVEDAD °API**

Los crudos de alta gravedad °API generalmente son crudos muy viscosos lo que aseguraría un buen abastecimiento de combustible (coque) cuando ocurren las reacciones de oxidación de los fluidos. Sin embargo el crudo debe tener la suficiente movilidad para que pueda ser desplazado de la zona de combustión hacia las regiones frías del yacimiento. Según la universidad de Calgary<sup>11</sup> la experiencia en laboratorio ha demostrado que los requerimientos de aire y combustible para diferentes yacimientos se mantienen consistentes en un rango determinada de gravedades °API siempre y cuando la fase de aceite se mantenga móvil.

### **1.3.4. POROSIDAD Y SATURACIÓN DE ACEITE**

La probabilidad de que ocurra un éxito tanto técnico como comercial depende en cierta medida de un valor de porosidad relativamente alto, ya que tiene la capacidad de almacenar una mayor cantidad de hidrocarburos. En los procesos de CIS se necesita una cantidad específica de contenido de aceite que sirva como combustible en el proceso. Por lo general “si el producto entre la

---

<sup>11</sup> R.G. Moore, C.J. Laureshen, J.D.M. Belgrave, M.G. Ursenbach, S.A. Mehta. “In-Situ Combustion in Heavy Oil Reservoirs: Problems and Perspectives”. University of Calgary. Calgary, Alberta, Canada. 1997.

saturación de aceite y la porosidad es menor a un valor de 0,09, o si el contenido de aceite es menor a los 700 Bbl/acre-ft, se elimina la posibilidad de la combustión seca como recobro mejorado y se probablemente se opte por un proceso de combustión húmeda<sup>12</sup>. La utilización de este umbral se debe a que es necesario una cantidad suficiente de aceite recuperable para cubrir los requerimientos de energía del proceso y suplir una producción con atractivo económico.

### **1.3.5. INYECTIVIDAD**

El yacimiento debe recibir suficiente inyección de aire/oxígeno de tal forma que sea posible producir económicamente el crudo con una relación razonable de aire/aceite. Para evitar problemas de canalización, las tasas de inyección de aire deben ser altas, lo que posible lograr si el yacimiento no es altamente heterogéneo.

### **1.3.6. PERMEABILIDAD**

Es de esperarse que los procesos de CIS tengan un desempeño más efectivo en yacimientos con una alta permeabilidad absoluta. Sin embargo la permeabilidad relativa es de igual importancia ya que las tres fases (aceite, salmuera, gas) son móviles en los procesos de combustión. La presencia de arcillas tiene un efecto significativo en la permeabilidad relativa de las diferentes fases, en especial para la fase mojante ya que la migración de finos es contralada por la movilización de esta fase, lo que favorece una reducción de la permeabilidad absoluta.

En yacimientos de crudo pesado y viscoso una permeabilidad muy baja permitiría una falla en el suministro mínimo de flujo de aire requerido para una

---

<sup>12</sup> Carlos Andrés Palacios Olivares. "Evaluación de Yacimientos Prospectos para la Implementación de Procesos de Combustión In Situ Mediante Analogías". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Santander. 2010.

combustión sostenida. La baja permeabilidad también aumenta los requerimientos de presión de aire y costos de compresión.

### **1.3.7. ESPACIAMIENTO DE POZOS**

La determinación del espaciamiento entre los pozos en la combustión in-situ debe realizarse de forma cuidadosa, ya que por lo general se asocia a este proceso a yacimientos estrechos con el argumento de que el barrido vertical en este tipo de formaciones tiene un mejor desempeño. Sin embargo, el volumen del yacimiento disponible para el recobro puede que no justifique económicamente el proceso, a menos que se usen espaciamientos grandes entre los pozos.

Generalmente los espaciamientos muy grandes han probado ser exitosos en yacimientos de crudo liviano, ya que en uno de crudo pesado se presentaría una lenta recuperación de aceite lo que perjudica la economía del proyecto. Por otro lado si se usan espaciamientos muy pequeños entre los pozos puede que se dé una irrupción temprana de los gases en el pozo productor.

### **1.3.8. HETEROGENEIDADES DEL YACIMIENTO**

Para la implementación de este proceso de recobro térmico, es necesario que el yacimiento seleccionado sea un yacimiento uniforme con barreras de permeabilidad vertical ya que se beneficia la eficiencia del barrido. La presencia de fracturas naturales es perjudicial porque promueven canales preferenciales de flujo que pueden robar el aire inyectado al yacimiento dejando sin alimento al frente de combustión que requiere oxígeno.

Por otro lado la permeabilidad direccional y en especial la presencia de capa de gas también crean tendencias de flujo para el aire inyectado que se dirigirá a estratos superiores del yacimiento originando gas override, lo que no permite una combustión y un desplazamiento parejo de los fluidos.

**Partha S. Sarathi (1999)** propuso los siguientes parámetros generales que constituyen una guía de screening;

**a) Crudo**

- Viscosidad preferiblemente menor a los 5000 cp a condiciones de yacimiento.
- Gravedad: 10 – 40 °API.
- Composición de crudo: Poca presencia de asfáltenos, bajo contenido de metales en el crudo. El contenido de metales pesados como el Va, Ni, entre otros, debe ser menor a las 50 ppm.

**b) Agua**

- Las propiedades del agua connata no son críticas.

**c) Litología**

- Yacimientos de crudo pesado: bajo contenido de arcillas en minerales que promueven el incremento de la depositación de combustibles con la pirita, calcita y siderita, así como en metales pesados.
- Yacimientos de crudo liviano: Es preferible la litología que promueve la depositación de combustible.

**d) Yacimiento**

- Profundidad: 300 – 12500 ft.
- Espesor: 5 – 50 ft.
- Permeabilidad: No es crítica.
- Porosidad: >0.18
- Concentración de aceite >700 Bbl/acre-ft,  $\Phi S_o > 0.09$ .
- Transmisibilidad  $\frac{kh}{\mu} \geq 20 \text{ md} - \text{ft}/\text{cp}$ .

### **Factores que favorecen la CIS:**

- Alta temperatura de yacimiento.
- Baja permeabilidad vertical.
- Buena continuidad lateral.
- Múltiples capas delgadas de arena.
- Buena competencia del overburden.
- Alto dip.
- Perfil de permeabilidad uniforme.

### **Factores que incrementan el riesgo:**

1. Fracturas extensas.
2. Grandes capas de gas.
3. Fuerte presencia de un acuífero activo.
4. Un yacimiento altamente heterogéneo.

## **2. INTEGRIDAD MECÁNICA DE POZOS EN PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU**

### **2.1. COMPLETAMIENTO DE POZOS**

El completamiento de pozos comprende el diseño, selección de tubulares, herramientas y demás equipos en un pozo con el propósito de converger, bombear y controlar la producción de fluidos. Dentro de estas prácticas está incluido la instalación y cementación de casing o liners, así como registros, cañoneos y pruebas.

En la industria de los hidrocarburos como tal, sin importar el tipo de operaciones o método de recobro que se vaya a implementar, todo completamiento debe cumplir con tres requisitos principales;

- Seguridad.
- Economía y eficiencia.
- Confiabilidad.

Por estos tres requisitos se entiende que al comienzo de cualquier proceso de completamiento siempre se buscara un diseño económico. Sin embargo la realización de un diseño inapropiado con la intención de ahorrar costos, puede llegar a comprometer no solo la integridad del pozo sino las metas económicas propuestas por la operadora. Antes de realizar cualquier diseño de pozo es necesario conocer los siguientes parámetros;

- Condiciones ambientales cercanas a los pozos.
- Geología del yacimiento.
- Esquema de recobro de hidrocarburos.
- Proximidad a las zonas productoras.
- Trayectoria de los pozos.

- Control de arenas.
- Métodos de producción.
- Instrumentación y monitoreo.

Una vez las condiciones pertinentes han sido definidas, se procede a la selección de un casing adecuado para el proceso, lo que requiere de un entendimiento de los efectos de temperatura, esfuerzos, corrosión, y desempeño de la tubería bajo ciertas condiciones.

### **2.1.1. FASES DEL COMPLETAMIENTO DE POZOS**

Para el proceso de completamiento es necesario llevar acabo un enfoque secuencial y lógico del diseño y las practicas operacionales. Debido a que la efectividad del completamiento es determinada por los procedimientos y operaciones ejecutadas durante cada fase de la vida del pozo, se requiere de revisión y monitoreo continuo.

#### **A. FASE I – OBJETIVOS DEL DISEÑO**

Son pieza clave a la hora de realizar un diseño. Dentro de su finalidad se encuentra;

- Realizar un diseño óptimo para asegurar una eficaz producción o inyección.
- Proveer capacidad para un monitoreo adecuado.
- Proveer flexibilidad para cambio de condiciones o aplicaciones en el completamiento.
- Que el diseño contribuya al desarrollo eficiente de producción para el sistema pozo-yacimiento.
- Asegurar una instalación eficiente y segura respecto a costos y operatividad.

## **B. FASE II – COMPONENTES DE COMPLETAMIENTO, SELECCIÓN E INSTALACION**

Una selección e instalación adecuada de los equipos de completamiento es ineludible. Los componentes o equipos de completamientos son clasificados en primarios y auxiliares.

Los **componentes primarios** son esenciales para que un completamiento funcione de forma segura. Estos comprenden cabezal de pozo, uso de tuberías de revestimiento (casing conductor, intermedio, productor, liners) resistentes a las altas temperaturas, válvulas de seguridad, equipos de control de flujo y empaaduras térmicas usadas para aislar el espacio anular del conducto de producción, permitiendo un proceso controlado de producción, inyección o tratamiento.

Los **componentes auxiliares** por otro lado hacen parte de la gran variedad de accesorios de flujo diseñados para incrementar la versatilidad del completamiento. Algunos de estos son los niples de asiento, mandriles de inyección, camisas deslizantes, juntas de expansión, válvulas de circulación entre otras.

## **C. FASE III – INICIO DE PRODUCCIÓN**

Esta fase se subdivide en las siguientes etapas;

- Se inicia flujo para establecer comunicación entre la formación y el pozo.
- Se define un programa de limpieza adecuado para permitir una rata de producción óptima y de manera segura mitigando los años a la formación, componentes y demás equipos de completamiento.
- Diseño de cualquier estimulación o tratamiento que pueda ser necesario para permitir la restauración de permeabilidad en el yacimiento.

## **D. FASE IV – EVALUACION Y MONITOREO DE PRODUCCIÓN**

Las evaluaciones iniciales de producción son necesarias para confirmar que las condiciones del sistema satisfacen las capacidades de producción esperadas del diseño implementado. Así mismo se realizan subsecuentes operaciones tales como;

- Realización de estadísticas relacionadas con la confiabilidad y durabilidad de los equipos de completamiento.
- Verificar que los parámetros y objetivos asumidos durante el proceso de diseño, estén de acuerdo con la realidad y que sean representativos.
- Tendencias o estadísticas las cuales nos pueden proveer los patrones de tiempo en el cual se pueden presentar problemas operacionales y la necesidad de llevar a cabo trabajos de workover.
- Un monitoreo periódico de los parámetros de yacimiento, facilita una información muy útil para el completamiento y producción de futuros pozos vecinos o un recompletamiento requerido por desgaste del yacimiento.

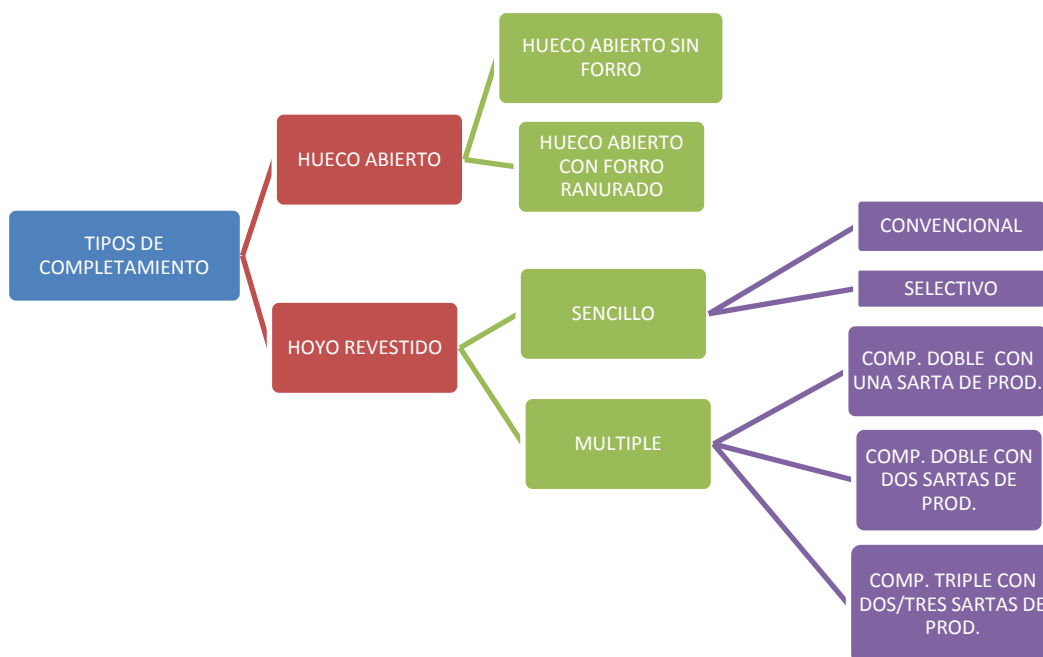
### **2.1.2. TÉCNICAS DE COMPLETAMIENTO<sup>13</sup>**

Los tipos de completamientos se pueden englobar en dos categorías principales las cuales son denominadas en la siguiente figura.

---

<sup>13</sup> "Innovation in Subsurface Products and Services for the completion of Oil & Gas Wells". Concept 2 Completion Pte Ltd. Service Company. Abril de 2013

FIGURA 4. Esquema general de los tipos de completamiento



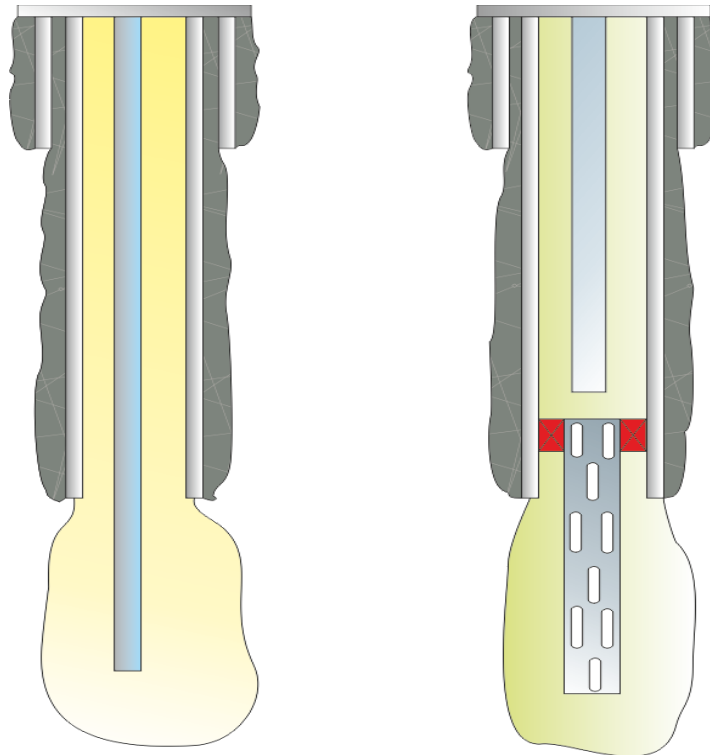
FUENTE: LOS AUTORES.

### 2.1.2.1. COMPLETAMIENTOS A HUECO ABIERTO

También conocidos como ***Barefoot completions*** son implementados en yacimientos cuyas formaciones son lo suficientemente fuertes para prevenir derrumbes. El casing o liner de producción se baja y es cementado en el tope rocoso de la formación de interés permitiendo que las paredes del hueco se mantengan abiertas.

Su implementación se limita a pozos horizontales o a pozos donde los daños de formación por los fluidos de perforación son severos. Generalmente en las paredes del pozo se colocan rejillas ranuradas o liners perforados a lo largo de la zona de hueco abierto para mitigar efectos de arenamiento y prevenir que una formación colapse y se tape.

**FIGURA 5.** Completamientos a hueco abierto



FUENTE: LOS AUTORES

- a) Completamiento a hueco abierto:** En la figura anterior se observa el pozo de la izquierda completado a hueco abierto, aplicable a yacimientos de arenas consolidadas como la caliza o la dolomita donde no se espera la producción de agua/gas ni posibles derrumbes. Tiende a ser uno de los completamientos más económicos ya que se eliminan los costos de revestimientos, cementación y cañoneo en la zona productora.
- b) Completamiento a hueco a abierto con forro ranurado:** A la derecha de la figura se encuentra un pozo con liner ranurado y empaquetado con grava, aplicable a formaciones no compactadas donde es posible la presencia de derrumbes y problemas de arenamiento, lo cual es algo muy común en procesos térmicos debido al efecto de arrastre del frente de desplazamiento.

Cuentan con la desventaja de no poder producir selectivamente ni aislar intervalos dentro del reservorio o en la sección de hueco abierto, además de no poder controlar los flujos de gas y agua. Sin embargo esta técnica de completamiento permite una mayor producción respecto a las técnicas de hoyo revestido y se reduce al mínimo el daño a la formación.

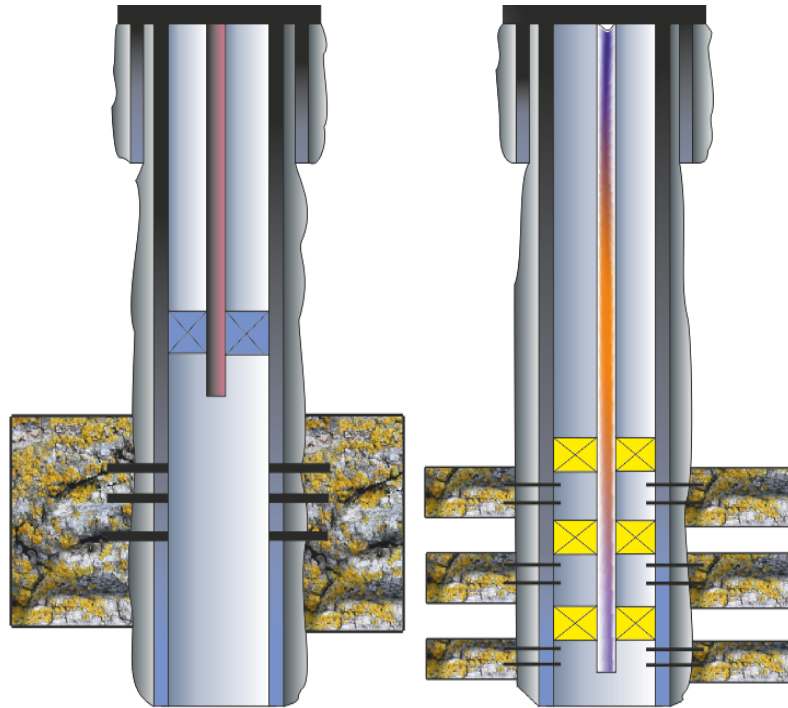
### **2.1.2.2. COMPLETAMIENTOS A HOYO REVESTIDO**

Los completamientos a hoyo revestido actualmente son los más usados en la industria de los hidrocarburos. En este caso se corre y se cementa el revestimiento hasta la base de la zona de interés donde la tubería de revestimiento se cementa a lo largo de todo el intervalo de producción, dando la oportunidad de poder cañonear selectivamente las zonas de interés y establecer una comunicación entre la formación y el pozo. A pesar que este tipo de completamientos no tiene la misma capacidad productiva de los completamientos a hueco abierto, pueden prevenir y controlar con mayor facilidad la producción de gas y de agua, y elegir con mayor precisión las zonas que se intenta producir. Se clasifican en completamientos sencillos y múltiples.

#### **a) COMPLETAMIENTOS SENCILLOS**

Son categorizados en completamiento **sencillo convencional** y **sencillo selectivo**. En el sencillo convencional este es utilizado de forma directa para producir y controlar el intervalo de interés con un mínimo de equipos de subsuelo y/o superficie, ya que solo se utiliza una sarta o tubería de producción y una empaadura como método aislante. Esto provee protección al casing o liner y permite el uso de herramientas de control de flujo para controlar producción. En el completamiento sencillo selectivo se busca producir más de una zona de interés de un mismo yacimiento mediante el uso de empaaduras, produciendo a través de válvulas de circulación utilizando una sola tubería.

**FIGURA 6.** Completamientos - sencillo convencional y selectivo



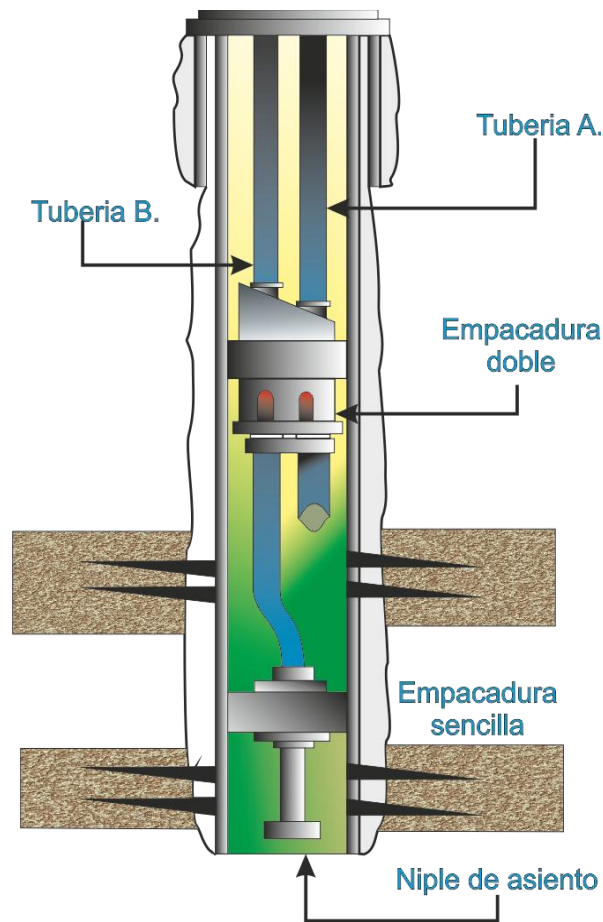
FUENTE: LOS AUTORES.

## **b) COMPLETAMIENTO MÚLTIPLE**

El completamiento múltiple es realizado cuando se busca producir varias zonas (yacimientos) simultáneamente a través de múltiples tuberías. Esta aplicación reduce el número de pozos a perforar, desarrollando los yacimientos de forma acelerada a menor costo.

Un claro ejemplo de este tipo de completamientos, se presenta en la **Figura 7**, compuesto por el uso múltiples tuberías en el pozo de producción, acompañado de la puesta de empaques a distintos intervalos dentro del pozo.

**FIGURA 7.** Completamiento doble con dos sarts de producción



FUENTE: LOS AUTORES.

Este completamiento hace referencia a un pozo que atraviesa dos formaciones independientes las cuales son explotadas de forma simultánea e independiente, mediante el uso de dos empacaduras y dos sarts o tuberías de producción. Sin embargo, las configuraciones no se limitan a la presentada en la figura anterior, también se emplean las siguientes configuraciones:

- Completamiento doble con una tubería de producción y una empacadura de producción.
- Completamiento de tres zonas (yacimientos) con dos o tres sarts de producción.

El completamiento múltiple resulta útil cuando se busca separar yacimientos con distintos mecanismos de producción, ya que resulta indeseable producir un yacimiento con empuje por agua junto con otro yacimiento por empuje por gas. Económicamente el pozo requiere de una alta inversión inicial para tuberías de producción, empaques y demás equipos. Sin embargo se obtiene una alta tasa de producción a un menor tiempo de retorno del capital invertido. Pero los completamientos múltiples pueden sufrir de ciertas desventajas. Con frecuencia se presentan pescados durante y después del completamiento lo que eleva los costos por servicios y equipos de pesca y retarda la faceta de producción.

## **2.2. PROBLEMAS OPERACIONALES EN PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU**

Sin duda los efectos de la combustión in-situ a comparación con otros métodos de recobro como la inyección de vapor o la inyección de agua caliente resultan más agresivos con la integridad de los pozos. Un diseño adecuado junto con una buena selección de materiales y monitoreo puede marcar la diferencia entre el desarrollo comercial y el fracaso.

### **2.2.1. FALLAS MECÁNICAS POR ALTAS TEMPERATURAS Y PRESIONES**

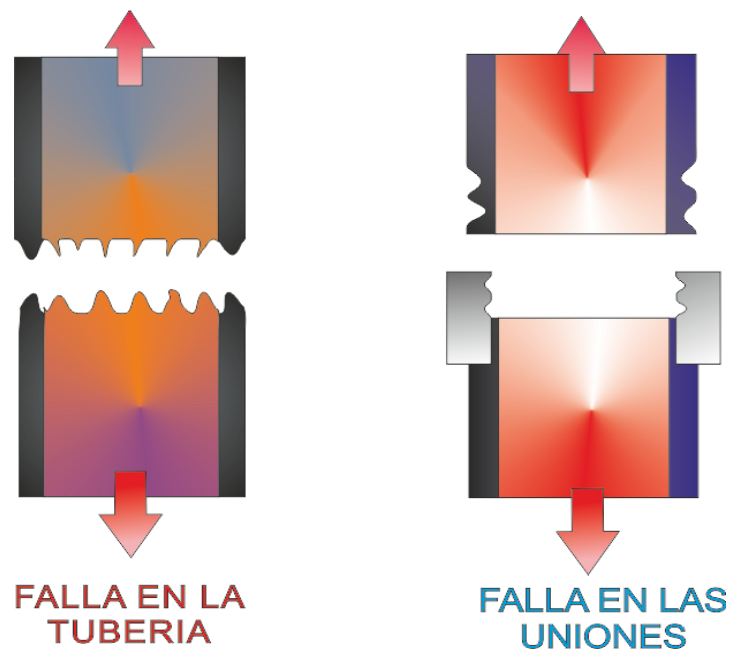
La naturaleza de este tipo de procesos promueve una amplia variación en las presiones y temperaturas de operación, las cuales perjudican la estabilidad de los cementos y los materiales de acero en las tuberías, donde pueden presentarse desde rupturas en el cemento hasta variaciones longitudinales en las juntas. Esto desemboca en problemas de colapso, estallido, pandeo, entre otros.

- **CARGAS DE TENSION AXIAL**<sup>14</sup>

Las cargas de tensión axial influyen en la longitud de la tubería ya sea por efectos de compresión o tensión. Dentro de los factores que afectan estas cargas se encuentran el peso de la tubería y variaciones en la presión y la temperatura.

Un severo efecto de las cargas axiales conlleva a variaciones en la elongación de la tubería, debilitando la capacidad del material a resistir otro tipo de cargas. Los esfuerzos de tensión en la tubería se expresan mediante dos fuerzas principales. La fuerza de tensión la cual tiende a elongar la tubería debido a factores como el peso, y la fuerza de las paredes del tubular la cual tiende a resistir este esfuerzo.

**FIGURA 8.** Efecto de las cargas axiales

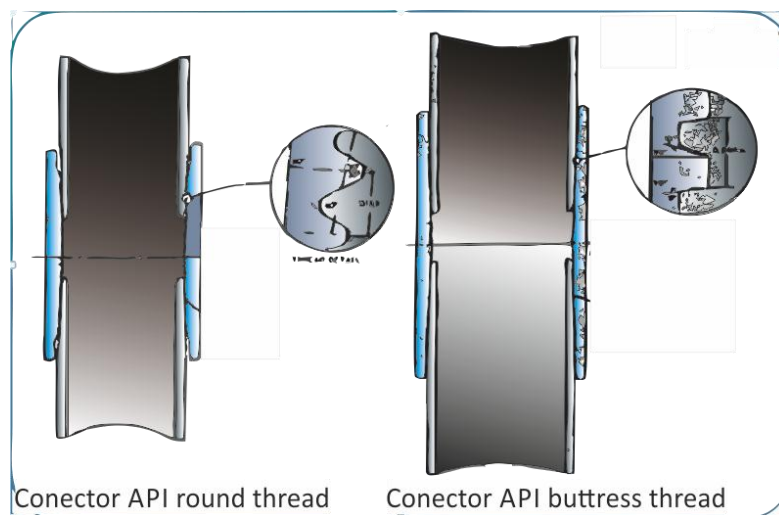


FUENTE: LOS AUTORES

<sup>14</sup> Adam T. Bourgoyne Jr., Keith K. Millheim, Martin E. Chenevert, F.S. Young Jr. "Applied Drilling Engineering" SPE Texbook Series, Vol. 2. 1991.

El incremento de temperatura en los procesos de combustión causa una expansión longitudinal en el metal la cual puede ser de alrededor de “0.83 (in) por cada 100 pies de longitud por cada incremento de 100°F”<sup>15</sup>. Esta expansión del acero promueve la tensión axial e induce a fallas en las uniones de las juntas o “couplings” ya que la elongación de la tubería genera esfuerzos que facilitan el desprendimiento de las uniones convencionales, así mismo si se llega a exceder el límite de elasticidad se dará una deformación permanente del acero.

**FIGURA 9.** Uniones API tipo Round Thread y Buttress



ADAPTADO Y MODIFICADO DE: Applied Drilling Engineering. 1991

Las uniones convencionales tipo **API round thread** tienen unas dentaduras de rosca redondeadas lo que facilita su desprendimiento en pozos sometidos a esfuerzos axiales por altas temperaturas. Por este motivo para el caso de procesos térmicos es recomendable el uso de uniones/conectores tipo **API Buttress thread** o **Premium** ya que la forma cuadrada de sus dentaduras reducen enormemente la tendencia de desprendimiento en las conexiones.

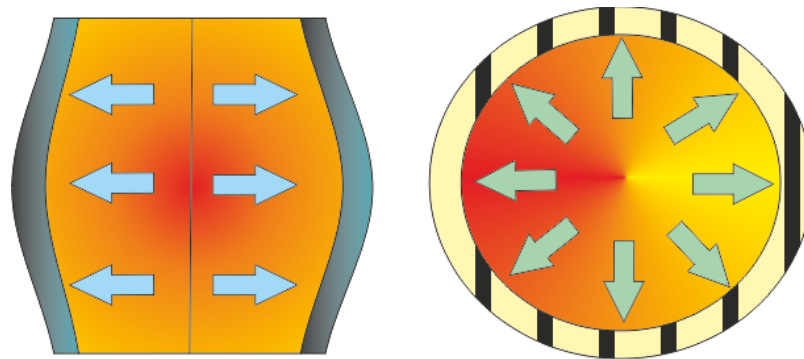
<sup>15</sup> Partha S. Sarathi y David K. Olsen. “Practical Aspects of Steam Injection Processes A Handbook for Independent Operators”. Octubre 1992

- **EFFECTOS DE LA PRESIÓN<sup>16</sup>**

Con el aumento en las temperaturas en fondo de pozo también aumentan las presiones, que sumado al desgaste de la tubería por corrosión y esfuerzos axiales se compromete el pozo con problemas de colapso y estallido.

La **presión de estallido** se denomina como la mínima presión interna necesaria para causar la ruptura del casing en la ausencia de presión externa y cargas axiales. Para que ocurra una falla por estallido solo se necesita que una pequeña pieza de la tubería falle. La variación más pequeña en el espesor de las paredes del tubular, tendrá un impacto en la clasificación de la resistencia de estallido. Esto se debe en gran parte a problemas de corrosión ya que se produce una reducción en el espesor de las paredes del acero, sin embargo la expansión de los tubulares por aumento en la temperatura también debilita las paredes del casing.

**FIGURA 10.** Esquema de la presión de estallido



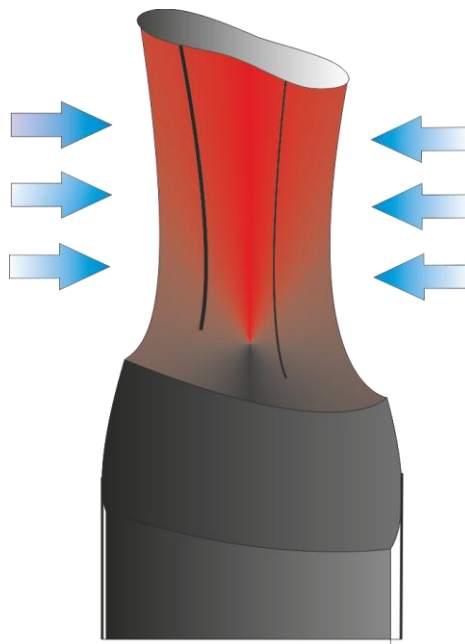
## EFFECTOS DE LA PRESION INTERNA

FUENTE: LOS AUTORES

<sup>16</sup> Adam T. Bourgoyne Jr., Keith K. Millheim, Martin E. Chenevert, F.S. Young Jr. "Applied Drilling Engineering" SPE Texbook Series, Vol. 2. 1991.

Por otro lado **la presión de colapso** es la mínima presión externa necesaria para causar el colapso de las paredes del revestimiento en la ausencia de la presión interna y cargas axiales. El colapso de las tuberías debido a presiones externas es un fenómeno más complejo que la falla por estallido. Se han definido cuatro tipos diferentes de colapso dependiendo del valor de la relación  $\left(\frac{d_n(\text{diámetro externo})}{t(\text{espesor de las paredes})}\right)$ , los cuales pueden ser elástico, transicional, plástico y de límite de elasticidad. Este problema es más probable de que ocurra en los pozos productores especialmente en el tubing durante la producción en caliente debido a factores como el incremento en la producción de fluidos, incremento en la temperatura y por ende un incremento en las presiones que rodean al tubing.

**FIGURA 11.** Efectos de fallas por colapso

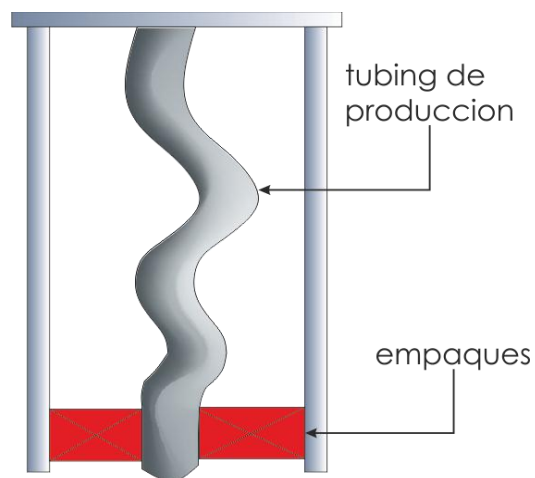


FUENTE: LOS AUTORES

- **PANDEO**<sup>17</sup>

El pandeo generalmente está asociado a secciones largas y delgadas de tuberías como el tubing de producción de acuerdo con El anclaje de una tubería a un empaque en el espacio anular del pozo generara dos puntos fijos lo cual en un proceso de recobro térmico facilita el denominado pandeo o “buckling”. Este fenómeno se presenta cuando existe un tránsito de fluidos calientes en la tubería provocando un incremento en la temperatura y por ende la expansión del acero. En ese mismo instante al presentarse la expansión, el empaque actuara como punto fijo generando un esfuerzo opuesto o compresivo. De igual forma, si llega ocurrir una operación de refrigeración dentro del pozo, el acero del tubing se contraerá y el empaque inducirá esfuerzos por tensión al tubing, generando el efecto de la **Figura 12**.

**FIGURA 12.** Pandeo en tuberías



FUENTE: LOS AUTORES

Al disminuir la temperatura de la tubería (ya sea por cierre del pozo o inyección de agua fría a fondo) esta se contraerá haciendo que el empaque genere esfuerzos por tensión. Este fenómeno denominado pandeo, es prominente en

<sup>17</sup> Karianne Skarnes Vagenes. “Completion Design with Focus on Well Integrity and Productivity”. Norwegian University of Science and Technology – Trondheim. Junio de 2012.

los pozos sometidos a ciclos térmicos como la estimulación cíclica de vapor o pozos productores en procesos de CIS ya que a menudo la tubería de producción tendrá un empaque térmico para aislar el revestimiento de los efectos del calor, y habrá producción de fluidos calientes como crudo, agua y gases de combustión. Como medida preventiva se suelen usar las juntas de expansión para aliviar los esfuerzos axiales o la implementación de grados de acero templados (*Sarathi, 1999*).

La elongación del material no es el único problema de las altas temperaturas. Se han presentado casos donde temperaturas por el orden de los 700 a 800 °F en el productor generan fragilidad y cristalización de los aceros, lo que predispone el pozo a fallas y posibles casos de colapso o estallido por la debilidad de las paredes de la tubería tal y como plantean los autores *Gates y Holmes*<sup>18</sup>.

### **2.2.2. BAJA INYECTIVIDAD Y PRODUCTIVIDAD**

La inyectividad del aire u oxígeno a la formación es un parámetro estrechamente relacionado con heterogeneidad de la formación donde influyen en gran medida la porosidad y permeabilidad. Una baja inyectividad no permite un desplazamiento uniforme y efectivo del frente de combustión por lo que el crudo desplazado puede ser limitado. Así mismo al no haber una alimentación continua y adecuada de aire a la formación es posible que no se alcancen reacciones de oxidación de alta temperatura, donde se tendrá una ruptura de oxígeno en los productores y un pobre desplazamiento de los fluidos.

Dentro de las causas principales de baja inyectividad se encuentran la precipitación y depositación de fluidos tanto orgánicos como inorgánicos tales como parafinas, asfáltenos, óxido ferroso, emulsiones, entre otros, los cuales pueden llegar a taponar la cara del pozo y afectar la inyección de la corriente de aire. Estos problemas deben ser debidamente tratados ya sea por medio de

---

<sup>18</sup> C.F. Gates y B.G. Holmes, "Thermal Well Completions and Operation", Mobil Oil Corp.

la inyección de químicos y demás solventes, así como el posible incremento en las tasas de inyección de aire. En ocasiones se estimulan los pozos inyectoros con vapor para calentar sus inmediaciones y favorecer el desplazamiento del frente de combustión.

Respecto a los problemas de baja productividad, estos se deben en su mayoría a la precipitación de fluidos con alto contenido de ceras y la presencia de emulsiones que afectan la permeabilidad y generan taponamientos en la cara de los pozos productores. Adicionalmente existen los problemas de baja conectividad entre pozos presentes en formaciones bituminosas y de baja temperatura.

Un claro ejemplo de los métodos de estimulación aplicados en proyectos de combustión in-situ para pozos de producción se puede obtener del proyecto en la formación *Carlyle Pool, del campo Iola*<sup>19</sup> localizado en el condado de Allen, Kansas, USA. En este proyecto para mejorar aumentar la tasa de hidrocarburo por parte de los pozos productores aplicaron métodos como la inyección de aceite caliente, baches de agua caliente, inyección de baches de vapor, y por ultimo aplicaron la estimulación por combustión.

### **2.2.3. OBSTRUCCIONES EN POZOS**

Las obstrucciones en pozos son una de las principales causas del decremento en las tasas de producción en la industria de los hidrocarburos. Estos taponamientos se deben generalmente a la precipitación de compuestos orgánicos e inorgánicos como materiales a base de cera o carbón, o la acumulación consecutiva de material sedimentario como arenas o arcillas en la cara del pozo. Estos problemas son tratados a menudo con lavados de aceite caliente, surfactantes, LPG, keroseno, lavados con diesel, métodos de control de arenas, entre otros.

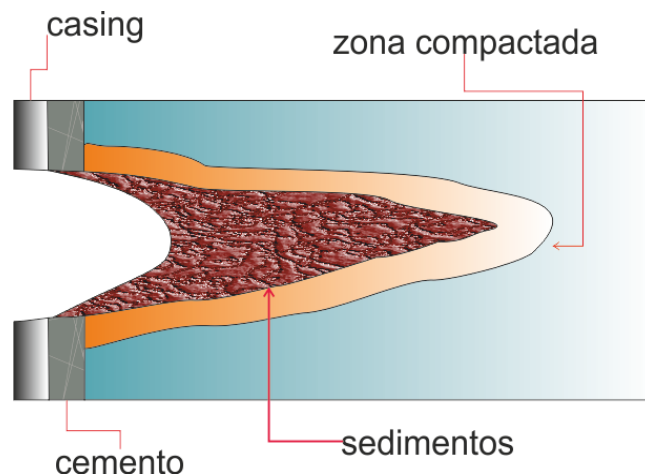
---

<sup>19</sup> Maurice W. Smith, "Simultaneous Underground Combustion and Water Injection In the Carlyle Pool, Iola Field, Kansas", Layton Oil Co. Enero de 1966.

- **ARENAMIENTO**<sup>20</sup>

Con frecuencia se ha visto que los proyectos de combustión in-situ han sido aplicados a yacimientos de arenas no-consolidadas de crudo pesado. En formaciones no-consolidadas la producción de arena puede dispararse durante la primera circulación del fluido de formación debido al arrastre que ejerce el fluido inyectado o por la turbulencia del gas. Este arrastre separa los granos de arena y los conduce hacia la zona cañoneada como se observa en la **Figura 13**. Esta condición se agrava aún más por el efecto del calor generado por el frente de combustión, ya que debilita el material cementante que une los sedimentos facilitando su desprendimiento.

**FIGURA 13.** Acumulación de arenas en la cara del pozo



FUENTE: LOS AUTORES

Condiciones como un alto diferencial de presión y cambios en la productividad de los pozos influyen en la producción de arenas y sedimentos. El influjo de agua es otro parámetro importante, el cual promueve el arenamiento al reducir la presión capilar entre los granos de arena. Después de la ruptura de agua las partículas de arenas son desalojadas por la fricción del flujo. Adicionalmente el

<sup>20</sup> John Carlson-Chevron Service Co, Derrel Gurley, George King-Amoco Production Co, Colin Price-Smith, Frank Waters, "Sand Control: Why and How?".- BP Exploration Inc.

cañoneo reduce la permeabilidad alrededor de la superficie de la cavidad cañoneada debilitando la formación en esa zona. El intervalo cañoneado es susceptible a fallas por cambios en la tasa de producción lo que puede provocar la acumulación de sedimentos en la cara del pozo como se muestra en la figura anterior.

Una producción de fluidos con alto contenido de arenas es perjudicial para los pozos ya que se genera abrasión y erosión a los equipos de fondo de pozo como las bombas de subsuelo, las cuales deben estar diseñadas para poder manejar el tránsito de estos fluidos hacia superficie. También es frecuente que se generen taponamientos en la cara del pozo y en los liners, restringiendo la producción de hidrocarburos. Puede requerirse de frecuentes operaciones de workover para limpiar la zona afectada por sedimentos, sin embargo se suele implementar liners ranurados en ocasiones con empaquetamientos de grava como medida preventiva para mitigar los efectos de la producción de arena.

- **CONTROL DE ARENAS EN PROCESOS TERMICOS<sup>21</sup>**

El efecto de la producción de arena afecta en diferentes grados de severidad la cara del pozo, por lo que la aplicación de los métodos difiere según las condiciones de la formación. Dentro de los mecanismos de retención y filtración de arenas más utilizados en los proyectos de recobro térmico se encuentra los liners ranurados, liners con enmallado de alambre, liners pre-empacados, liners con mesh (mallas) metálico, empaquetamientos de grava y consolidados. Estos cumple con la función de;

- Proveer la retención de arenas por parte de la formación o empaquetamientos de grava.
- Permitir la circulación de fluidos durante operaciones de limpieza, producción o estimulación en el pozo.

---

<sup>21</sup> Partha S. Sarathi. "In-Situ Combustion Handbook-Principles and Practices". Enero de 1999.

## LINERS RANURADOS Y ENMALLADOS DE ALAMBRE

Tal y como se muestra en la **Figura 14** el liner con ranuras tiene aberturas más grandes respecto a una malla con alambrada metálico, ya que además de los orificios de la tubería base, se cuenta con las ranuras que forman los alambres alrededor de la tubería. Generalmente las Ranuras o alambres son dimensionados con aberturas de dos veces el 10% del diámetro de las arenas de formación, lo que ha resultado exitoso en proyectos comerciales donde la distribución del tamaño de arenas es relativamente uniforme.

Cuando se controla la producción de arenas utilizando solamente liner con ranuras o mallas, las partículas de arena de la formación se irán acumulando continuamente dentro del espacio anular entre el liner y el casing (o hueco abierto) creando una clase de filtro secundario o empaque para las partículas restantes. Sin embargo la producción puede verse comprometida debido a esta zona de baja permeabilidad generada por la arena empacada en el anular, donde tarde o temprano una producción excesiva de granos muy finos taponara las zonas de circulación. Es por este motivo que se recomienda el uso de liners de acero inoxidable en conjunto con empaquetamientos de grava para retener el material de grava el cual ofrecerá resistencia y apoyo contra las arenas de formación.

**FIGURA 14.** Métodos básicos de control de arenas

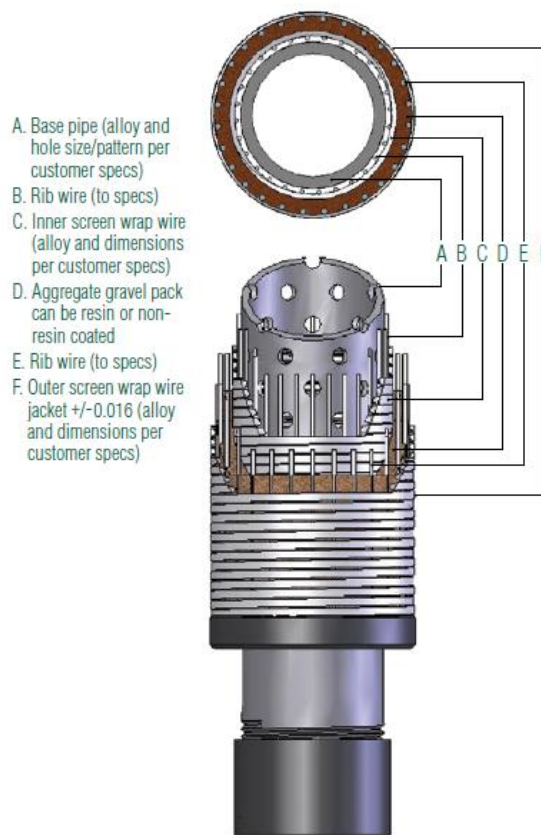


FUENTE: LOS AUTORES

## **LINERS CON MALLAS PRE-EMPACADAS**

Los liners de malla pre-empacada o “prepacks” como a menudo se les denominan fueron diseñados para retener las arenas de formación sin la necesidad de empaquetamiento de grava. Estos consisten de un tubo central con perforaciones, rodeados por un enmallado de alambre interno, seguido de un área cilíndrica fabricada ya sea de arena/gravas no-consolidadas o en ocasiones de grava consolidada con resinas. Por último se tiene un enmallado de alambre externo alrededor de la grava.

**FIGURA 15.** Mallas pre-empacadas



FUENTE: Dual Pre-Pack. Alloy Screen Works – A Division of Alloy Machine Works, Inc. 2006.

De acuerdo con (*Sarathi, 1999*) Dentro sus ventajas se encuentran;

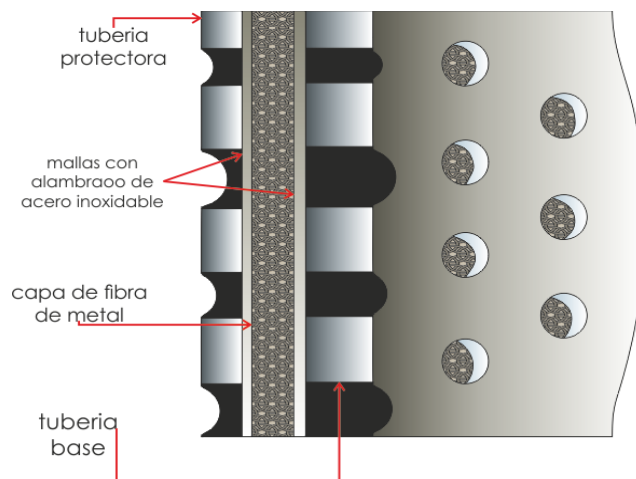
- Gran área superficial para filtrado.
- Compatible con la mayoría de los fluidos.
- Altas permeabilidades (50 – 100 darcys).
- Alta fuerza compresiva (5000 psi a 150°F).
- Puede correrse por medio de wireline o tubing.
- Soporta temperaturas de hasta 500°F.

Sin embargo los prepacks no están exentos de problemas, ya que es posible la generación de taponamientos debido a formación con alta concentración de arcillas, precipitación de asfáltenos y parafinas debido a crudos pesados, y

demás problemas como las emulsiones y las depositaciones de escamas de carbonatos o sulfatos.

Un claro ejemplo del uso de prepacks es en el campo de Shengli, China<sup>22</sup> donde se aplicó un sistema de control de arenas de alta temperatura para 12 pozos horizontales como alternativa a los típicos prepacks con grava como se observa en la **Figura 15**. Los prepacks convencionales a pesar de resultar bastante eficientes en procesos térmicos sufrían de daños al transitar la zona desviada del pozo (dogleg). La formación era de crudo extra pesado con una viscosidad entre los 10,000 cp – 100,000 cp y unos 10,5°API, en una formación de arenas no-consolidadas. El nuevo sistema era conocido como una malla de fibra metálica. Este sistema consistía de una tubería base perforada, un alambrado de acero inoxidable, una capa de fibra metálica en vez de grava o arena, y una tubería protectora externa.

**FIGURA 16.** Esquema de malla de fibra metálica en el campo de Shengli



ADAPTADO Y MODIFICADO DE: Xu Ruiyi, Zhou Zhiqi y Zhang Xu. "An Applied High Temperature Sand Control Well Completion Technique for Horizontal Wells". Oil Production Technology Research Institute Shengli Petroleum Administrative Bureau.

<sup>22</sup> Xu Ruiyi, Zhou Zhiqi y Zhang Xu. "An Applied High Temperature Sand Control Well Completion Technique for Horizontal Wells". Oil Production Technology Research Institute Shengli Petroleum Administrative Bureau.

Este sistema de pre-pack con fibra metálica resulto exitoso en los 12 pozos donde fue implementado, donde no se presentó producción de arenas ni daños al sistema de fibras. Esto se debe a la gran elasticidad y resistencia al doblaje del sistema de mallas con fibra metálica el cual puede llegar soportar temperaturas por encima de los 665°F a profundidades entre los 4265 – 4921 pies.

## **EMPAQUETEMIENTOS DE GRAVA**

Entre los más comunes se encuentran los empaquetamientos de grava utilizados en la industria de los hidrocarburos desde la década de los treinta. En esta operación se bombea una lechada de grava debidamente dimensionada a lo largo del anular hasta la zona de interés. Esta grava se acentuara en el fondo del pozo donde creara un filtro granular con una muy alta permeabilidad de alrededor de 120 darcys<sup>23</sup> para la circulación de fluidos, pero que al mismo tiempo restringirá la intrusión de arenas. Sin embargo el uso de grava en ocasiones conlleva algunas desventajas como;

- Daño a la permeabilidad de la formación y restricción en producción durante la etapa de inyección de grava.
- Reducción del diámetro operativo del pozo, siendo necesario el uso de equipos de levantamiento artificial.
- El completamiento de zonas múltiples con grava es complicado.
- La mayoría de las reparaciones en pozo involucran la remoción total del liner y el empaquetamiento de grava.
- Es una técnica relativamente costosa.

---

<sup>23</sup> John Carlson-Chevron Service Co, Derrel Gurley, George King-Amoco Production Co, Colin Price-Smith, Frank Waters, "Sand Control: Why and How?".– BP Exploration Inc.

- **INCRUSTACIONES<sup>24</sup>**

Las incrustaciones son una de las principales fuentes de problemas de productividad debido al taponamiento en la cara del pozo y las líneas de flujo. Las causas de sus precipitación son bastante amplias sin embargo se deben por lo general a cambios de presión, temperatura, pH, liberación de gases de combustión y aguas incompatibles. En el caso de la combustión in-situ actúan 3 mecanismo principales para la formación de incrustaciones.

- **Mezcla de aguas incompatibles:** ocurre a menudo en proyectos de inyección alterna de aire y agua (COFCOW), ya que al entrar en contacto el agua de inyección con el agua intersticial o de formación se favorece la generación de incrustaciones, produciendo fluidos con distintas concentraciones de iones que llegan a superar los límites de solubilidad de los sulfatos. En formaciones calcáreas se pueden presentar precipitación de sulfato de calcio. Por otro lado en formaciones de areniscas se da la precipitación de sulfato de bario y estroncio.
- **Presión y temperatura:** debido a que el proceso de combustión genera cambios drásticos tanto en la presión como en la temperatura del yacimiento, se puede presentar un cambio en la composición del mismo crudo afectando el límite de solubilidad de algún mineral en específico y por ende su subsiguiente precipitación en la cara del pozo, ya sean sulfatos o carbonatos.
- **Liberación de CO<sub>2</sub>:** este aspecto está fuertemente ligado con el cambio de presión que se da en la cara del pozo productor. Por lo general el agua condensada proveniente del frente de combustión tiene disuelta en ella gases de combustión como el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el cual vuelve el agua acida y al mismo tiempo disuelve la calcita presente en la formación. Al llegar la corriente de agua al pozo, esta queda expuesta a una caída de

---

<sup>24</sup> Adriana Milena Arias Noriega y Claudia Liliana Rodríguez Berdugo. "Alternativas para los Problemas Operacionales Críticos Durante la Implementación de un Proceso de Combustión In-Situ en un Campo de Crudo Pesado en Colombia". Universidad Industrial de Santander, 2013.

presión que favorece la liberación del CO<sub>2</sub> y se precipiten residuos carbonatos en fondo de pozo

Dentro de las practicas más comunes para el tratamiento de incrustaciones se encuentra el tratamiento de acidificación matricial, con el propósito de remover o prevenir al pozo del daño por la precipitación de incrustaciones de carbonatos/hidróxidos, y problemas como hinchamiento de arcillas, migración de finos, etc.

- **ASFALTENOS Y RESINAS<sup>25</sup>**

Los asfaltenos están presentes en todos los tipos de crudo variando desde un 1% en crudos livianos hasta un 15% o más en crudos pesados. Estas moléculas consideradas las de mayor masa molecular en los crudos, son formadas a partir de estructuras anilladas de aromáticos con oxígeno, nitrógeno y sulfuro. La viscosidad del crudo está estrechamente relacionada con la concentración de asfaltenos y su naturaleza, ya que estas moléculas son las directas responsables de la alta viscosidad de un crudo pesado.

Por lo general los asfaltenos se denominan como la fracción del crudo insoluble en n-pentano. Es por esta razón que al adicionarse solventes de hidrocarburos livianos al crudo, los asfaltenos tienden a precipitarse, como es el caso de la condensación de fracciones de crudo liviano desplazadas por el frente de combustión en el banco de aceite. Cuando el crudo desplazado transita hasta la cara del pozo este sufre una caída de presión la cual es una de las causas principales de la precipitación de asfáltenos, como también lo es la reducción del pH en el agua. Por otro lado la presencia de Fe<sup>3+</sup> también incrementa las posibilidades de precipitación de asfáltenos. Se asume que el hierro cambia la polaridad de la roca y por lo tanto atrae la mayoría de las fracciones polares del crudo. Estas precipitaciones son comunes tanto en la cara del pozo como en la

---

<sup>25</sup> Jean Cristofari, "Laboratory Investigation of the Effect of Solvent Injection on In-Situ Combustion for Viscous Oils", Department of Petroleum Engineering of Stanford University, Marzo de 2006.

formación. Sin importar cuál sea el caso la depositación de asfáltenos disminuye la producción y resulta difícil prevenir su ocurrencia.

Las resinas por otro lado son las moléculas más pesadas en los crudos después de los asfáltenos, y difieren de estos últimos debido a una relación H/C superior ya que contienen una menor cantidad de carbonos aromáticos. Ambos tienen la tendencia de formar coque durante procesos de craqueo. Las resinas son solubles en líquidos que precipitan asfáltenos como el n-pentano, pero son insoluble en propano. Es por esto que las resinas se precipitan en procesos de des-asfaltado en propano, pero no se precipitan en procesos de des-asfaltado en pentano.

A menudo solventes de hidrocarburos vaporizados o líquidos son inyectados como método de estimulación para un mayor recobro de crudo pesado o bituminoso en la formación mediante la disminución de la viscosidad del crudo por dilución. Los solventes inyectados deben tener la máxima solubilidad en el crudo para asegurar una mayor tasa de extracción de hidrocarburo. Sin embargo se pueden seleccionar solventes que diluyan mayor cantidad de componentes livianos ya que tienen mayor valor económico que los componentes pesados. Si la concentración del solvente de hidrocarburos livianos diluido en el crudo es lo suficientemente grande, esto lleva a un proceso de desasfaltado reduciendo aún más la viscosidad del crudo. La depositación de asfaltenos disminuye a medida que el peso molecular del solvente aumenta. La inyección de solventes es por ende una de las prácticas más utilizadas para el control de obstrucciones en fondo de pozo y equipos de levantamiento artificial debido a la precipitación de ceras.

#### **2.2.4. CORROSIÓN DE MATERIALES**

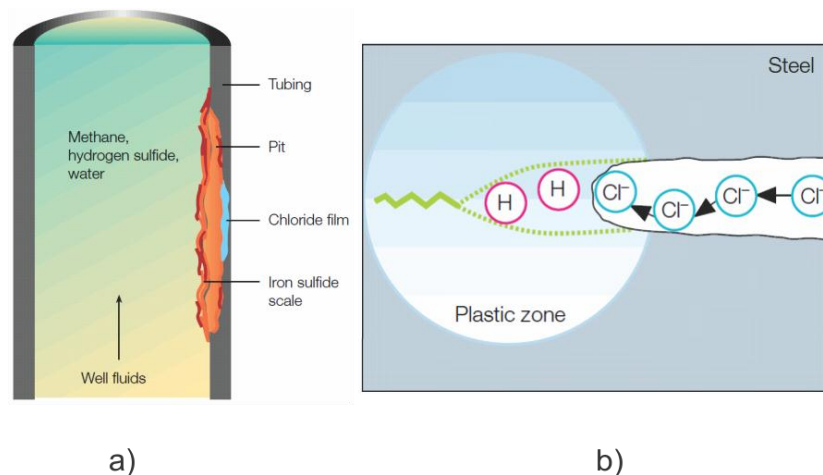
El proceso de corrosión de los aceros en los proyectos de combustión in-situ es un aspecto que va de la mano con el incremento de temperatura en el yacimiento y en las inmediaciones de los pozos. Cuando se atienden altas

temperaturas de oxidación en el material combustible dentro del yacimiento, por lo general se liberan cantidades de ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) y dióxido de carbono ( $CO_2$ ), vapor de agua, entre otros componentes.

Estos gases durante las etapas intermedias del proceso cuando alcanzan la ruptura en los productores como gases libres no generan mayores inconvenientes en cuanto a la corrosión, sin embargo es con la llegada del agua condensada adelante del frente de combustión lo que acarrea varios inconvenientes, ya que por lo general en esta corriente de agua vienen disueltos componentes como el  $CO_2$  y demás componentes sulfatados.

### Efectos de los sulfatos en los materiales de acero<sup>26</sup>

FIGURA 17. Efectos de los sulfatos en el acero



FUENTE: Corrosion in the Oil Industry. Schlumberger. Abril de 1994.

El ácido sulfhídrico al disolverse en agua se torna en un ácido débil ya que es la fuente de iones de hidrogeno y por lo tanto corrosivo, cuyo efectos son aún más nocivos en pozos profundos ya que el pH del agua se reduce aún más por el efecto de presión. Los productos de corrosión entre el agua y el  $H_2S$  disuelto

<sup>26</sup> Denis Brondel, Randy Edwards, Andrew Hayman, Donald Hill, Shreekant Mehta, Tony Semerad. "Corrosion in the Oil Industry". Schlumberger. Abril de 1995.

son el sulfato de hierro (FeS) y el hidrogeno. El FeS puede llegar generar escamas que a bajas temperaturas actúan como una barrera protectora que minimiza la corrosión en los aceros. Esta condición se favorece en la ausencia de sales y cloruros. Sin embargo al incrementar la temperatura la escama se torna catódica en relación con el casing lo que provoca la corrosión galvánica. A temperaturas de 300°F y en presencia de cloruros se genera una corrosión en forma de costras (**Figura 17a.**) la cual se sostiene en depósitos espesos y porosos de sulfato de hierro (FeS). Los cloruros forman una capa de cloruro de hierro (FeCl<sub>2</sub>) la cual es acídica y previene de la formación de una capa de FeS en contacto directo con el acero.

Un efecto secundario de los secundarios del H<sub>2</sub>S es el proceso conocido como **Sulfate Stress Corrosion Cracking (SSCC)** o craqueo corrosivo por esfuerzos inducidos por sulfatos como se observa en la (**Figura 17b.**). Esto ocurre cuando un metal susceptible se encuentra sometido a esfuerzos por tensión (esfuerzos cíclicos o por aumento en las temperaturas) junto con la exposición de agua con ácido sulfhídrico disuelto o componentes sulfatados por lo general en ambientes anaeróbicos. Como ya se mencionó anteriormente los sulfatos en contacto con agua producen FeS e hidrogeno atómico, donde inicialmente la pérdida de espesor del metal es mínima y la capa de FeS es pequeña. Esta capa de FeS promueve el movimiento de hidrogeno hacia el metal usualmente en impurezas en las fronteras de los granos. Esta penetración del hidrogeno en el metal reduce su ductilidad, adicionalmente las acumulaciones del hidrogeno en las imperfecciones llegan a generar una presión muy grande. En el caso de los aceros de alta resistencia, la ausencia de ductilidad y los esfuerzos internos superpuestos a los esfuerzos por tensión causan el rompimiento o quiebre de los metales.

### **Efectos del CO<sub>2</sub>**

Al igual que el H<sub>2</sub>S, el dióxido de carbono es un gas acídico débil el cual se vuelve corrosivo al disolverse en el agua. Sin embargo antes de volverse un

componente ácido, el  $\text{CO}_2$  tiene que hidratarse en ácido carbónico ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ) lo cual es un proceso relativamente lento. El producto de la corrosión es la siderita o escama de carbonato de hierro, la cual puede ser protectora bajo ciertas condiciones. Dentro de las condiciones que favorecen una escama protectora son las altas temperaturas, incremento del pH como ocurre en aguas con bicarbonato, y la ausencia de turbulencia, previniendo del contacto directo entre el ácido carbónico y el acero.

Como la siderita no es conductiva no hay posibilidad de que ocurra corrosión galvánica como en el caso de los sulfatos. La corrosión solo ocurre cuando debido a la turbulencia la capa protectora de siderita se encuentra bastante esparcida a lo largo de la superficie de metal. Es en este punto donde se genera la corrosión por hendiduras y efecto de "pitting" o picado por la formación de ácido carbónico que entra en contacto con el metal.

### **Otras fuentes de corrosión**

En el caso de los procesos de COFCOW (inyección aire/agua) pueden presentarse problemas de corrosión tanto inyectores como productores. Una inyección simultánea de aire/agua resulta muy agresiva para el pozo inyector por lo que el oxígeno disuelto en el agua corroe las tuberías con mayor facilidad.

Según el autor (*Dietz, 1970*)<sup>27</sup> es preferible una inyección alternada de aire y agua ya que resulta menos agresiva, sin embargo todavía tienden a presentarse problemas de corrosión como en el caso del primer piloto de combustión húmeda en el campo de East Tía Juana (USA), ya que el aire inyectado puede contener impurezas (trazas de humedad) y el agua de igual forma puede contener en menor medida presencia de oxígeno, lo cual con el transcurso del tiempo va generando corrosión especialmente en el fondo de la

---

<sup>27</sup> D. N. Dietz. "Wet Underground Combustion, State of the Art." SPE-AIME, Koninklijke/Shell Exploratie en Productie Laboratorium. Mayo de 1970.

tubería. Otro peligro latente del proceso COFCOW es que con la inyección de agua también se facilita el transporte de oxígeno disuelto hasta los pozos productores por posibles problemas de canalización.

### **2.3. COMPLETAMIENTO DE POZOS EN PROYECTOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU.**

El aumento de la temperatura durante el proceso de combustión como se mencionó anteriormente acarrea graves problemas operacionales. El completamiento de pozos en este tipo de proceso térmico debe considerar diseños especiales para revestimiento, tubería de producción e inyección capaces de resistir altas temperaturas y presiones de operación, así como el ataque corrosivo por parte del H<sub>2</sub>S y el CO<sub>2</sub>. Por lo tanto los completamientos en procesos de combustión deben asegurar;

- Mínimo daño a la formación durante la perforación.
- Maximizar el contacto con las zonas de interés.
- Poder manejar una alta producción de fluidos y altas tasas de inyección.
- Monitorear las variables del pozo en tiempo real mediante el uso de strings con equipos de monitoreo.
- Reducir la corrosión en los equipos de completamiento.
- Prevenir la producción de arenas provenientes de la formación.
- Asegurar el aislamiento zonal por medio de cementos.
- Prolongar la vida útil de los pozos.

En su estado del arte del 1982, (*Chie Chu, 1982*)<sup>28</sup>, documentó alrededor de 25 proyectos exitosos de combustión in-situ además de otros 9 proyectos que no tuvieron éxito comercial, e identificó entre muchas otras cosas las variables a nivel de completamiento que influyen en el buen desempeño de un pozo (productor e inyector) sometido a procesos de combustión. Estos parámetros se presentan en la siguiente tabla.

---

<sup>28</sup> Chieh Chu. "State of the Art Review of Fireflood Field Projects". SPE, Getty Oil Co. Enero de 1982.

**TABLA 3.** Métodos de completamiento según Chieh Chu

Pozos Inyectores		Pozos Productores	
Casing	Aplicación de grados J-55, K-55 con diámetros; 4 <sup>1/2</sup> , 5 <sup>1/2</sup> , 7, 8 <sup>5/8</sup> in. Uso de tubería de acero inoxidable en las regiones de interés.	<b>Casing</b>	Aplicación de grados H-40, J-55 y K-55 con los diámetros; 5 <sup>1/2</sup> , 7, 8 <sup>5/8</sup> y 9 <sup>5/8</sup> in.
Tipo de completamiento	Predomina el uso de completamientos a hoyo revestido para mayor control de los intervalos inyectados. Se aplican liners ranurados o en ocasiones cañoneados.	<b>Tipo de completamiento</b>	Abundan tanto los proyectos a hueco abierto con liners ranurados, como a hoyo revestido con liners cañoneados. En estos últimos se cañonean 2-4 orificios/pie.
Cemento	Uso de cementos térmicos con capacidades compresivas para resistir los esfuerzos ocasionados por las altas temperaturas; aluminato de calcio, puzolana, etc.	<b>Cemento</b>	Cemento resistentes a las altas temperaturas como en el caso de los inyectores.
Empaque de grava	No es muy común su uso, a menos que se presente arenamiento.	<b>Empaque de grava</b>	De uso frecuente utilizan gravas con tamaños de 20-40 mesh ó 6-9 mesh empacadas por flujo o presurizadas.
Tubería	Adaptación de tuberías para inyección de aire y en proyectos COFCOW inyección de aire/agua.	<b>Tubería</b>	Instaladas dentro del casing para propósitos de bombeo o como termopozos.

FUENTE: LOS AUTORES

Sin embargo para entender porque los pozos en proyectos de combustión in-situ son completados en determinada manera, es necesario comprender los procesos bajo los cuales estos pozos se ven sometidos tanto al inicio como durante el transcurso y aproximación del frente de combustión.

### **2.3.1. ETAPA DE IGNICIÓN**

La fase crítica de todo proyecto de combustión in-situ comienza en las primeras etapas llevadas a cabo en el pozo inyector. Una de las tareas más importantes consta de asegurar que el proceso de ignición sea realizado de forma tanto eficiente como segura y así poder generar un ambiente propicio para que el frente de combustión se mantenga vigente. Las operaciones en estos pozos se pueden delimitar en dos categorías principales; los pozos cuya ignición ocurre de forma espontánea y aquellos que requieren de métodos artificiales para que ocurra la ignición. La ignición espontánea puede ocurrir al inyectar el aire en algunas formaciones, sin embargo no siempre se considera deseable debido a que se tiene poco control sobre el lugar de ocurrencia de la ignición. “Por esto, es usual el uso de paquetes o equipos que se introducen en el pozo inyector con el objetivo de garantizar la ocurrencia de la ignición y acelerar su desarrollo”<sup>29</sup>, lo que se conoce como los métodos de ignición artificial.

- **IGNICIÓN ARTIFICIAL**

La ignición artificial o asistida involucra la aplicación de calor al pozo con el propósito de inicializar la combustión en la formación. Este calor puede ser suplido al pozo por medio de calentadores eléctricos, calentadores de gas (refractarias), inyección de vapor o reacciones químicas pirogénicas. A pesar de que la ignición artificial resulta un poco más costosa, es una operación más segura y amigable con la integridad del pozo, ya que por lo general la ignición ocurre de forma distanciada de la cara del pozo presentando muy pocos

---

<sup>29</sup> Shallcross, David. Devices and methods for in-situ combustion ignition. Stanford University petroleum research institute, 1989.

problemas por efecto de temperaturas. Dentro de los métodos más utilizados se encuentran el uso de calentadores eléctricos los cuales prácticamente calientan el aire a tal punto que ocurre la combustión en la cara de la formación. Los pozos que requieren de métodos de ignición artificial por lo general no son objeto de métodos de control de temperaturas por enfriamiento de pozos ya que el perfil térmico es bastante estable.

#### **A. PRE-CALENTAMIENTO CON INYECCIÓN DE VAPOR**

La inyección de vapor no es del todo catalogada como un método de ignición asistida, sino más bien una estimulación, ya que se inyecta vapor a través de los inyectores con la intención de calentar la zona circundante al pozo y de tal forma por medio de la subsecuente inyección de aire alcanzar una ignición espontánea. En los proyectos de combustión in-situ aplicados en los yacimientos de *Morgan y Pelican Lake en territorio Canadiense*<sup>30</sup> se realizó la ignición por medio de pre-calentamiento con vapor, los cual resulto poco eficiente ya que debido a la baja temperatura de las formaciones y espesores demasiado delgados como en el caso del yacimiento de Pelican Lake, se presentaron retrasos de ignición entre los 5 – 15 meses lo cual es un estimado de tiempo demasiado alto para operaciones de ignición espontánea. Este retraso en gran parte se dio por falta de conocimiento y planeación a la hora de realizar las operaciones de ignición. Así mismo proyectos anteriores de estimulación cíclica de vapor-aire promovieron reacciones de LTO generando taponamientos en las formaciones y problemas de inyectividad.

Debido a esto el autor Alex Turta concluyó que las operaciones de pre-calentamiento con vapor son viables en formaciones con espesores superiores a los 4 – 5 metros para evitar graves pérdidas de calor hacia la formación y en profundidades inferiores a los 600 – 700 metros. También se debe contemplar la idea de que la ignición por medio de vapor se recomienda cuando el retraso

---

<sup>30</sup> Alex Turta, "Review of Steam-Based Ignition Operations for Initiation of In-Situ Combustion Process", Alberta Innovates Technology Futures (AITF). Calgary, Canadá. WHOC11-501. 2011.

de ignición no supera el rango de 2 a 3 meses de duración. Este estimado generalmente se calcula mediante correlaciones utilizando la relación Hidrogeno – Carbono (H/C). Si estos parámetros no se cumplen se debe contemplar la idea de calentadores eléctrico o de gas. En el caso de que el pozo inyector sea horizontal el uso de dispositivos de ignición se descarta por lo que la única forma viable es la ignición espontanea probablemente con la ayuda de la pre-calentamiento de vapor.

Hay que tener en cuenta que si un pozo inyector se destinara a operaciones de pre-calentamiento de esta índole, resulta necesario que todo el tramo del tubing de inyección sea por lo general de acero resistentes a los esfuerzos inducidos por el calor como los grados N-80 o grados de acero templado como el P-110, ya que la circulación del fluido caliente sumado al efecto de los ciclos térmicos puede generar subsecuentes problemas de elongación en la tubería y posteriores problemas de estallido o colapso.

## **B. ACEITES REACTIVOS**

El método de los aceites reactivos consiste en inyectar dicho aceite hacia la zona de interés y posteriormente inyectar aire para generar una combustión. “El anular de antemano debe estar libre de la presencia de hidrocarburos por medio de los métodos de limpieza, y mediante el uso del coiled tubing se procede a posicionar con mayor precisión el aceite reactivo en la zona de interés”<sup>31</sup>. En caso de utilizarse coiled tubing para la inyección de fluidos es necesario que este sea lubricado con los mismos materiales sintéticos no-hidrocarburos utilizados para lubricar los compresores de inyección de aire.

## **C. CALENTADORES ELECTRICOS Y DE GAS**

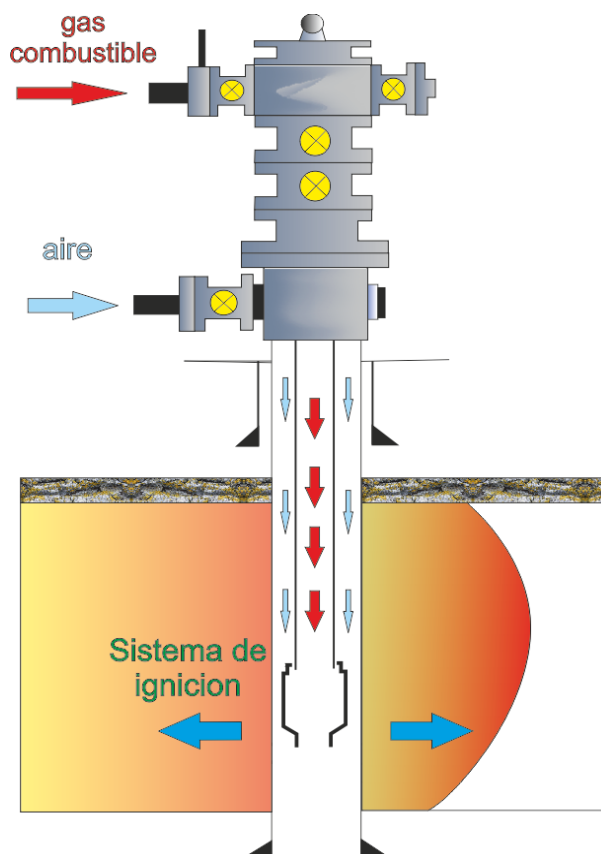
Los calentadores eléctricos son dispositivos de fácil posicionamiento y control, sin embargo tienen una baja vida operativa, limitada generación de calor,

---

<sup>31</sup> Grant Duncan, Abe Khallad y Phil Stemler. “World Oil Articles – Enhanced Oil Recovery”. Petro-Canada, Calgary, Alberta. Enero de 1996.

además de que su aplicación es ve restringida por la profundidad del pozo. Por otro lado el uso de los sistemas de ignición con gas son bastantes fáciles de operar y su implementación no se ve condicionada por la profundidad. Como se puede ver en la **Figura 18**, en este sistema se inyecta un gas combustible (metano/propano) por medio de la tubería de inyección y una corriente de aire a lo largo del anular por lo que se anula el uso de empaques (*Grant Duncan, 1996*). Al fondo de la tubería está posicionada una recámara de combustión de acero inoxidable con una refractaria interna.

**FIGURA 18.** Pozo inyector con sistema de ignición de gas



ADAPTADO Y MODIFICADO DE: Grant Duncan, Abe Khallad y Phil Stemler. "World Oil Articles – Enhanced Oil Recovery". Petro-Canada, Calgary, Alberta. Enero de 1996.

Alrededor del 10 al 20% del aire inyectado ingresara en la recamara mezclándose con la corriente de gas donde se genera una combustión de alta temperatura. El aire restante circulara alrededor de la recamara refrigerándola y protegiendo el revestimiento del intenso calor. Este aire en su transcurso se

calentara debido a los gases expedidos por la recamara e ingresara a la formación. Para iniciar la combustión se utiliza un químico reactivo como el trietil-burano.

- **IGNICIÓN ESPONTANEA**

Las principales condiciones que influyen en la ocurrencia de la auto-ignición son; la reactividad del crudo, el espesor de la zona y la temperatura del yacimiento. Cuando el aceite es contactado por el oxígeno a la temperatura de yacimiento, reacciones exotérmicas de baja temperatura (LTO) darán lugar a la formación de hidrocarburos oxigenados como los aldehídos, cetonas y esteres. Al ser exotérmicas, las reacciones que generan estos componentes también liberan calor al ambiente iniciando un proceso de combustión.

- **Burnback o Combustion en Reverso<sup>32</sup>**

Por lo general el tiempo de ignición se define como el tiempo requerido para que la temperatura en la formación exceda los 210°C alrededor del pozo inyector. Se espera que una vez alcanzada esta temperatura la rata de oxidación es lo suficientemente alta para sostenerse hasta que el pico de temperatura del frente de combustión se alcance.

La mayoría de la experiencias con ignición espontanea se han obtenido de yacimientos de crudo pesado, cuyo tiempo de ignición generalmente variaba entre los 10 – 20 días en formaciones con temperaturas entre los 50 y 60°C. Incluso este tipo de ignición puede ocurrir en formaciones con temperaturas tan bajas como 30°C, sin embargo el retraso de ignición variaría entre los 100 – 150 días lo cual resulta poco práctico y más aún si se habla de yacimientos de crudo liviano, por lo que en tal retraso se optaría preferiblemente por métodos ignición artificiales.

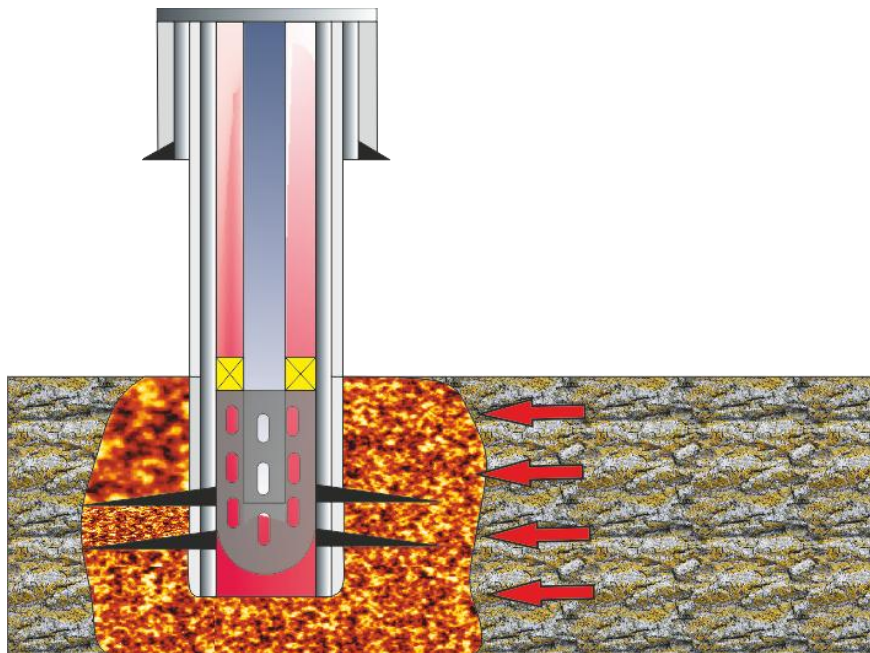
---

<sup>32</sup> A.T. Turta, y A.K. Singhal, "Reservoir Engineering Aspects of Oil from Low Permeability Reservoirs by Air Injection", SPE – Recovery Petroleum Institute, Calgary, Canada. SPE 48841. (Pagina 125). Noviembre de 1998.

Por otro lado, los yacimientos cuyas temperaturas rondan entre los 70 – 80°C, el proceso de ignición pueden llegar a ocurrir en un tiempo bastante rápido, inclusive en cuestión de horas de acuerdo con (Turta & Singhal, 1998). Esta ignición se puede corroborar generalmente por un aumento sustancial de la presión de inyección. Es en estos pozos donde se requiere de un control y una supervisión cuidadosa, debido a que la ignición toma lugar a una distancia muy cercana al pozo inyector, distancia la cual incrementa a medida que se incrementa la tasa de inyección de aire.

Una ignición muy cercana facilita que se produzca el efecto denominado **Combustión en reverso** o retroceso de llama hacia el pozo, periodo en el cual se presenta el riesgo de daños al casing del pozo inyector como se muestra en la **Figura 19**. El resultado es una temperatura incontrolable la cual puede llegar a causar graves fallas en las tuberías (casing, liner, tubing) de fondo.

**Figura 19.** Diagrama de combustión en reverso



FUENTE: LOS AUTORES.

Las fallas en la tubería debido al intenso calor por backflow pueden presentarse como “torch cutting” (corte por llama), colapso de la tubería debido a las intensas temperaturas que por esfuerzos tensionales pueden llegar a exceder el límite de elasticidad del material deformando el acero, y en ocasiones hasta el derretimiento del mismo. Se han reportado temperaturas de entre los 700 – 1700°F (*Gates & Holmes*), donde ni siquiera los aceros inoxidable ofrecen protección si estos no se encuentran debidamente cementados con materiales especiales. La condición de backflow se agrava aún más en yacimientos de espesores anchos y heterogéneos, ya que los pozos inyectoros pueden llegar a experimentar altas temperaturas por semanas e incluso meses aun después de la primera ignición, ya que la combustión ocurre a diferentes profundidades y tiempos. Este fenómeno en yacimientos propensos a la auto-ignición muchas veces es inevitable, pero su efecto sobre el acero y los equipos de fondo puede ser controlado mediante la inyección de agua fría como refrigeración en fondo de pozo ya sea por medio del anular o un string independiente, donde resulta indispensable las mediciones de sensores de temperatura o termocuplas en fondo de pozo para determinar durante la ignición, si es necesaria la refrigeración en fondo debido al incremento de temperaturas.

### **2.3.2. PRÁCTICAS PARA LA PREVENCIÓN DE EXPLOSIONES EN INYECTORES**

En los primeros proyectos de combustión in-situ, las explosiones en los compresores y en los sistemas de distribución de aire generalmente se atribuían al uso de lubricantes a base de aceite natural en los cilindros de compresión y la presencia de atmosferas ricas en oxígeno en las tuberías (*Sarathi, 1999*). Este es un aspecto crítico ya que puede llegar a comprometer tanto el pozo como las facilidades de superficie como compresores, aftercoolers, líneas de flujo y en el espacio anular del pozo.

- **LUBRICANTES**

La selección de lubricantes, grasas, empaques y elastómeros para compresores, válvulas, cabezales de pozo, empaques de conexión de tuberías y sellos es una labor crítica ya que muchos de estos materiales son inflamables a altas presiones.

Antiguamente el uso de los lubricantes a base de aceite natural resultaba demasiado peligroso ya que en la presencia de altas temperatura y/o presiones generaban la ocurrencia de explosiones en líneas. Un caso particular ocurrió en los campos de Balol y Santhal<sup>33</sup>, donde debido al uso y acumulación de residuos de lubricantes convencionales y altas temperaturas de descarga, se presentó una explosión en los aftercoolers de última etapa del compresor de alta presión, por lo que decidieron utilizar lubricantes sintéticos en las líneas.

Los lubricantes sintéticos tienen la ventaja de ser menos volátiles y no inflamables en comparación con los lubricantes convencionales. Estos fueron diseñados para proveer estabilidad a elevadas temperaturas y por un largo intervalo de tiempo de lubricación. Además el uso de lubricantes en las líneas de inyección, válvulas y tuberías en su transcurso tiende a dejar una capa delgada en el interior de las paredes del sistema de inyección protegiendo contra el paso de aire con posibles trazas de humedad.

Sin embargo han ocurrido casos en donde inclusive el uso excesivo de lubricantes sintéticos pueden generar residuos óxidos los cuales si son reactivos, como ocurrió en el campo de West Heidelberg<sup>34</sup>. Los operadores en este campo utilizaban lubricante sintético, sin embargo este presentó acumulaciones de residuos, óxidos y demás impurezas generando una explosión en la línea de entrada de un compresor de seis (6) etapas. Para

---

<sup>33</sup> A. Doriaiah, Sibaprasad Ray, y Pankaj Gupta, "In-Situ Combustion Technique to Enhance Heavy-Oil Recovery at Mehsana, ONGC-A Success Story". SPE 105248. 11 de Marzo del 2007.

<sup>34</sup> G.A. Huffman, J.P. Benton, A.E. El-Messidi, K.M. Riley, "Pressure Maintenance by In-Situ Combustion West Heidelberg Unit, Jasper County, Mississippi", SPE, Gulf Oil E&P Co. Octubre 1983

corregir este percance implementaron limpiezas rutinarias en las líneas de flujo con soluciones químicas de hidróxido de sodio o nitrito de sodio para remover cualquier residuo.

- **LIMPIEZA DEL POZO INYECTOR**

Las explosiones no son solo producto del uso inadecuado de lubricantes, en muchas ocasiones durante el proceso de ignición llegan a ocurrir explosiones en fondo de pozo debido a la presencia de aceite tanto en el anular del pozo como en sus inmediaciones. Por experiencia se acostumbra a realizar operaciones de limpieza en el pozo inyector mediante la inyección de agua, vapor y/o en muchas ocasiones nitrógeno, dependiendo de la disponibilidad de los recursos. El nitrógeno como tal es bastante útil ya que es un gas inerte el cual desplaza las trazas de hidrocarburos fuera del anular manteniendo así mismo la presión. Hay que tener en cuenta que una vez realizada la operación de limpieza, inmediatamente debe realizarse la inyección de aire para evitar una caída de presión en fondo de pozo y posteriormente un posible “backflow” o retroceso del flujo del crudo al inyector. Adicionalmente si se emplean empaques térmicos para aislamiento es habitual que la zona anular por encima del empaque se mantenga llena con agua dulce para la prevención de una posible explosión en esa zona.

El autor (*Grant Duncan, 1996*)<sup>35</sup> en uno de los artículos del “World Oil Articles” presento un proceso básico de limpieza para mantener las líneas de inyección, tubing y la zona del pozo por debajo del empaque, libres de la presencia de hidrocarburos. Esta consiste de los siguientes pasos;

1. Toda la corriente de agua debe estar libre de la presencia de sólidos y debidamente tratada con biosida, y no debe haber tiempo de espera entre los pasos.

---

<sup>35</sup> Grant Duncan, Abe Khallad y Phil Stemler, “Enhanced Recovery Engineering...including well design, completion and production practices”, Petro-Canada, Calgary, Alberta. (Pagina 67). Enero de 1996.

2. Inyectar 2 volúmenes de tubería de espaciador de agua fresca.
3. Desengrasar con dos volúmenes de tubería del 2% de tri-polifosfato de sodio o hexa-metafosfato de sodio disuelto en agua fresca a una tasa > 2 ft lineales/seg.
4. Inyectar dos volúmenes de tubería de agua fresca caliente, >160°F (70°C) a una tasa > 2 ft/seg.
5. Apaciguar con dos volúmenes de tubería de una solución única de 3.3% nitrato de sodio y 1.7% de hidróxido de sodio en agua fresca a > 2 ft/seg (revisar sensibilidad de la formación a químicos antes de uso).
6. Desplazar químicos con dos volúmenes de tubería de agua fresca caliente a >160°F (70°C) y a una tasa > 2 ft/seg.
7. Purgar líneas de flujo y tubería de inyección con dos volúmenes de tubería de N<sub>2</sub> a una tasa mínima de 15 ft/seg. El N<sub>2</sub> desplazara el líquido atrapado por debajo del empaque y por fuera de la tubería, previniendo daño a componentes de acero en esa zona.

Adicionalmente (*Grant Duncan, 1996*) establece que la inyección de aire diluido en nitrógeno (N<sub>2</sub>), previa a la inyección de aire, es de gran utilidad cuando se quiere asegurar una ignición distanciada del pozo inyector, ya que esta mezcla no solo desplazara el crudo fuera del anular sino que generara reacciones de baja temperatura (LTO) en los alrededores del pozo consumiendo el combustible en sus inmediaciones. Al realizarse la posterior inyección de aire para ignición, el frente de llama no se generara tan cercano al pozo evitando posibles problemas por retroceso de llama o burnback.

- **PREVENCIÓN DE FUGAS EN CONEXIONES DEL TUBING DE INYECCIÓN**

Las fugas de oxígeno o aire en el tubing son una de las causas principales de explosiones en fondo de pozo además de contribuir a la corrosión del casing. (*Grant Duncan, 1996*) sugiere el uso de **anillos de sello de teflón o viton** en las conexiones de los tubing collar para procesos de inyección de aire, y **conexiones Premium** para procesos de inyección de oxígeno. Otra forma de prevención de fugas de oxígeno a través de las uniones del tubing inyector es mediante algún método de aislamiento dentro tubing de inyección. Un claro ejemplo se encuentra en los completamientos aplicados en el proyecto de combustión en Kindsella<sup>36</sup> donde el anular de los inyectores fue aislado mediante un empaque tipo-inyección y con inhibidores de corrosión para minimizar la corrosión por fugas diminutas.

También se implementaron coiled tubings dentro del tubing de inyección para reducir el riesgo de fugas al anular, ya de acuerdo a autores como (*Kumar, Fassihi & Yannimaras, 1995*) una pequeña fuga de 20 m<sup>3</sup>/D puede causar inclusive, serios problemas de corrosión al cabo de un año.

### **2.3.3. POZOS INYECTORES**

Sin importar el tipo de operaciones que se lleven a cabo, los pozos inyectores con frecuencia van a estar expuestos a problemas por altas temperaturas durante las etapas iniciales en los procesos de ignición como se mencionó anteriormente. Existen tres aspectos clave para la protección de tuberías en las regiones del pozo sometidas a los efectos de combustión;

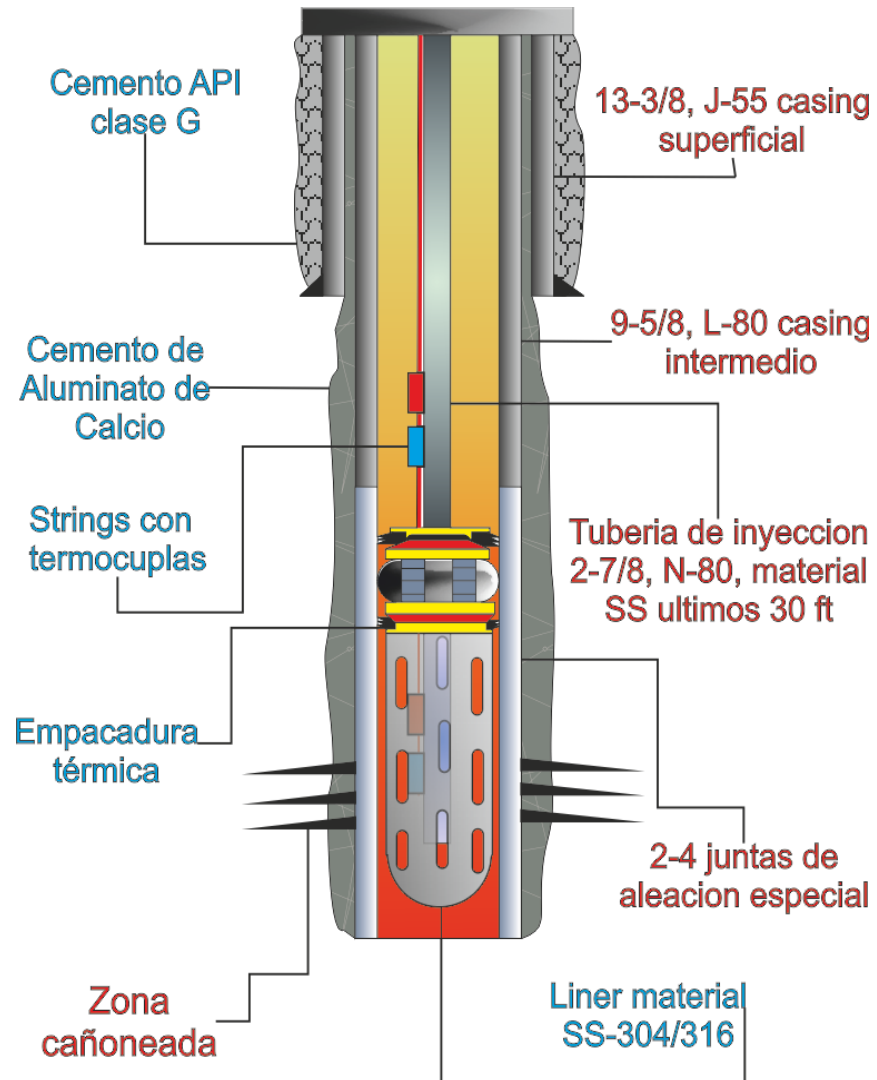
1. Capacidad de remover cualquier traza de aceite en el anular o en las vecindades del pozo durante la etapa de ignición.

---

<sup>36</sup> V.K. Kumar, SPE, Koch Exploration Co.; M.R. Fassihi, SPE, y D.V. Yannimaras, SPE, Amoco Production Co. "Case History and Appraisal of the Medicine Pole Hills Unit Air Injection Project". SPE – 27792. Abril de 1994.

2. Control de temperaturas en fondo de pozo.
3. Materiales de acero aleado en liners con la capacidad de resistir las cargas por compresión y colapso a pesar de las altas temperaturas.

**FIGURA 20.** Esquema general de un pozo inyector



FUENTE: LOS AUTORES.

El esquema de la **Figura 20** refleja claramente el diseño base pozos inyectoros donde se cumplen los tres (3) requisitos. El primer punto ya discutido en secciones anteriores, se logra mediante las prácticas existentes para la

limpieza del anular desde la inyección de agua caliente hasta la inyección de nitrógeno.

Respecto a los requisitos de control de temperaturas en fondo de pozo, por lo general se recurre al cierre del pozo o a la inyección de agua. Esta ha sido una práctica reportada en varios proyectos, entre ellos en el campo de *Midway Sunset – Sección 23*<sup>37</sup>, donde se controlaban las temperaturas en el inyector 154 por medio de la inyección de agua como medida preventiva a los posibles daños por el calor del frente. Es habitual que para operaciones de enfriamiento se disponga de otra tubería o string ya sea un macaroni o coiled tubing aparte de la tubería de inyección dentro del casing, para la inyección de agua en fondo de pozo, sin embargo también se recurre a la inyección de agua por el anular. Adicionalmente los empaques térmicos son usados con el fin de aislar el resto del espacio anular de los efectos de la llama o del calor durante operaciones de pre-calentamiento con vapor. El espacio anular por lo general se mantendrá lleno con agua para evitar la generación de chispa o explosiones.

Estos pozos durante la etapa de ignición deben ser monitoreados continuamente para detectar los incrementos de temperatura y posibles eventos de auto-ignición. Como se observa en la figura anterior, se acostumbra al uso de termocuplas en ocasiones por encima del empaque térmico para proteger al dispositivo del intenso calor, aunque es recomendable posicionar las termocuplas lo más profundo posible para obtener mejores lecturas de temperatura. De esta forma se pueden identificar los problemas rápidamente y proceder si es necesario a operaciones de cierre o refrigeración de pozos en casos de burnback o alza en las temperaturas de fondo.

Para el tercer punto resulta muy complejo el uso de aceros capaces de resistir los esfuerzos inducidos por la formación además del intenso calor por parte del frente. Es por esta razón que se descarta la aplicación de completamientos a

---

<sup>37</sup> Thomas M. Counihan. "A Successful In-Situ Combustion Pilot in the Midway-Sunset Field, California", Member SPE-AIME, Chanslor-Western Oil and Development Co. SPE 6525. 1977.

hueco abierto, y se opta por los completamientos a hoyo revestido o con liners cementados y así poder cañonear selectivamente los intervalos de interés.

Autores como *Gates & Holmes*<sup>38</sup> estudiaron casos de proyectos de combustión in-situ y determinaron que para propósitos de inyección de aire se pueden implementar grados convencionales de acero como el J-55/K-55 para casing y tubing, siempre y cuando se procure por completar los pozos con cementos térmicos como el aluminato de calcio desde el zapato de revestimiento hasta unos 100 pies por encima de la formación. Según los autores el aluminato de calcio puede mantener una estabilidad térmica hasta los 2000°F, sin embargo es un cemento costoso y con complicaciones de fraguado rápido en presencia del cemento portland. Como alternativa al aluminato de calcio se utilizan cementos como el portland tipo-G con aditivos de sílice en polvo o los cementos tipo puzolana. Otros autores como (Sarathi, 1999) recomiendan que todos los materiales por debajo del empaque como liners, tubings y casing sean de acero inoxidable (**SS-304/316**), que junto con el cemento térmico proveerán resistencia y estabilidad contra los daños ocasionados por el proceso tal y como se observa en la figura anterior.

Sin embargo existen determinados casos en los que el pozo inyector puede llegar a experimentar temperaturas en el rango de los 500 – 600°C (932°F – 1112°F) durante la faceta de ignición, según autores como (*R.G. Moore, 2012*)<sup>39</sup> es en estas situaciones donde es recomendable el uso de aceros a base de níquel como el **Hasteloy o Inconel** en las ultimas juntas del casing o tubing. Según el autor (*P.J. Dugdale, 1986*)<sup>40</sup> para un proceso de combustión seca, el tubing de inyección puede ser a base de aceros convencionales mientras se implementan las dos últimas juntas con una alta aleación de níquel.

---

<sup>38</sup> C.F. Gates y B.G. Holmes, "Thermal Well Completions and Operation", Mobil Oil Corp. (Página 420).

<sup>39</sup> R.G. Moore, SPE; S.A. Mehta, SPE; M.G. Ursenbach, SPE, University of Calgary; D. Gutiérrez, SPE, Computer Modelling Group Ltd. "Potential for In Situ in Depleted Conventional Oil Reservoirs". Abril de 2012.

<sup>40</sup> P.J. Dugdale. "Comparison of Recovery and Economics for Oxygen and Air Fireflood in Canadian Heavy Oil Areas". Petro-Canada Resources. SPE/DOE 14921. Abril de 1986.

Pero en el caso de Kindsella como nombra el autor donde se utilizó la combustión húmeda inyectando oxígeno y salmuera, se tuvo que implementar materiales compatibles con el oxígeno a lo largo de toda la tubería como el acero inoxidable Duplex y el Inconel.

Estos pozos a diferencia de los productores no se ven seriamente perjudicados por efectos de abrasión y corrosión por H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> por lo que su control de arenas a menudo solo incluye un liner ranurado o con malla térmica.

La prevención es un aspecto clave para la integridad mecánica, ya que gran mayoría de las fallas y abandono de pozos inyectores se debe a malas prácticas operativas y completamientos inadecuados. Cabe destacar los casos ocurridos en los campos de *Balol y Santhal en la región de Mehsana, India*<sup>41</sup> donde se presentaron escenarios de auto-ignición lo que provoco el retroceso de llama en varios pozos inyectores, causando desde daños leves hasta la destrucción del liner y las termocuplas en algunos pozos. Esto se debió ya que varios de estos pozos eran antiguos y no estaban lo suficientemente preparados para soportar las temperaturas durante la faceta de ignición. Para remediar este problema, muchos de los pozos de los campos de Balol y Santhal tuvieron que ser recompletados considerando la idea de cementos térmicos y grados de acero aleado a base de cromo como el **API 5CT L-80 13 Cr** para pozos inyectores.

#### **2.3.4. ETAPA DE PRODUCCIÓN**

La vida operativa de los pozos productores está dividida en dos periodos principales; la producción en frío y la producción en caliente. Durante la producción en frío el pozo puede llegar a presenciar un leve aumento en la producción sin embargo los efectos agresivos del frente de combustión todavía no se perciben. Al avanzar cada vez más el frente de combustión se alcanzara

---

<sup>41</sup> A. Doriaiah, Sibaprasad Ray, y Pankaj Gupta, "In-Situ Combustion Technique to Enhance Heavy-Oil Recovery at Mehsana, ONGC-A Success Story". SPE 105248. 11 de Marzo del 2007.

la etapa intermedia, en la cual ya comienza la presencia de gases y posibles emulsiones en la cara del pozo. Ya en la etapa caliente se da el incremento sustancial en la producción de crudo además de la generación de varios problemas operacionales debido a la cercanía del frente de combustión como corrosión, taponamientos, explosiones, altas temperaturas, etc.

- **CORROSIÓN EN LOS PRODUCTORES**

Los gases producto de la combustión in-situ se presentan antes de la llegada del frente a los productores. Como ya se mencionó anteriormente estas corrientes de gas incluyen  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}$ , entre otros, los cuales durante las primeras etapas del proceso podrían o no tener un efecto significativo sobre la integridad de los materiales, dependiendo de la concentración de los gases.

La corrosión se torna problemática con la aproximación del frente de combustión a los pozos productores, ya que habrá un incremento sustancial en la producción de gases agrios y las aguas condensadas las cuales a menudo tendrán disuelto al  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ , y en ocasiones inclusive al ácido sulfúrico  $\text{H}_2\text{SO}_4$  el cual es aún más corrosivo que los dos anteriores, afectando la metalurgia de los aceros y los equipos de fondo. Las únicas medidas de contingencia para una corrosión agresiva son el uso de aleaciones resistentes en fondo de pozo, la inyección de inhibidores de corrosión y el control de temperaturas ya que la corrosión se agrava aún más bajo estas condiciones.

- **RUPTURA DE OXÍGENO**

Por lo general se pueden llegar a presentar concentraciones de oxígeno en el pozo productor cuando el frente de combustión está demasiado cercano al pozo ya que podría haber pequeñas canalizaciones de aire. La ruptura de oxígeno en los pozos productores es una de las potenciales fuentes tanto del riesgo de explosiones como de corrosión en los materiales de acero en fondo de pozo.

En el caso de la ruptura temprana de oxígeno, esta puede presentarse cuando las temperaturas en la zona de combustión no alcanzan el nivel de reacciones de oxidación de alta temperatura (HTO) necesarias para mantener un frente continuo, por el contrario se presentan reacciones de oxidación de baja temperatura (LTO) lo que permite que no se consuma el oxígeno del aire inyectado en su totalidad.

Esto se debe principalmente a problemas de baja inyectividad, canalización del aire en la formación, exceso de inyección de aire, y el tipo de reacciones de oxidación que tomen lugar. Como es de esperarse esta concentración de oxígeno tarde o temprano llegara al pozo productor y junto con la subsecuente aproximación del frente de llama se generara un ambiente propicio para la ocurrencia de explosiones y daños al pozo por corrosión y esfuerzos térmicos.

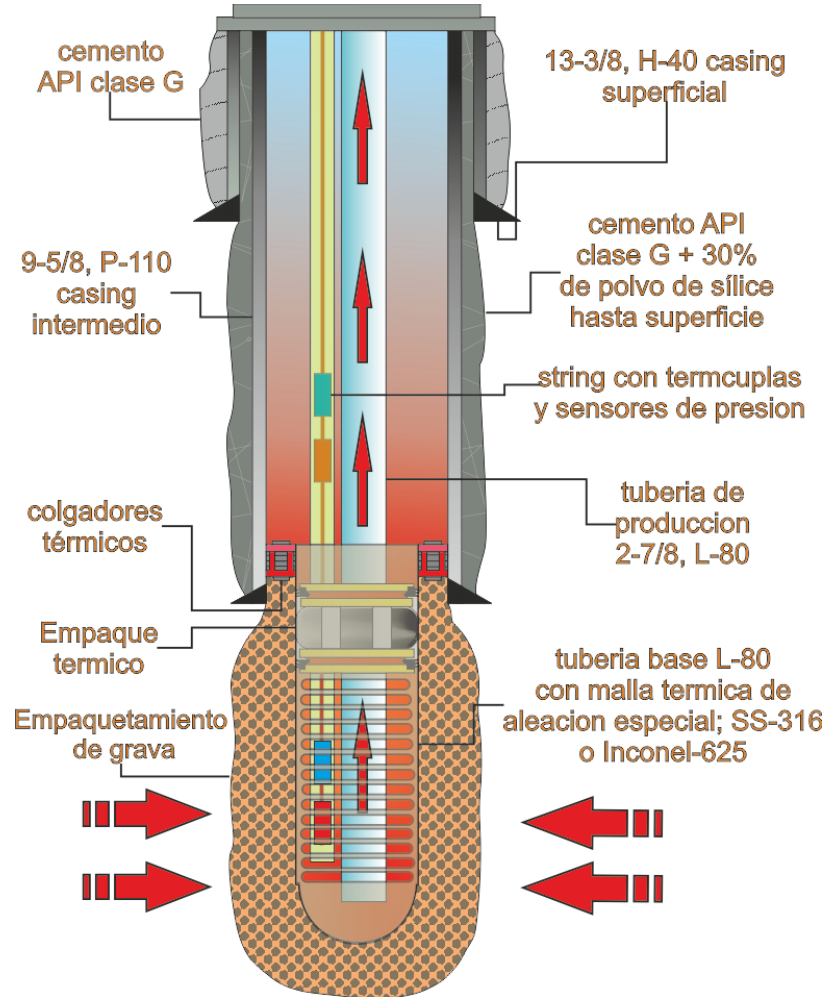
Tal fue el caso de uno de los pozos en el proyecto piloto de CIS en el campo de Kindsella 100 km al suroeste de Lloydminster, Alberta<sup>42</sup>. En este piloto se optó por inyectar oxígeno puro para obtener mejores respuestas en las reacciones del frente de combustión, sin embargo se presentó una ruptura prematura de oxígeno en los pozos piloto, llegando a obtener concentraciones de oxígeno de hasta el 10%. Eventualmente uno de los pozos el 2D-24 fue abandonado debido a la ocurrencia de una explosión en fondo de pozo la cual daño severamente los equipos de fondo.

---

<sup>42</sup> M.L. Byl, Petro-Canada, R.G. Moore y M.G. Ursenbach, University of Calgary, "Field Observations of In-Situ Combustion in a Waterflood Reservoir in the Kinsella Field". (Pagina 37). Septiembre de 1993.

### 2.3.5. POZOS PRODUCTORES

FIGURA 22. Esquema general de un pozo productor



FUENTE: LOS AUTORES

Los pozos productores bajo procesos de combustión in-situ con frecuencia responden a un diseño que de acuerdo a algunos autores como (*G.R Jenkins & J.W. Kirkpatrick, 1979*) deben cumplir con lo siguiente;

- Una producción libre de arena – es un aspecto problemático de obtener si se presentan arenas no-consolidadas y la producción de gases, lo que

resulta en una producción de fluidos de alta velocidad favoreciendo el arrastre de finos y por ende la abrasión.

- Capaz de soportar los ciclos térmicos asociados al proceso.
- Soportar altas temperaturas en fondo de pozo.
- Ser diseñados para permitir la refrigeración de los pozos (libre circulación de agua).
- Capaz de monitorear en tiempo real las temperaturas en fondo de pozo.

Adicionalmente el aislamiento del espacio anular mediante empaques térmicos es de gran utilidad para la prevención de explosiones y daño de tuberías por exposición a altas temperaturas y/o gases corrosivos.

De los aspectos expuestos anteriormente resulta evidente que este tipo de pozos deban corresponder a diseños como aquel mostrado en la **Figura 22**, el cual basado en los trabajos de autores como Chieh Chu, Gates y Holmes, Sarathi, entre otros, nos muestra un estereotipo de pozos generalmente completados a hueco abierto, con un control de arenas reforzado y a menudo con la implementación de aleaciones especiales en la zona afectada por la llama.

Sin importar el tipo de completamiento aplicado (hueco abierto con liner, hoyo revestido, liner cementado, etc.) es regla general que las secciones posiblemente afectados por la llama, se les aplique cemento térmico ya sea 100 pies por encima de la formación o hasta la superficie. Los cementos aplicados son aquellos mismos mencionados para pozos inyectoros (aluminato de calcio, puzolana, etc.) dependiendo claro esta del rango de temperaturas que se prevean.

Los pozos productores en procesos de combustión siempre estarán sujetos a graves problemas de arenamiento y abrasión ya que el frente de combustión debilita el material cementante de las arenas facilitando el desplazamiento de granos finos. Las operadoras de los proyectos californianos de CIS en los

campos de *Midway Sunset & South Belridge*<sup>43</sup> aprendieron por experiencia que el uso en conjunto de liners con ranuras entre el 30 y 50 mesh y el empaquetamiento de grava mejora la longevidad y reducen los problemas de arenamiento en los pozos. De igual forma también existen otros tipos de control de arenas ya mencionados como los “wire-wrapped screens” o mallas con alambrado metálico, pre-packs con grava/resina o pre-packs con malla metálica.

Como en la mayoría de los proyectos de recobro térmico, la aplicación de empaques térmicos resulta una práctica bastante habitual. Esto no es la excepción para los pozos productores en procesos de CIS, ya que se busca aislar las zonas superiores del anular de los efectos ocasionados por el incremento en la temperatura y de tal forma ahorrar costos en materiales de acero aleado para juntas de tubing y casing en las zonas superiores. Sin embargo la puesta de estos empaques entre el tubing y casing genera dos puntos fijos en la tubería de producción ocasionando problemas de pandeo ya que con la aproximación del frente no solo se incrementara la temperatura alrededor del pozo sino también se producirán fluidos calientes. Por esta razón se implementan juntas de expansión justo encima del empaque para evitar este fenómeno y posibles daños al tubing de producción.

Los materiales de acero utilizados en los pozos productores por debajo del empaque térmico (tubing, liner, casing) deben ser de aleaciones resistentes tanto a ambientes corrosivos como a los incrementos sustanciales de temperatura. En los proyectos de combustión in-situ el acero inoxidable ha sido altamente utilizado como el SS-316 o como en el caso del campo de *South Belridge*<sup>44</sup> que utilizaron tanto para productores, inyectores y observadores acero inoxidable tipo-304 para los liners a lo largo de la zona productora.

---

<sup>43</sup> Egon H. Garthoffner, “Combustion Front and Burned Zone Growth in Successful California ISC Projects”, SPE, ARCO Western Energy. SPE 42644. 1998.

<sup>44</sup> C.F. Gates, H.G Ramey, “Field Results of South Belridge Thermal Recovery Experiment”, General Petroleum Corp., Santa Fe Spring, California. 1958.

Adicionalmente (Sarathi, 1999) aconseja que las ultimas 4 o 5 juntas del casing sean de una aleación especial al igual que los liners para evitar futuros daños.

Sin embargo en los procesos de combustión se llegan a presentar escenarios donde elevadas concentraciones de H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub> en conjunto con altas temperaturas, generan un ambiente propicio para una corrosión más agresiva y acelerada, por lo que se tendría que pensar en aleaciones a base de níquel como el Inconel-625, Incolloy-825, Hastelloy, Monel, entre otras. Pero estos tipos de acero suele ser costosos, llegando a optar por alternativas para los liners y las tuberías de producción como los denominados grados “sour service” o las aleaciones con cromo para atmosferas corrosivas.

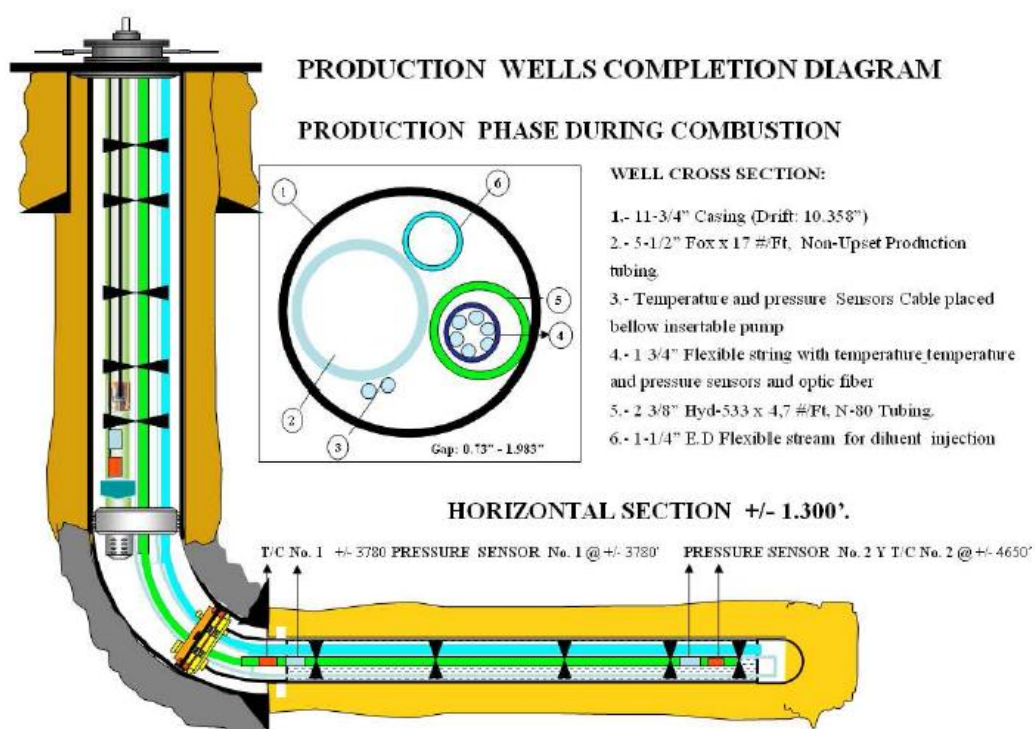
Otro de los aspectos claves mencionados anteriormente para el completamiento de pozos, es la capacidad que tienen estos de observar y registrar cambios en las variables de formación y fondo de pozo en tiempo real. Un claro ejemplo aplicado en muchos campos es el diseño de completamiento planeado para el proyecto piloto de CIS en el campo de *Bare, Venezuela*<sup>45</sup> por parte de la operadora PDVSA E&P, donde según el diseño del pozo productor del piloto, se piensa instalar equipo de monitoreo tanto de presión como de temperatura tal y como se muestra en la **Figura 23**.

Como se observa en la figura el diseño muestra strings con termocuplas y sensores de presión tanto por encima del sistema de bombeo, como por debajo de este sistema para el registro de información durante la producción en frio del pozo y al aproximarse el frente de combustión con la producción en caliente. Adicionalmente al igual que en varios proyectos de recobro térmico, el diseño incluye un string independiente para la inyección de diluyentes en fondo de pozo como método de estimulación o enfriamiento.

---

<sup>45</sup> D. Vargas, J. Garcia, J. Rodriguez, H. Reverol, “Design Aspects to Consider During Drilling and Completion of Wells of the Pilot Test in the “In Situ Combustion Project”, Bare Field”, PDVSA E&P. Venezuela 2009.

**FIGURA 23.** Vista superior del diseño del pozo productor para el piloto de CIS en campo Bare, Venezuela



FUENTE: World Heavy Oil Congress – PAPER 2009-526

La instalación de las termocuplas en un proyecto de CIS puede realizarse ya sea en el espacio anular, atadas al tubing o inclusive en el cemento en el espacio entre el casing y la formación, lo más cercano posible a la formación para poder generar un registro preciso de las temperaturas.

### • POZOS HORIZONTALES

El uso de los pozos horizontales no es una práctica ampliamente utilizada en proyectos de combustión in-situ, sin embargo hay unos cuantos casos en los cuales ha probado ser beneficiosa. Hoy en día el termino de pozos horizontales en procesos de combustión in-situ está asociado a tecnologías como;

- Toe to Heel Air Injection (THAI).
- Top-Down In-Situ Combustion (TD-ISC).
- Basal In-Situ Combustion.

- Combustion Override Split Production Horizontal Well (COSH).

Sin embargo el entendimiento de estas tecnologías proviene en su mayoría de pruebas de laboratorio y/o simulaciones matemáticas, con algunos pocos casos aplicados.

El uso de pozos horizontales ha probado tener ciertas ventajas operacionales por sobre los pozos verticales. Por lo general los pozos verticales en arenas no-consolidadas requieren tanto el uso de liners ranurados como la puesta de empaquetamientos de grava para mantener unos niveles de producción de arena aceptables. Sin embargo los pozos horizontales no requieren del mismo nivel de retención de arena que los verticales, esto debido al bajo flujo de velocidad resultado de una caída de presión reducida a lo largo del lateral horizontal lo que presenta una ventaja.

Esto se pudo comprobar en los tres primeros pozos horizontales perforados en 1990 en el campo de Midway<sup>46</sup> para procesos de recobro térmico, los cuales siguiendo la recomendación de “*Drilling Engineering Association*” o Asociación de Ingeniería de Perforación completaron los pozos con un nivel de retención de arenas menor que para un pozo vertical. Esto se traduce en el sentido de que si un pozo vertical en un yacimiento necesita de un liner ranurado con empaquetamiento de grava, un pozo horizontal en ese mismo yacimiento solo necesitaría ser completado con un liner pre-empacado o posiblemente con un liner con ranuras, lo cual ha resultado viable.

Otros dos proyectos CIS donde se han utilizado pozos horizontales en territorio canadiense son en los campos de *Eyehil* y *Battrum* en la región de *Saskatchewan*<sup>47</sup>. En el campo de Eyehil se perforaron tres (3) pozos

---

<sup>46</sup> Aaron B. Speirs, Phil B. Warren. “Horizontal Well Experience in California Thermal Reservoirs”. Shell Western E&P, California Division. Marzo de 1994.

<sup>47</sup> A.T. Turta, S.K. Chattopadhyay, R.N. Bhattacharya, A. Condrachi, W. Hanson, “Current Status of the Commercial In Situ Combustion (ISC) Projects and New Approaches to Apply ISC”, Alberta Research Council, ONGC, Oil and Gas Research Institute, Bayou State Oil Corporation. Alberta, Canada. Junio de 2005.

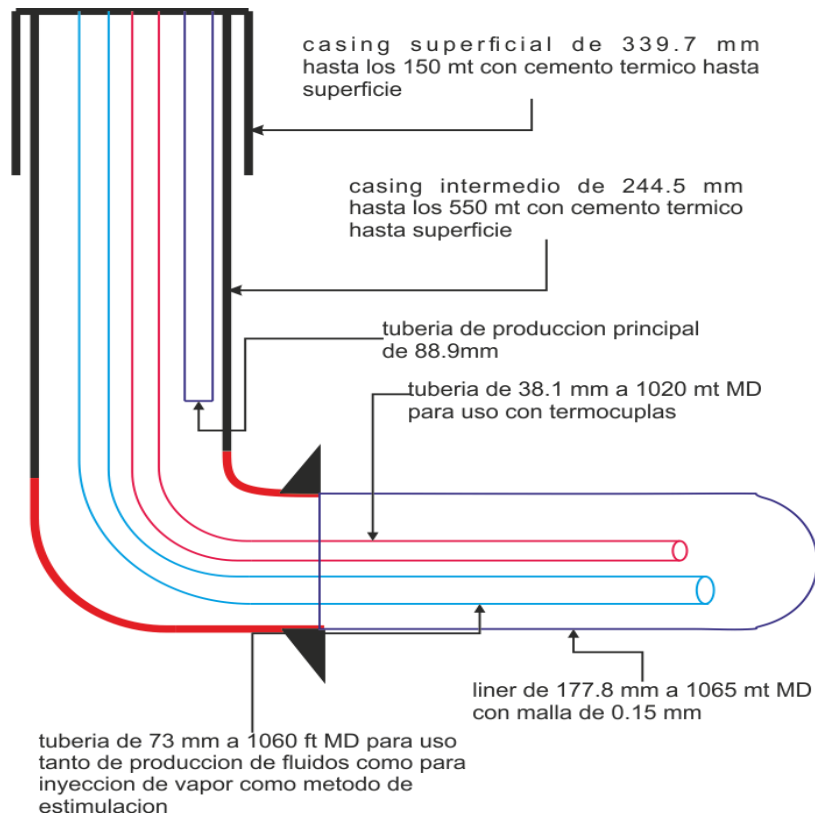
horizontales de los cuales solo uno presento un aumento significativo en la tasa de producción de crudo ya que se localizaba por fuera pero cercano a la frontera del área del proyecto, justo en el banco de aceite formado delante de la zona quemada. En el segundo proyecto en Battrum solo se perforo un pozo horizontal en conjunto con un proyecto de combustión húmeda el cual opero durante los años de 1964 hasta 1998. El pozo fue perforado en 1993 donde llego a presentar un desempeño bastante bueno, presentando incrementos en la tasa de aceite entre 5 -10 veces, reducción en el corte de agua entre 60 – 90% y una ventaja bastante grande debido a la reducción de problemas operacionales asociados al influjo de arenas y emulsiones. Este se debe a la caída de presión extremadamente baja durante el flujo de aceite hacia la zona horizontal.

En cuanto al completamiento de pozos horizontales este no cambia mucho ya que los pozos siguen estando sometidos bajo atmosferas calientes y corrosivas, con la posible excepción de que presenten un alivio en cuanto a los problemas de arenamiento y obstrucciones. El proyecto piloto de “*Petrobank Energy and Resources*”<sup>48</sup> en un campo 10 km al oeste de Conklin, Alberta presenta lo que es un diseño básico para un pozo horizontal en un proyecto de THAI en la **Figura 24**. El diseño al igual que muchos otros muestra el uso de strings con termocuplas y un string independiente para servicios de inyección de vapor, también incluye el uso de cementos térmicos en parte de la zona desviada y todo el tramo vertical. El tramo lateral horizontal se mantendrá a hueco abierto con un liner con enmallado.

---

<sup>48</sup> Ayasse, C. Bloomer, E. Lyngberg - Petrobank Energy and Resources Ltd, W. Boddy - Marlex Engineering Ltd., J. Donnelly - Marengo Energy Research Limited, M. Greaves - University of Bath, “First Field Pilot of the THAI Process”, C. CANADIAN INTERNATIONAL PETROLEUM CONFERENCE – PAPER 2005-142. Junio de 2005.

**FIGURA 24.** Diseño de pozo horizontal en proyecto piloto de THAI



ADAPTADO Y MODIFICADO DE: Ayasse, C. Bloomer, E. Lyngberg - Petrobank Energy and Resources Ltd, W. Boddy - Marlex Engineering Ltd., J. Donnelly - Marengo Energy Research Limited, M. Greaves - University of Bath, "First Field Pilot of the THAI Process", C. CANADIAN INTERNATIONAL PETROLEUM CONFERENCE – PAPER 2005-142. Junio de 2005.

### **2.3.5.2. PRÁCTICAS PARA LA PREVENCIÓN DE DAÑOS EN PRODUCTORES**

- **CONTROL DE TEMPERATURAS**

Las temperaturas pueden ser controladas mediante la regulación de la tasa de flujo o el cierre de los pozos temporalmente, sin embargo para combatir efectivamente un calor intenso se recomienda la inyección de agua como método de refrigeración para prevenir la quema de casings y liners, y de tal forma evitar un cierre en los pozos lo cual representa pérdidas en la

producción. Esto requiere de diferentes sistemas de suministro para inyección en el área de prueba.

“Temperaturas tan altas como 815°C (1500°F) se han registrado en pozos productores, sin embargo con la introducción del agua al sistema estas temperaturas se han reducido exitosamente hasta un rango de 200 – 260°C (400 – 500°F) como fue el caso del proyecto de prueba de CIS aplicado al campo *McMurrey, Canadá*<sup>49</sup>. Los métodos de inyección de agua varían según la operación; la inyección puede ser realizada por medio **de un tubing string independiente, a lo largo del anular (tubing – casing), o por medio de la tubería de producción**, sin embargo este último método podría presentar problemas si se está usando una bomba como sistema de levantamiento artificial. La tubería por donde se tiene pensado inyectar agua debe estar posicionada por lo menos tres pies por encima del fondo de pozo para permitir la expansión térmica de la tubería y la libre circulación de la corriente de agua.

La combustión de alta temperatura en fondo de pozo no es fácilmente reconocible por las lecturas de temperatura en superficie ya que se han presentado casos donde rangos del orden de los 1000 – 2000°F han sido registrados en fondo de pozo (ausencia de inyección de agua), mientras que las temperaturas en superficie rondaban cerca de los 250°F de acuerdo con (*Gates & Holmes*).

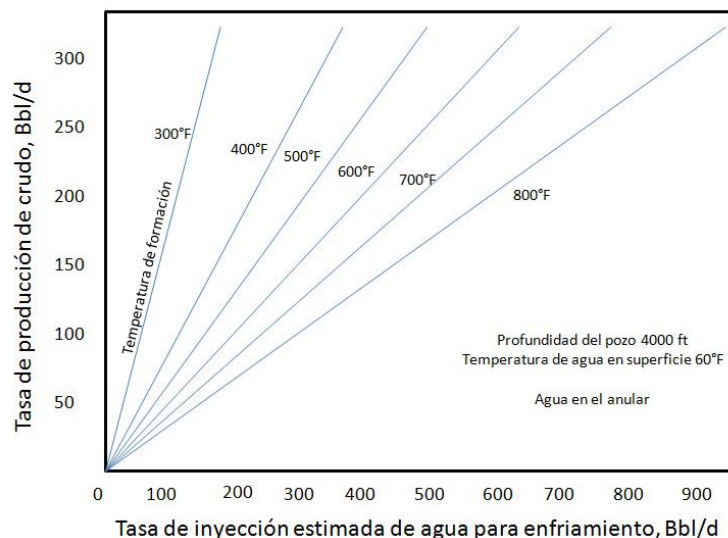
Para proteger al pozo contra la destrucción de tuberías durante la exposición a elevadas temperaturas, se debe inyectar agua refrigerante tan pronto se presente un incremento de temperatura en superficie, esto en la ausencia de medidores de temperatura de subsuelo, donde es posible descartar si hay combustión dentro del pozo al determinar si la concentración de oxígeno en el gas de producción aumenta a medida que la tasa de inyección de agua se

---

<sup>49</sup> George R. Jenkins, John W. Kirkpatrick, “Twenty Year’s Operation of an In-situ Combustion Project”, Amoco Canada Petroleum Company Ltd., Amoco Production Company, Research Center, Canada.. JCPT79-01-03. (página 66). Marzo de 1979.

aumenta. Esto indica que el agua de refrigeración ha reducido la temperatura de subsuelo lo suficiente como para eliminar la combustión dentro del pozo. Sin embargo el uso de medidores de temperatura de subsuelo como las termocuplas se ha hecho más frecuente debido a su capacidad para detectar altos perfiles de temperatura. Estas mediciones son valiosas para fijar las tasas de inyección de agua necesarias para contrarrestar los incrementos de temperatura para un campo determinado. La **Figura 21** es un adaptado de Sarathi<sup>50</sup> donde se presenta un estimado de los requerimientos de agua para mantener los niveles de temperatura en fondo de pozo inferiores a los 250°F en función de la tasa de producción de agua/aceite y la temperatura de flujo de la formación.

**FIGURA 21.** Requisitos de agua para refrigeración de pozos



**FUENTE:** Carlos Andrés Palacio Olivares, “Evaluación de Yacimientos Prospectos para la Implementación de Procesos de Combustión In-Situ Mediante Analogías”, Universidad Industrial de Santander, 2010.

Esta práctica de enfriamiento mediante la inyección de agua fría, es altamente utilizada en proyectos de CIS, ya que si se procede al cierre de pozos productores durante la aproximación del frente de combustión, es muy probable

<sup>50</sup> Carlos Andrés Palacio Olivares, “Evaluación de Yacimientos Prospectos para la Implementación de Procesos de Combustión In-Situ Mediante Analogías”, Universidad Industrial de Santander, 2010.

que gran parte del banco de aceite arrastrado por el frente se pierda durante el cierre. Además previene de la formación de taponamientos por coque debido al craqueo térmico del crudo a temperaturas demasiado altas como recomiendan *Gates y Holmes*. Por lo general si un completamiento no contiene un string independiente para la inyección de agua, lo más probable es que la inyección de agua se realice mediante el espacio anular entre el tubing – casing.

- **PREVENCIÓN DE EXPLOSIONES**

El porcentaje de oxígeno bajo el cual se pueden producir explosiones varía de campo en campo, sin embargo porcentajes del orden del 2 – 3% de oxígeno en la concentración del gas de producción demandan atención inmediatamente. Por lo general para combatir esta situación se procede a la inyección de fluidos al pozo (como el nitrógeno/agua) para desalojar las concentraciones de oxígeno fuera de este, más nunca se debe recurrir a la ventilación del oxígeno fuera del pozo, ya que mediante el accionamiento de algún dispositivo o válvula que genera chispa puede generarse una explosión. Otra práctica utilizada es la inyección de vapor.

La práctica de inyección cíclica de vapor ha sido una operación aplicada a proyectos de combustión in-situ con dos propósitos principales; Como método de estimulación, mejoramiento de la comunicación entre pozos (productores – inyectores) y protección a los pozos productores de la presencia de oxígeno en sus inmediaciones. Esta estimulación se aplica en pozos productores en combinación con la combustión in-situ. Uno de estos casos fue el proyecto *Oxigen Wolf Lake*<sup>51</sup> por parte de la “BP Canada” en la región central de Alberta, cuyo yacimiento era de baja temperatura con un crudo bituminoso bastante inmóvil. En el proyecto Wolf Lake se aplicó la inyección de ciclos de oxígeno para la generación del frente de combustión junto con la estimulación cíclica de vapor la cual registro tres propiedades favorables;

---

<sup>51</sup> C.M.F. Gallas y G.C. Ejiogu. “Enhancement of In-Situ Combustion by Steam Stimulation of Production Wells”. SPE, BP Resources Canada Ltd. Noviembre de 1993.

1. La inyección inicial de grandes volúmenes de vapor en el pozo productor maximizo la distancia recorrida por este fluido estableciendo comunicación con los canales de flujo cercanos a la zona de combustión.
2. Incremento en la tasa de producción de crudo debido tanto al efecto del frente de combustión como el calentamiento del crudo por parte de la estimulación cíclica de vapor en los pozos productores.
3. La inyección de vapor actúa como parámetro protector del pozo productor ya que debido a su alta eficiencia de desplazamiento mantiene el espacio anular del casing libre de la presencia de oxígeno. Así mismo el vapor calienta las inmediaciones del pozo productor facilitando la generación de reacciones térmicas que consumen el oxígeno evitando que este se concentre en el productor.

#### **2.3.6. MONITOREO DE POZOS**

Conocer de antemano que tan cercano está el frente de combustión a los pozos productores es de vital importancia ya que se pueden tomar las medidas preventivas para el control de temperaturas y corrosión de equipos en fondo de pozo. Uno de los métodos para reconocer el avance del frente es por medio del monitoreo de la producción de gases en los pozos productores. El manejo de la producción de gases en los procesos de combustión es un aspecto inevitable ya que son indicadores del transcurso del frente de combustión y de las condiciones en las cuales se ha generado la combustión. A menudo altas concentraciones de oxígeno y la presencia de emulsiones en la cara del pozo son indicativos de que se ha generado una combustión incompleta en el yacimiento debido a reacciones de oxidación de baja temperatura, lo que facilita un aumento en la tasa de corrosión de las tuberías y obstrucciones de fluidos en fondo de pozo. Cuando las reacciones de oxidación de alta temperatura se mantienen vigentes generando un frente fortificado, las

concentraciones de oxígeno y la presencia de emulsiones se minimizan significativamente.

Otro indicador de una combustión incompleta en yacimientos de crudo pesado son las bajas concentraciones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en el productor, ya que indica una baja temperatura de reacción en la zona combustión, menor de la suficiente para que se lleve a cabo un desplazamiento efectivo del crudo por parte del frente. Si las concentraciones de gases indican una mala combustión se deben incrementar las tasas de inyección de aire y evitar los procesos de baja temperatura.

Los pozos productores con una fuerte comunicación con los inyectores con frecuencia se les deben monitorear parámetros como la tasa de producción de gas y sus composiciones. Durante las mediciones los componentes del gas generalmente incluyen nitrógeno, oxígeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono, metano, y posiblemente sulfuro de hidrogeno o también denominado ácido sulfhídrico. Componentes como el nitrógeno y el CO<sub>2</sub> son claves para la interpretación de temperaturas en la zona de oxidación, como también lo es la concentración de oxígeno. “La presencia de monóxido de carbono (CO) en el gas de producción sugiere que la zona de alta temperatura se está acercando al pozo productor o que una zona caliente secundaria se está generando cercana al pozo”<sup>52</sup>. Adicionalmente la aparición de ácido sulfhídrico es un indicador más fuerte de que el pozo está experimentando altas temperaturas.

Las mediciones realizadas en fondo de pozo son por supuesto el método preferido para determinar las condiciones térmicas alrededor del pozo. Al iniciar la fase caliente del proceso de combustión se requiere que los pozos tengan implementado un sistema de monitoreo de temperatura y presión. Esto es realizado mediante el uso de strings con termocuplas, sensores de presión y en ocasiones el uso de sensores de fibra óptica con capilares. El costo de

---

<sup>52</sup> K. A. Miller – Consultor, R. G. Moore, M. G. Ursenbach, C. J. Laureshen, S. A. Mehat. “Proposed Air Injection Recovery of Cold-Produced Heavy Oil Reservoirs”. Universidad de Calgary. 2001.

instalación de dispositivos como las termocuplas suele ser alto y en ocasiones es necesario correr el string dentro de una tubería para proteger las termocuplas de las altas temperaturas. La fibra óptica por otro lado es utilizada cuando se requiere de una adquisición de información más detallada y precisa del avance del frente de combustión a partir del monitoreo de perfiles de temperatura.

- **POZOS OBSERVADORES**

Los proyectos de combustión in-situ generalmente vienen acompañados de los denominados pozos observadores los cuales son completados atravesando los intervalos de la zona productora alrededor del patrón de recobro. Esto se emplea con el fin de poder monitorear y registrar en tiempo real el avance del frente de combustión a lo largo del yacimiento.

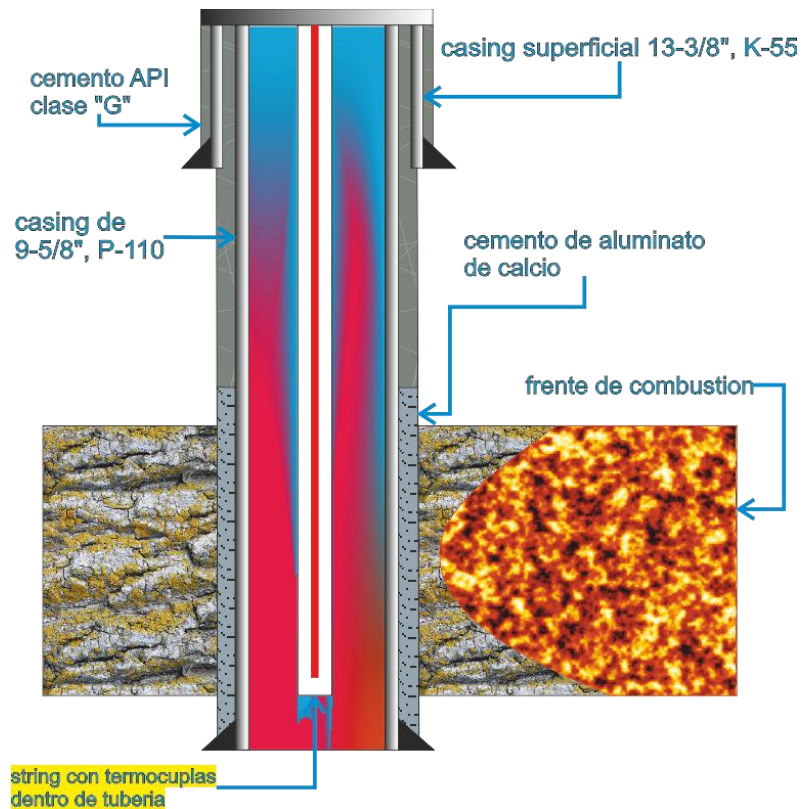
La implementación de estos pozos se documenta desde la década de los cincuentas en Jefferson County, Oklahoma<sup>53</sup> donde los pozos observadores en este campo fueron completados en sus últimos intervalos con acero inoxidable. La implementación de este tipo de pozos resulta bastante ventajosa, ya que en ellos se pueden monitorear variables como:

- Temperatura en fondo de pozo.
- Presiones en fondo de pozo.
- Canalizaciones de aire.
- Cambios en los fluidos de producción (crudo, gas y agua).

---

<sup>53</sup> J. T. Moss, P. D. White, J. S. McNiel Jr.; MEMBERS AIME. "In Situ Combustion Process – Results of a Five – Well Field Experiment in South Oklahoma". Magnolia Petroleum Co – Dallas, Texas. 1959.

FIGURA 25. Esquema general de pozo observador



FUENTE: LOS AUTORES

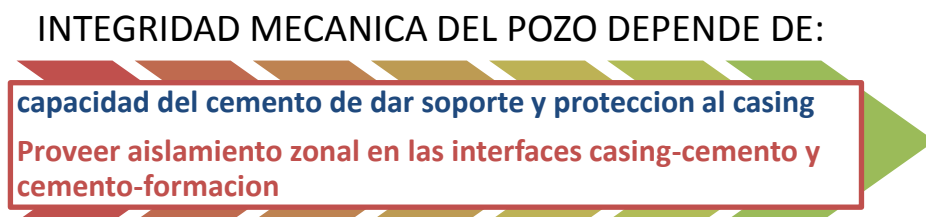
Los pozos observadores se distinguen en dos grupos principales aunque la forma como se completan y su función pueden variar según como desee la operadora. Se encuentran los pozos observadores de temperatura y los observadores de presión. El completamiento de este tipo de pozos es básico y sencillo respecto al completamiento de un pozo productor o inyector. Para los observadores de temperatura se usa un arreglo de strings con termocuplas o sensores de fibra óptica dentro de un casing completado con cemento térmico en la zona donde se espera que atravesase el frente tal y como se muestra en la **Figura 25**. Los observadores de presión usualmente se completan de forma similar a los anteriores con la excepción que en vez de termocuplas utilizan sensores de presión dentro del casing y son adecuados para permitir la obtención de muestras de fluidos en fondo de pozo y estudiar su composición en superficie. De igual forma se pueden implementar strings tanto con sensores de temperatura y de presión.

El uso de sensores de temperatura y presión no se limita solo a los pozos observadores. Como se ha mencionado anteriormente los pozos inyectoros y productores suelen ser adecuados para la instalación de este tipo de dispositivos, todo con el fin de obtener mayor precisión en los datos de llegada del frente y poder reaccionar de forma adecuada para preservar la integridad de los pozos.

#### 2.4. CEMENTACIÓN EN PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU

Resulta de gran importancia para un pozo petrolero (aceite/gas) mantener su integridad y ser capaz de producir aceite de forma efectiva y rentable. Para que este aspecto pueda cumplirse es necesario que los cementos implementados en la industria petrolera cumplan con dos parámetros principales:

FIGURA 26. Funciones del cemento



FUENTE: LOS AUTORES.

El aislamiento de los cementos en la combustión in-situ es de vital importancia no solo por el tema de protección del casing de los efectos de alta temperatura, sino de la posible migración de gases de combustión a estratos superiores o superficie. Como ya se ha mencionado previamente, los gases de combustión generalmente incluyen  $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $CO$ , entre otros los cuales pueden ingresar a través de una matriz de cemento deteriorada y alcanzar en algunos casos la superficie del pozo. Esto puede resultar muy peligroso ya que en el caso del  $H_2S$ , este gas es tanto inflamable, incoloro y altamente venenoso para el ser humano y en este caso el personal operativo presente en superficie.

Para garantizar un aislamiento zonal el proceso de cementación debe cumplir de por sí con ciertas pautas:

**FIGURA 27.** Requisitos para el aislamiento zonal

El cemento debe ser capaz de mantener su integridad en términos de durabilidad y libre de los esfuerzos de retrogresión durante la vida operativa del pozo a las condiciones que prevalecen en fondo de pozo.

Debe haber un tiempo óptimo de fraguado para el cemento. Una lechada demasiado reactiva resultara en un tiempo de fraguado muy corto, y una lechada poco reactiva puede demorar mucho tiempo en fraguarse.

La lechada de cemento debe tener una viscosidad lo suficientemente baja para poder bombearse.

El cemento debe ser altamente resistente a los sulfatos.

El cemento debe tener una baja permeabilidad para prevenir en la entrada de gases perjudiciales a estratos superiores e incluso hasta superficie.

FUENTE: LOS AUTORES.

En el caso de los procesos térmicos como la inyección de vapor o la combustión in-situ, la capacidad de aislamiento de los cementos pueden verse comprometida por las siguientes situaciones;

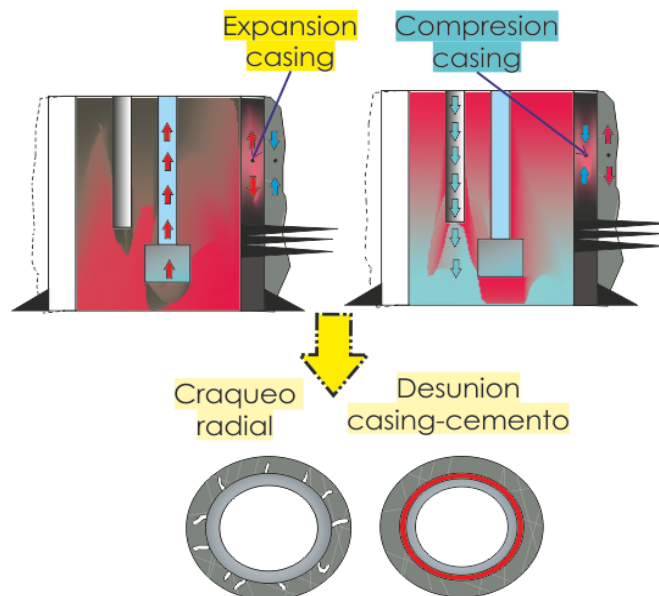
#### **2.4.1. INDUCCIÓN DE ESFUERZOS MECÁNICOS**

Los esfuerzos mecánicos en los cementos son comúnmente inducidos por cambios de presión o temperatura en los pozos debido a operaciones de workover o producción. Los cambios de presión dentro del casing inducen fuerzas al cemento causando daños, de igual forma con el aumento en la temperatura en el pozo, se genera la expansión longitudinal del casing. Como resultado el casing es sometido a fuerzas compresivas ya que se ve restringido

por el cemento, donde parte de estas fuerzas son conducidas hacia el cemento generando esfuerzos por tensión en su superficie.

En métodos de recobro térmico como la combustión in-situ cuando los productores se encuentran en la fase caliente, estos producirán fluidos a elevadas temperaturas donde podría darse la expansión del casing (en caso de que el pozo esté completado a hoyo revestido). Generalmente para combatir este incremento en la temperatura se inyecta agua en fondo de pozo como método de refrigeración. La refrigeración generara la compresión del acero lo que podría producir el efecto de **buckling**. Según el autor (B. Nelson, 1990)<sup>54</sup> es esta expansión y contracción del casing lo que induce regímenes de esfuerzo en la lechada de cemento resultando en agrietamientos, problemas de desunión (casing – cemento), y la formación de micro-anulares como se observa en la **Figura 28**.

**FIGURA 28.** Esfuerzos axiales en la lechada del cemento



**FUENTE:** LOS AUTORES

<sup>54</sup> Erik B. Nelson. "Well – Cementing". Schlumberger. 1990.

## 2.4.2. FATIGA POR ESUERZOS EN CEMENTOS

La fatiga es un proceso progresivo y permanente del daño interno de un material sometido a cargas repetitivas. Las fallas por fatiga debido a condiciones de cargas cíclicas, ocurren como resultado de la frecuente aplicación de esfuerzos repetitivos sobre el sistema generando tres (3) facetas las cuales son;

- Iniciación de la grieta en el cemento como resultado del daño acumulado en una región localizada sometida bajo sucesivos esfuerzos cíclicos.
- Acumulación y crecimiento de la grieta como resultado de los esfuerzos.
- Propagación de la grieta donde el sistema se fractura y falla.

En los procesos térmicos los ciclos de aumento/disminución en la temperatura en los cementos convencionales generaran la expansión y constricción de estos mismos, resultando en la generación y posterior expansión de grietas.

Para la combustión in-situ los cementos en los pozos productores no sufrirán los efectos de los ciclos térmicos, ya que con el posterior avance del frente de combustión, se esperaría que el incremento de temperatura en la interface cemento – formación sea un proceso continuo. Sin embargo los procesos en los inyectores se comportan de forma diferente. Como ya se había mencionado anteriormente (*SPE 48841*) los yacimientos cuyas temperaturas rondan entre los 70°C – 80°C son propensos a la auto – ignición.

Al ocurrir la auto-ignición en formaciones de crudo pesado, está por lo general se genera muy cercana al pozo inyector, y debido a la heterogeneidad de los estratos puede presentarse la combustión reverso. Según (*Gates & Holmes*) en algunos casos de auto-ignición se han experimentado temperaturas superiores a los 1000°F en los inyectores. Dependiendo de las propiedades de la formación, este proceso puede durar semanas e incluso meses hasta que el

frente de llama se empieza a distanciar del inyector. Al ocurrir esto las temperaturas alrededor del cemento disminuirán drásticamente hasta la temperatura inicial de formación.

Ciclos térmicos de esta índole en los inyectores si se han presentado en proyectos de CIS como se verá más adelante, donde inclusive cementos térmicos llegan a presentar fallas por fatiga resultando en la formación de grietas y pérdida del aislamiento zonal.

### 2.4.3. DEGRADACIÓN TÉRMICA DEL CEMENTO

Para propósitos de cementación la industria petrolera se remite al uso de la especificación de cementos del “American Petroleum Institute (API)” donde se utilizan los cementos tipo Portland. Estos cementos son fabricados a partir de cuatro (4) componentes principales los cuales son; C3S, C2S, C3A y C4AF a temperaturas entre los 2,600°F y 3,000°F, cuya clasificación según el servicio es la siguiente.

**Tabla 4.** Clasificación API de los cementos Portland

<b>API tipo</b>	<b>T° de operación (°F)</b>	<b>APLICACIÓN</b>
<b>A</b>	80 – 170	Para profundidades entre 0 – 6000ft. Usado cuando no se requiere de propiedades especiales
<b>B</b>	80 – 170	Profundidades entre los 0 – 6000ft. Cuando se necesita de una resistencia moderada a los sulfatos
<b>C</b>	80 – 170	Profundidades entre los 0 – 6000ft. Resistencia a los sulfatos de moderada – alta, y cuando se requiere de gran fuerza al principio.
<b>D</b>	170 – 230	Profundidades entre los 6000 – 10000ft. Resistencia a los sulfatos de moderada – alta. Para presiones y temperaturas relativamente altas.

Tabla 4. Continuación

API tipo	T° de operación (°F)	APLICACIÓN
E	170 – 290	Profundidades entre los 10000 – 14000ft. Resistencia a los sulfatos de moderada – alta. Para altas presiones y temperaturas.
F	230 – 320	Profundidades entre los 10000 – 16000ft. Resistencia a los sulfatos de moderada – alta. Resistencia a presiones y temperaturas extremadamente altas.
G y H	80 – 200	Profundidades entre los 0 – 8000ft. Usado para una resistencia contra sulfatos moderada – alta. Cemento básico compatible con aceleradores y retardadores.

FUENTE: <http://www.metu.edu.tr/~kok/pete322/322CHAPTER-5.pdf>

Dentro de esta clasificación uno de los cementos más utilizados es el cemento Portland tipo G debido su aplicabilidad a un rango razonable de profundidad y temperatura, además de su capacidad para mejorar ciertas características con el uso de aditivos.

El cemento portland al fraguarse, desarrolla fuerza compresiva debido a la hidratación entre el agua y los componentes ya mencionados  $C_3S$ ,  $C_2S$ ,  $C_3A$  y  $C_4AF$ . Este proceso depende de la temperatura, tamaño de las partículas y el porcentaje de cada componente presente, donde el  $C_3a$  se hidrata más rápidamente, seguido del  $C_3s$ , luego el  $C_4AF$  y por último el  $C_2S$ . El proceso de hidratación resulta en una reducción del volumen lo que hace que el cemento portland se encoja. Diferentes aditivos pueden implementarse al cemento portland para transformarle en un cemento expansivo, y así compensar el volumen reducido.

Según *Ignatius Ugwu*<sup>55</sup> Cuando el cemento portland se mezcla con agua, el silicato tri-cálcico ( $C_3S$  o alita) y el silicato di-cálcico ( $C_2S$ ) se hidratan para

<sup>55</sup> Ignatius Obinna Ugwu, "Cement Fatigue and HPHT Well Integrity with Application to Life of Well Prediction", Texas A&M University. Diciembre de 2008.

formar gel de silicato cálcico hidratado (C-S-H) y lima hidratada  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  conocida también como portlandita o hidróxido de calcio. Sin embargo es el gel C-S-H el responsable de proveer fuerza mecánica, endurecimiento del cemento y la estabilidad física y química hasta temperaturas de  $110^\circ\text{C}$  ( $230^\circ\text{F}$ ).

Sin embargo cuando el cemento portland experimenta temperaturas superiores a los  $230^\circ\text{F}$  se da un aumento en la relación (Ca/Si) de los hidratos de silicato cristalino, donde el gel C-S-H se convierte en  $\alpha$ -silicato di-cálcico hidratado ( $\alpha\text{-C}_2\text{SH}$ ). Esta conversión a hidratos ( $\alpha\text{-C}_2\text{SH}$ ) genera la pérdida en la fuerza compresiva y el incremento en la permeabilidad del cemento lo que resulta en un deterioro de las propiedades compresivas y aislantes del cemento. Este fenómeno es conocido como retrogresión en la fuerza y prácticamente es la principal causa de las fallas en los cementos en sistemas de alta temperatura generando agrietamientos en la lechada, y por ende incrementando el riesgo de daños al casing y la migración de gases de combustión ( $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ) a estratos superiores o superficie.

#### **2.4.4. DEGRADACIÓN QUÍMICA DE LOS CEMENTOS**

Durante la vida operativa de los pozos, los cementos pueden estar expuestos a ambientes agresivos, donde los cementos pueden llegar a degradarse perdiendo propiedades como la integridad mecánica y la conductividad hidráulica. En la combustión in-situ es habitual la presencia de ambientes ricos en  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ , entre otros.

##### **2.4.4.1. DEGRADACIÓN QUÍMICA POR $\text{H}_2\text{S}$ <sup>56</sup>**

El ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) es un gas inflamable, venenoso, e incoloro el cual puede encontrarse en concentraciones libres en el gas natural o disuelto en el agua de yacimiento. Como ya se mencionó anteriormente el  $\text{H}_2\text{S}$  puede liberarse en grandes concentraciones debido al proceso de combustión, sin

---

<sup>56</sup> Ali Albawi. "Influence of Thermal Cycling on Cement Sheath Integrity". NTNU – Trondheim Norwegian University of Science and Technology. Junio de 2013.

embargo no todos los proyectos de combustión in-situ presentan este problema ya que la aparición de H<sub>2</sub>S depende de las propiedades del yacimiento.

El autor (*Lécolier, 2010*) realizó un experimento donde se mostró la severa influencia del agua saturada con H<sub>2</sub>S sobre sistemas de cementos térmicos donde se evidenciaron cambios drásticos en la fuerza compresiva y la permeabilidad del cemento. Los resultados de este estudio se presentan en la **Tabla 5**.

**Tabla 5.** Fuerza compresiva y permeabilidad en plugs de cementos bajo atmosferas ricas en H<sub>2</sub>S

Permeabilidad de la muestra (darcy)			Fuerza compresiva (MPa)		
Tiempo (meses)	Lechada de cemento (W/C=0,44)	Cemento térmico	Tiempo (meses)	Lechada de cemento (W/C=0,44)	Cemento térmico
0	$4.6 \cdot 10^{-7}$	$6.5 \cdot 10^{-9}$	0	47	196
21	$4.4 \cdot 10^{-5}$	$1.0 \cdot 10^{-5}$	21	2	22

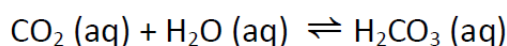
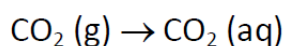
**FUENTE:** Ali Albawi. "Influence of Thermal Cycling on Cement Sheath Integrity". NTNU – Trondheim Norwegian University of Science and Technology. Junio de 2013.

Como se puede observar hay un aumento en la permeabilidad del orden de  $10^4$ , y también se evidencia una severa reducción en la fuerza compresiva del cemento a los 21 meses de exposición. Este deterioro en las propiedades del cemento se debe a una modificación química de la matriz. El hidróxido de calcio y la katoita se disuelven al entrar en contacto con el H<sub>2</sub>S causando la debilidad en el material. Adicionalmente el desprendimiento de calcio en la forma de C-S-H descalcificado junto con la disolución de hidróxido de calcio debilita aún más el material provocando un aumento en la porosidad. Es por esta razón que los proyectos de CIS los cuales son susceptibles a la producción de H<sub>2</sub>S, deben implementar cementos capaces de soportar los efectos del ácido.

#### 2.4.4.2. DEGRADACIÓN QUÍMICA POR CO<sub>2</sub><sup>57</sup>

La reacción del cemento portland hidratado con CO<sub>2</sub> puede ser resumida como la reacción del hidróxido de calcio dando carbonato de calcio y la decalcificación del gel C-S-H para formar carbonato de calcio y gel amorfo de sílice.

El primer paso ocurre con la disolución de CO<sub>2</sub> formando ácido carbónico H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> en la presencia de agua como se ve en las siguientes ecuaciones;

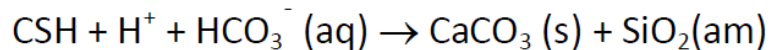
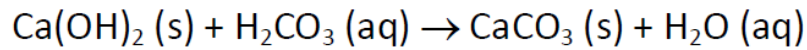


En los procesos de CIS con la generación de reacciones de oxidación de alta temperatura (HTO) pueden llegar a liberarse concentraciones de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S los cuales llegaran a los pozos productores como gas libre o disuelto en agua. Si el CO<sub>2</sub> se presenta como gas libre no ocurrirá problema alguno con el cemento, sin embargo cuando este se encuentra disuelto en el agua se generara ácido carbónico dependiendo de la concentración de CO<sub>2</sub> disuelto en agua. Hay que tener en cuenta que la capacidad del agua para disolver CO<sub>2</sub> aumenta con la presión y disminuye con la temperatura.

Esta generación de ácido carbónico disminuye el número de pH de la solución volviéndola acida. La forma cristalina del hidróxido de calcio en el cemento (Ca (OH))<sub>2</sub> al entrar en contacto con esta solución reacciona con el ácido carbónico formando carbonato de calcio CaCO<sub>3</sub>. El gel de C-S-H sufre un ataque ácido donde reacciona con el H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> produciendo gel amorfo de sílice con la siguiente reacción;

---

<sup>57</sup> Luke Connell, Deasy Heryanto, Nicholas Lupton. "Integrity of Wellbore Cement in CO<sub>2</sub> Storage Wells – State of the Art Review". Australian National low Emissions Coal Research and Development (ANLEC R&D), CSIRO. 28 de Mayo del 2012.



Este proceso es una degradación del C-S-H ya que la transformación en gel amorfo de sílice resulta en un cemento altamente poroso y permeable, permitiendo un mayor influjo de agentes agresivos hacia la matriz del cemento.

#### **2.4.5. CEMENTOS UTILIZADOS EN LA COMBUSTIÓN IN-SITU**

La cementación en los procesos de combustión in-situ es un proceso complejo ya que a menudo está asociado a formaciones débiles y no-consolidadas, además de que la lechada de cemento debe ascender hasta la superficie si se desea prevenir fallas al casing. Así mismo es necesario que la lechada de cemento pueda resistir los ciclos térmicos experimentados durante el proceso de combustión.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la combustión es iniciada en el pozo inyector, donde luego el frente de llama se desplaza hacia el pozo productor. Este proceso no ocurre totalmente de forma continua sino más bien de forma periódica. Luego de que se haya completado la faceta de ignición, el aire es inyectado de forma continua donde la temperatura en las vecindades del pozo inyector decaerá a sus condiciones iniciales. Completamientos especiales son requeridos bajo estas circunstancias ya que el cemento detrás del casing queda expuesto a esfuerzos extremos debido al ciclo térmico. Bajo estas condiciones queda muy claro que el uso de cementos convencionales como el Portland tipo G sin ningún tipo de aditivos resulta inútil, puesto que con frecuencia los pozos en procesos de combustión in-situ llegan a experimentar cambios en su temperatura entre los 400 – 600°C. En gran parte de los proyectos de CIS a menudo se han implementado cementos térmicos como; el cemento Portland con aditivos de 35 – 40% de polvo en sílice, cementos de aluminato de calcio, y últimamente se le ha prestado mayor atención a los cementos portland con aditivos de puzolana.

- **CEMENTO DE ALUMINATO DE CALCIO**<sup>58,59</sup>

El cemento de aluminato de calcio es un cemento de refractaria capaz de soportar temperaturas tan altas como los 2000°F el cual puede ser mezclado con sílice no con la intención de proveer estabilidad térmica sino para ahorrar los costos de implementación. Por lo general es particularmente aplicado en pozos cuyas temperaturas esperadas pueden ser mayores a los 700°F, donde desempeña una óptima fuerza compresiva y propiedades adhesivas, de acuerdo con (*Pollock, Beecroft & Carter, 1966*).

El cemento de aluminato en su composición no difiere mucho del convencional tipo “G” siendo los componentes principales para el primero el óxido de calcio (CaO) con alrededor del 38.5% y el óxido de aluminio (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) con alrededor del 39.7% según el fabricante. La diferencia principal entre los dos (2) cementos radica en una concentración de casi el doble de óxido de aluminio (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) en el aluminato tri-cálcico C<sub>3</sub>A y en el aluminoferrito tetra-cálcico C<sub>4</sub>AF. Es el alto contenido de aluminatos y la ausencia de lima libre lo que le permite al cemento de Alúmina o también conocido como cemento Fondu poder resistir temperaturas extremas y repetidos ciclos térmicos, además de ser altamente resistente al ataque químico de un amplio rango de soluciones acidas (PH≥4) manteniendo su baja porosidad.

Cabe recalcar que el proceso de hidratación por calor del cemento de aluminato de calcio es igual al del cemento tipo “G”. Sin embargo alrededor del 70 – 90% del calor liberado en el aluminato de calcio toma lugar en las primeras 24 horas a 94°F, a diferencia del cemento tipo “G” cuya liberación de calor es del 25 – 50% las primeras 24 horas. Esto quiere decir que al entrar el cemento alúmina en contacto con el cemento portland, se puede generar un endurecimiento rápido. Esto representa problemas ya que en el escenario

---

<sup>58</sup> D.J. Daulton, y G.M. Wiercinski. “Successful Cementing of the Horizontal In-situ Combustion GRI/DOE: Rocky Mountains No. 1 Coal Seam Project”. The Western Co. of North America, United Engineers & Constructors Inc. SPE 21684. 1991.

<sup>59</sup> R.W. Pollock, W.H. Beecroft y L.G. Carter. “Cementing Practices for Thermal Wells”. 17<sup>th</sup> Annual Technical Meeting, The Petroleum Society of C.L.M, Edmonton. JCPT66-03-03. Mayo de 1966.

mundial el aluminato de calcio con frecuencia es usado como lechada trasera o tail slurry para cubrir las regiones inferiores en la zona de combustión y poder resistir los ciclos térmicos propios de un proceso de CIS. Por otro lado cementos convencionales tipo “G” son bombeados adelante del aluminato de calcio para de tal forma cubrir las secciones superiores del pozo hasta la superficie. Pero debido al problema de retardación e incompatibilidad con el cemento portland y la rápida hidratación del aluminato de calcio, puede haber inconvenientes de fraguado rápido o endurecimiento al ser este mezclado, lo que no permite un tiempo mínimo operativo para completar el trabajo de cementación. Además la incompatibilidad entre los dos puede afectar el sello en el contacto entre los dos cementos. Es por esta razón que si el aluminato de calcio piensa mezclarse con el cemento portland, es necesario que estos dos cementos se almacenen en recipientes distinto previo al trabajo de cementación.

*Parker y Sharp* resumieron a partir de los estudios de autores anteriores las seis (6) etapas de cambio del cemento de aluminato de calcio;

**Tabla 6.** Proceso de transformación del aluminato de calcio

<b>94°F (20°C)</b>	Hidratación completa del cemento
<b>180°F-238°F (82°C-100°C)</b>	Agua combinada/no-combinada del gel de alúmina es despedida.
<b>600°F (315°C)</b>	$C_3AH_6$ es remplazado por $C_{12}A_7$ . Primera fase de anhidro
<b>1140°F (616°C)</b>	El $AH_3$ se cristaliza formando alúmina amorfo llevando a di-aluminato de calcio ( $CA_2$ )
<b>1500°F (800°C)</b>	Comienza la formación de material cerámico. El producto de reacción es afectado por el tipo y la refinación del filler
<b>1860°F (1000°C)</b>	Aparece el componente de mayor fuerza; el Aluminato mono-cálcico (CA)

FUENTE: D.J. Daulton, y G.M. Wiercinski. “Successful Cementing of the Horizontal In-situ Combustion GRI/DOE: Rocky Mountains No. 1 Coal Seam Project”. The Western Co. of North America, United Engineers & Constructors Inc. SPE 21684. 1991.

- **CEMENTO PORTLAND CON ADITIVOS DE SÍLICE**

Como ya se mencionó anteriormente el cemento portland convencional sometido a temperaturas por encima de los 230°F pierde su fuerza compresiva y permeabilidad en un proceso catalogado regresión de la fuerza. Para la estabilización del cemento portland en ambientes de alta temperatura se le aplica un aditivo de alrededor del 35 al 40% de sílice en polvo al cemento para evitar la generación de  $\alpha\text{-C}_2\text{SH}$  y por ende evitar la regresión de la fuerza.

Según un artículo del "*Faculty of Mining, Geology, and Petroleum Engineering*"<sup>60</sup>, una vez inducido el sílice en polvo en el cemento, a temperaturas de curado entre los 110°C – 149°C el mineral tobermorita se forma manteniendo gran fuerza y permeabilidad del gel C-H-S. A temperaturas aún más altas se forma la xonolita (sílice mono-cálcica hidratada) el cual es más fuerte que el  $\alpha\text{-C}_2\text{SH}$ , no solo manteniendo la fuerza del cemento sino previniendo el aumento en la permeabilidad. Estos cementos desarrollan excelente fuerza con respecto a la compresión y la adhesión por cizalla. Es por tal motivo que se puede anticipar una buena estabilidad térmica del cemento por encima de los 460°F<sup>61</sup>.

Autores como (*Nelson & Eilers, 1985*)<sup>62</sup> analizaron a fondo los cementos para procesos térmicos como la inyección de vapor y la combustión in-situ, entre ellos, los cementos Portland con aditivos de sílice en polvo (35 – 40%). En los experimentos realizados se percataron que las temperaturas de curado se acercaban a 400°C (750°F), la xonolita se aproximaba a su máxima estabilidad térmica, donde comenzaba la deshidratación de hidróxido de calcio a óxido de calcio. Esta situación se facilitaba aún más bajos esfuerzos cíclicos como

---

<sup>60</sup> Nediljka Gaurina-Meimurec, Davorin Matanovic y Gracijan Krklec. "Cement Slurries for Geothermal Wells Cementing". Faculty of Mining Geology, and Petroleum Engineering, Pierottijeva 6, 41000 Zagreb, Croacia. 1994.

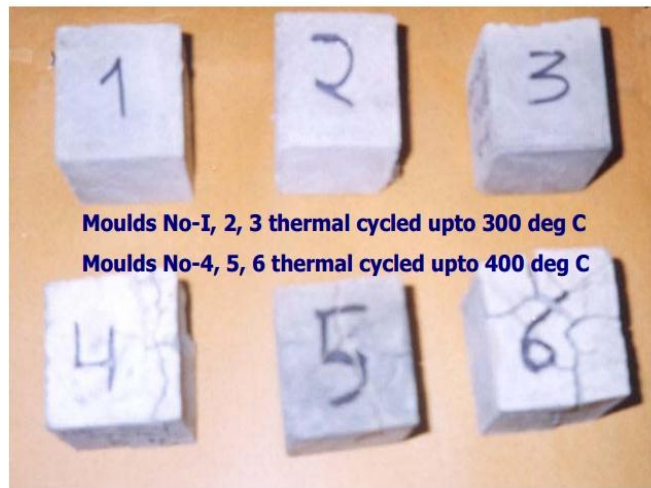
<sup>61</sup> R.W. Pollock, W.H. Beecroft y L.G. Carter. "Cementing Practices for Thermal Wells". 17<sup>th</sup> Annual Technical Meeting, The Petroleum Society of C.L.M, Edmonton. JCPT66-03-03. Mayo de 1966.

<sup>62</sup> E.B. Nelson, L.H. Eilers. "Cementing Steamflood and Fireflood Wells – Slurry Design". Dowell Schlumberger. JCPT85-05-06. 1985.

cambios bruscos en la temperatura. Este efecto de deshidratación es suficiente para debilitar de sobremanera las propiedades cementantes del portland con sílice. Es por esta razón que para propósitos prácticos, es recomendable utilizar cementos portland con sílice en polvo en ambientes que no sobrepasen los 320°C.

Adicionalmente, La ONGC de India realizó experimentos con lechadas de cemento convencional con sílice en polvo a condiciones cíclicas de temperatura donde se comprobó en realidad que este tipo de cemento no soporta temperaturas por encima de los 320°C por tiempos prolongados. Esto para propósitos de cementación en los campos de Balol y Santhal<sup>63</sup>.

**FIGURA 29.** Comportamiento del cemento Portland con sílice a distintas temperaturas.



**FUENTE:** R.K. Meher, K.M. Suyan, D. Dasgupta, S. Deodhar, Vinod Sharma, V.K. Jain. "Successful Field Implementation of Novel Cementing Solution for ISC Wells: Case Histories". SPE, ONGC. SPE/PS/CHOA 117590. 2008.

<sup>63</sup> R.K. Meher, K.M. Suyan, D. Dasgupta, S. Deodhar, Vinod Sharma, V.K. Jain. "Successful Field Implementation of Novel Cementing Solution for ISC Wells: Case Histories". SPE, ONGC. Año 2008. SPE/PS/CHOA 117590

Debido a los incidentes cercanos a la ocurrencia de reventones y a la aparición de gases en superficie en estos campos, se realizó una prueba con moldes de cemento Portland con aditivo de sílice como se muestra en la **Figura 29**, donde los moldes 1, 2 y 3 fueron inicialmente curados a una temperatura de 70°C y luego sometidos a 300°C sin presentar fallas, sin embargo en los moldes 4, 5 y 6 estos fueron sometidos a temperaturas de 400°C propias del proceso de combustión y se presentaron agrietamientos y rupturas completas en los moldes.

Este tipo de situaciones no se presentan en todos los proyectos de combustión in-situ, ya que gran parte de estos proyectos han utilizado el cemento Portland con 35 – 40% de sílice tanto en pozos productores como inyectoros. Sin embargo, debido a las características de determinadas formaciones y de la misma naturaleza del proceso, muchas veces se tiene que recurrir a otro tipo de mezclas como el aluminato de calcio o los cementos puzolana los cuales son más estables y duraderos bajo estas condiciones.

- **CEMENTOS A BASE DE PUZOLANA<sup>64</sup>**

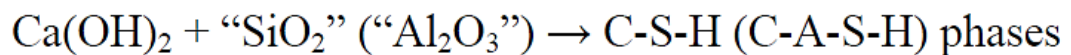
La hidratación de los cementos API por lo general produce materiales de gel C-S-H, responsable de la fuerza del cemento, y la portlandita  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  que es básicamente el punto débil dentro de la matriz del cemento ya que no contribuye en nada para la fuerza del cemento. Un aumento en la permeabilidad y el contenido de portlandita reducen la fuerza y la resistencia química del cemento en un ambiente corrosivo. La adición de materiales puzolana al cemento convencional elimina la portlandita y permite la disminución del contenido de agua en el sistema del cemento. Estos dos efectos disminuyen la permeabilidad del cemento lo que favorece el aislamiento zonal y mejoran así mismo las propiedades mecánicas del sistema, ya que

---

<sup>64</sup> A. Brandl, J. Cutler, A. Seholm, M. Sansil, G. Braun. "Cementing Solutions for Corrosive Well Environments". BJ Services Co. SPE132228. 2010.

genera excelente unión por cizalla, además de poder soportar temperaturas por encima de los 600°F (*Pollock, Beecroft & Carter, 1966*).

Los cementos puzolana por lo general incluyen materiales como; tierra diatomácea, ceniza volcánica, micro-sílice, metacaolina, arcilla calcinada, “fly ashes” o ceniza de combustión, entre otros. Los constituyentes de **SiO<sub>2</sub>** y **Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>** de los aditivos puzolana reaccionan con la portlandita liberada durante el proceso de hidratación para formar fases de C-S-H de acuerdo a la siguiente reacción:



Hasta el momento los materiales de puzolana se han utilizado en los cementos portland como extensores para diseñar lechada de “relleno” o filler. Los materiales de puzolana tienen una gravedad específica (2.0 – 3.0 g/cc) inferior a la del cemento (3.2 g/cc), en consecuencia a una relación constante agua/sólidos los aditivos de puzolana reducirán la densidad de la lechada. Por el contrario, a una densidad constante en la lechada, los aditivos de puzolana reducirán la relación agua/sólidos en el cemento, lo que resulta en una reducción significativa de la permeabilidad del sistema.

En la región petrolera de North Gujarat en India, la ONGC realizó un *experimento*<sup>65</sup> donde se observaron las propiedades de ciertos aditivos de puzolana para analizar la estabilidad térmica en los cementos. Los aditivos seleccionados fueron la metacaolina y el grafito.

La **Metacaolina** es un material silíceo y de alúmina, el cual no tiene ningún valor cementante, pero que en la presencia de humedad reacciona con el hidróxido de calcio a temperaturas ordinarias para formar componentes con

---

<sup>65</sup> K.M. Suyan, D. Dasgupta, S.P. Garg, V.K. Jain. “Novel Cement Composition for Completion of Thermal Recovery (ISC) Wellbores”. Oil Natural and Gas Corp. Ltd. SPE/IADC 101848. 2006.

propiedades cementantes. El hidróxido de calcio es un producto desprendido a partir de la hidratación del cemento portland. La metacaolina reacciona con el hidróxido de calcio desprendido y se estabiliza como un material cementante el cual aumenta la fuerza y disminuye la permeabilidad del cemento. Esto se debe a que cuando el gel de hidróxido de calcio (C-S-H) es sometido a ciclos térmicos de alta temperatura este se deshidrata en lima la cual reacciona con la metacoilina para formar componentes de lima – puzolana los cuales proveen mayor fuerza y baja permeabilidad a elevadas temperaturas. El cemento API clase-G mezclado con metacaolina minimiza la liberación del hidróxido de calcio del cemento endurecido y por lo tanto retiene suficiente fuerza compresiva y permeabilidades  $< 0.1 mD$  bajo ciclos térmicos experimentados en procesos de CIS. La adición de metacaolina (10 – 20%) al portland tipo-G manifiesta estas propiedades a una temperatura de hasta 450°C.

Según la literatura los cementos que contienen **Material Carbonífero** como aditivos son más dúctiles y sufren un menor deterioro respecto a los cementos convencionales portland tipo-G al ser sometidos a esfuerzos debido a ciclos térmicos de alta temperatura por un tiempo determinado. Estos materiales deben contener un alto contenido de carbono como el carbón, carbón de antracita, grafito, entre otros. El contenido de carbón debe aproximarse entre el 80 – 95%, sin embargo estos componentes deben tener poco material volátil. La ONGC selecciono el grafito amorfo ya que tiene una pequeña concentración de material volátil ( $< 15\%$ ) y alta conductividad térmica y eléctrica. El grafito presenta una estructura en forma de lámina donde los átomos yacen en un plano y solo están débilmente enlazados a las láminas superiores e inferiores. El grafito es un polimorfo del elemento carbón y se cristaliza en un sistema hexagonal lo que le da un característica de material flexible. Según un reporte del Joint Industry Project (JIP) las fibras de carbón incrementan la fuerza por tensión hasta el doble o el triple y mejoran la durabilidad del cemento.

Para los experimentos realizados por la ONGC para los campos en la región de Gujarat, India, se utilizaron cuatro (4) lechadas de cementos portland API

clase-G con distintas concentraciones de cemento convencional, agua, metacaolina, grafito, y otros aditivos como dispersantes y retardadores. Estos moldes fueron sometidos durante tres (3) días a ciclos térmicos drásticos cuyas temperaturas variaban entre los 70°C y los 450°C.

Los resultados de este experimento por la ONGC, revelaron que es prudente tener una proporción de metacaolina y grafito entre el 10 – 15% cada uno, en los sistemas de cementos, ya que estos componentes no llegaron a presentar efectos adversos en la fuerza compresiva y la permeabilidad de tres (3) moldes al ser sometidos a ciclos térmicos de alta temperatura de hasta 450°C, lo que los convierte aptos para procesos de CIS. Sin embargo el molde que no incluyo grafito en su estructura si presento agrietamientos bajo estas condiciones ya que el cemento no era lo suficientemente dúctil para soportar los esfuerzos aplicados.

## **2.5. SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA UN POZO DE CRUDO PESADO CON RECUPERACIÓN TÉRMICA**

La correcta selección de un sistema de levantamiento artificial es importante para la rentabilidad de un proyecto, ya que de esto depende la cantidad de crudo que se tenga en superficie. Para su selección se deben tener en cuenta muchos factores como profundidad del pozo, temperatura, presión, GOR, volumen esperado de líquido en superficie, manejo de sólidos, energía requerida para poner en funcionamiento el sistema y cuál es la eficiencia del sistema de levantamiento. De una manera general, lo que se debe hacer para la selección de dicho sistema es:

1. El primer paso para seleccionar un SLA es revisar los métodos ya probados en otros campos de características similares, obtener los datos de perforación y completamiento del pozo, así como su historial de producción.

2. La locación juega un papel bastante importante, el bombeo mecánico suele ser el sistemas standard para “on – shore”, mientras el gas lift para off shore, estos suelen ser las primeras opciones y sirven para comparación con las otras tecnologías desarrolladas actualmente.
3. Una vez seleccionado el sistema de levantamiento, se debe hacer un apropiado diseño e instalación para garantizar la efectividad del sistema. Puesto que un mal diseño o mal manejo puede resultar en un fracaso para cualquier tecnología.

En el caso de los procesos térmicos los principales problemas son las altas temperaturas y ambientes corrosivos, para estos se han desarrollado tecnologías resistentes a estos ambientes agresivos. Algunas de las tecnologías son:

#### **2.5.1. BOMBEO MECÁNICO**

Este tipo de bombas son las más utilizadas a nivel mundial como sistema de levantamiento artificial, es la tecnología más probada de las que existen actualmente, por eso generalmente es la primera opción a la hora de elegir un sistema de levantamiento para cualquier proyecto, también se toma como punto de comparación para evaluar otras opciones, como lo son ESP, PCP, Jet pump, entre otras tecnologías que se han desarrollado actualmente. Uno de los casos en los que se ha probado en ambientes corrosivos es Omán, donde se implementa actualmente en un proceso de recuperación térmica.

- **BOMBEO MECÁNICO (LONG STROKE)**

Presenta ventajas como alta eficiencia de energía, long-stroke capacity, altas tasas de producción, pocos ciclos, ha hecho muchas mejoras en especial para pozos profundos y de alta carga. No es recomendado para TAGOGD por su baja capacidad de flujo.

### **2.5.2. ESP (Electrical Submersible Pump)**

Este tipo de bombas tiene la ventaja de que puede levantar grandes cantidades de fluido, a pesar de su alto costo de instalación y consumo de energía eléctrica es preferido para pozos que con grandes cantidades de fluido, además maneja grandes cortes de agua. Una de las limitaciones que tenía este y muchos otros sistemas de levantamiento era que no resistían las altas temperatura a las que están expuestos estos sistemas en los procesos de recuperación térmica como es el caso de inyección de vapor y la combustión in-situ, por eso se han desarrollado sistemas de ESPs con resistencia a altas temperaturas y a ambientes corrosivos. Ya se ha implementado en algunos campos a nivel mundial teniendo muy buenos resultados.

Este sistema ofrece un alto rango de aplicaciones, pero puede presentar algunas limitaciones cuando se habla de ambientes propios de un proceso térmico como;

- Limitaciones de temperatura
- Limitaciones en el manejo de gas
- Alto CAPEX y OPEX
- Intake-depth recompletion requirements (restricted Access)
- Experiencia limitada en aplicaciones térmicas
- Pobre eficiencia de la bomba o tendencia a emulsiones en condiciones iniciales o en bajas temperaturas de operación.

### **2.5.3. PCP (Progressive Cavity pump)**

Ideal para tasas de flujo menores a 600 m<sup>3</sup>/d y profundidades pequeñas o donde haya una producción significativa de sólidos. Para Canadá y Venezuela es una opción muy popular en cuanto a crudos pesados, pero es pensado más para CHOPS, también tiene relativamente bajos CAPEX y OPEX, pero no es técnicamente posible para esta técnica de recobro debido a que no puede entregar las tasas de flujo esperadas. La tecnología metal PCP que se está

desarrollando actualmente es considerada una muy buena opción para ensayos en otros proyectos que involucran bajas tasas de flujo.

**Metal PCP bombas, promesa para la producción de crudo pesado en procesos de altas temperaturas.**

Para las PCPs la máxima temperatura de operación del elastómero (150°C), resulta una limitante para procesos como SAGD que tiene una Temperatura de operación de 260°C y para CSS que tiene una Temperatura de operación de hasta 350°C. Esto llevó a que se cambiara estos elastómeros por estatores recubiertos con metal lo que les permite resistir altas temperaturas y mayor resistencia a los esfuerzos.

Algunas de las ventajas de estas bombas son:

- Fácil control de las ratas de flujo (proporcional a la velocidad)
- Fácil de instalar, similar a las PCP convencionales
- Amplio rango de temperaturas de operación ( por encima de 350 C)
- Acepta bajas y altas viscosidades
- Low net positive suction head (NPSH) (opera con bajas presiones de fondo)
- Nontshearing y no formación de emulsiones
- Fácil startup inicial y altas viscosidades.

Metal PCPs están diseñadas para:

- Un tiempo de vida de 1 año mínimo (8000 horas)
- Habilidad para manejar la arena contenida (por encima del 5%)

#### **2.5.4. GAS LIFT**

Esta tecnología ofrece unas ventajas particulares que son:

- Trabaja con altos GOR
- Fácil acceso para supervisión
- Flexibilidad por cambios en las condiciones del pozo

Algunas desventajas que presenta son:

- Para TAGOGD es muy costoso
- Limitaciones de temperatura
- Reduce su desempeño con el incremento del BSW y el decrecimiento de la BHP

### **2.5.5. JET PUMP**

Tiene grandes ventajas para pozos profundos, alta capacidad de flujo, fácil de intervenir, sin embargo no es recomendado para este caso por:

- Requiere facilidades muy grandes
- Alto CAPEX y OPEX
- Eficiencia reducida y sensibilidad en la configuración para cambios en los fluidos producidos
- Alto riesgo de formación de emulsiones
- Ideal para crudos livianos, mas no para este tipo de crudo
- Difícil seguimiento
- Alto riesgo HSE ( high pressure flowlines)
- Poca experiencia para en producción y operación

### 3. REGISTRO DE CASOS DE COMPLETAMIENTO Y SISTEMAS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU

#### 3.1. CASOS REGISTRADOS DE COMPLETAMIENTOS

##### 3.1.1. PROYECTO DE COMBUSTIÓN IN-SITU EN LA UNIDAD DE FRY<sup>66, 67</sup>

La unidad petrolífera de Fry está localizada en el condado de Crawford, Illinois-USA, fue descubierto en 1906 con un área total de 337 acres. El proyecto de combustión in-situ se realizó en 1960 en un área de 3.3-acres en un patrón invertido de cinco puntos, donde se realizaron pruebas de inyección con un pozo inyector nuevo y otros cuatro (4) pozos antiguos.

En 1961 estos cuatro pozos fueron abandonados y reemplazados por pozos nuevos para el piloto de prueba, donde ya para enero 1 de 1964 se concluyó que el piloto resulto ser un éxito técnico. A partir de estos resultados se decidió expandir el proceso en el campo a gran escala y observar su desempeño técnico. Desde el año de 1961 hasta 1967, el proceso de combustión in-situ en la unidad de Fry había contribuido a la producción de 1,056,167 barriles de aceite.

**TABLA 7.** Características de la unidad Fry

Propiedad	
Profundidad (ft)	900
Espesor productor (ft)	34
Permeabilidad (mD)	200 – 300
Porosidad (%)	19.5

<sup>66</sup> G.A. Clark, R.G. Jones, W.L. Kinney, R.E. Schilson, H. Surkalo, R.S. Wilson. "The Fry In Situ Combustion Test-Field Operations". Marathon Oil Co. SPE 955. Marzo de 1963.

<sup>67</sup> James C. Howell; Mark E. Peterson. "The Fry In-Situ Combustion Project Performance and Economic Status". Marathon Oil Co. SPE 8381. 1979.

**TABLA 7.** Continuación

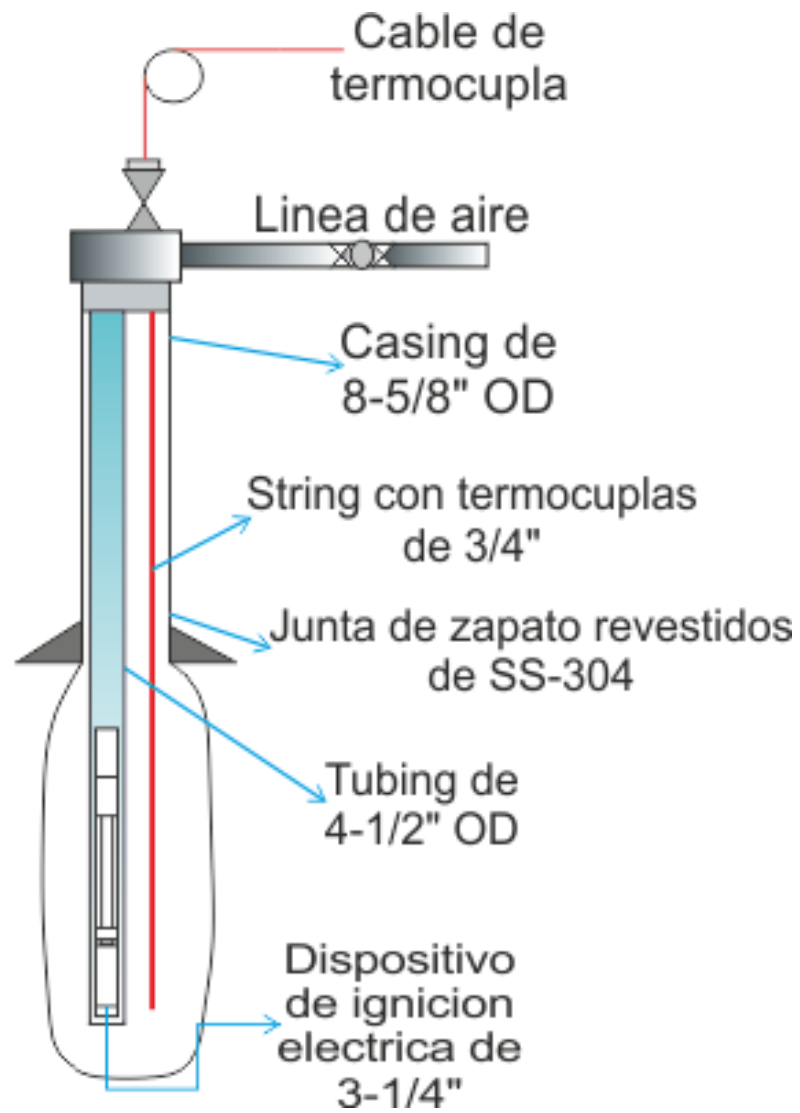
Propiedad	
T° del Yacimiento (°F)	70
Presión del yacimiento (psi)	20
Gravedad del Aceite (°API)	28.6
Soil al inicio del proceso (%)	52.2

FUENTE: James C. Howell; Mark E. Peterson. "The Fry In-Situ Combustion Project Performance and Economic Status". Marathon Oil Co. SPE 8381. 1979.

Las siguientes **Figuras (31 y 32)** muestran el esquema que aplicaron para los pozos productores/inyectores/observadores en el proyecto de la unidad de Fry. Como se puede observar en las siguientes figuras, los completamientos de los pozos productores e inyectores fueron empleados a hueco abierto donde todos los materiales expuestos a la formación fueron consistían de materiales de acero inoxidable.

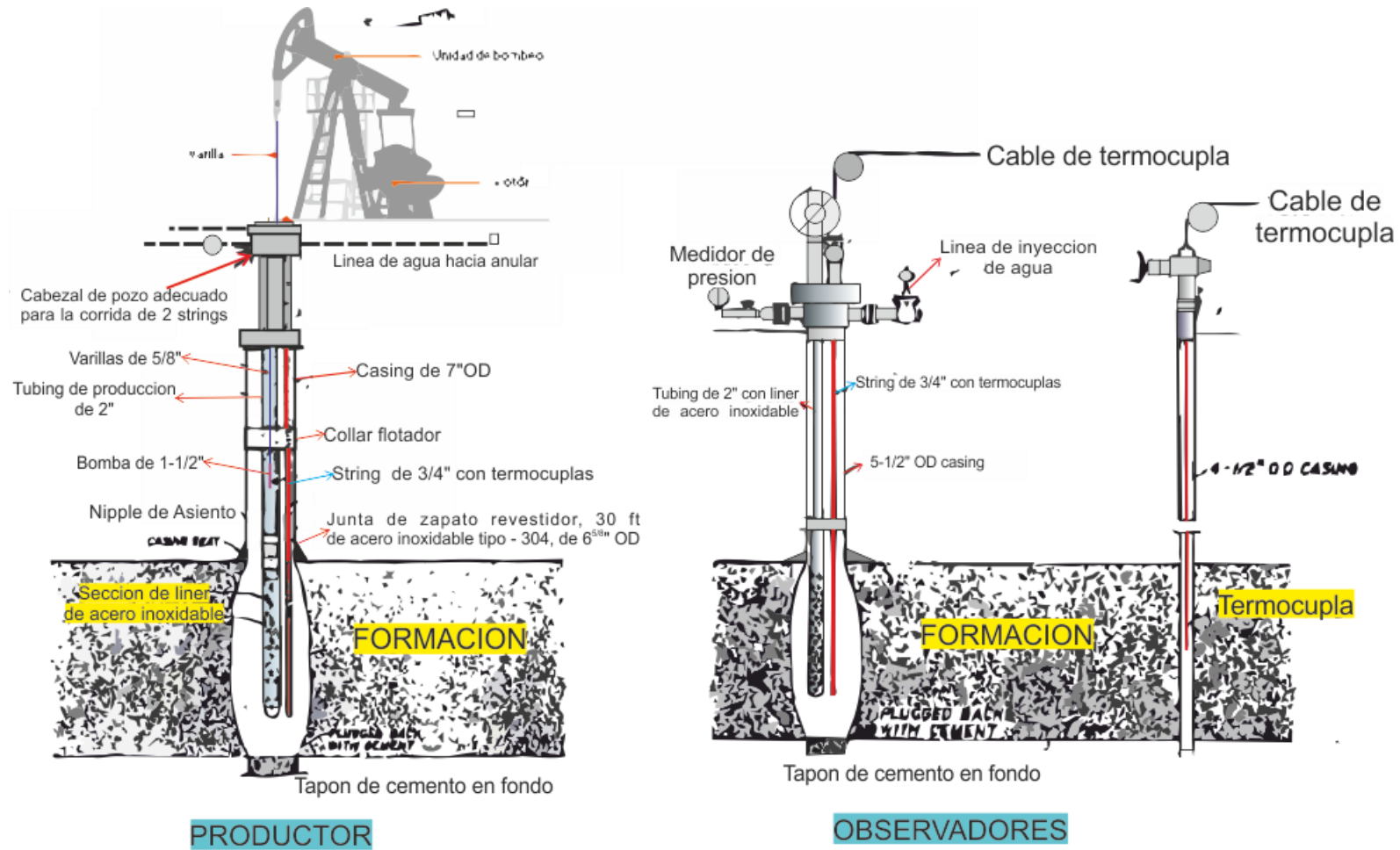
De igual forma, se utilizó una lechada de cemento térmico en la zona del zapato revestidor y se inyectaba agua en el anular de los pozos en caso de altas temperaturas. Si ocurrió un incidente donde el pozo observador No. 1 a los dos meses de ignición presento un aumento en la temperatura de casi 2000°F. Cuando procedieron a la inyección de agua para refrigerar el pozo ya era demasiado tarde, ya que el calor había dañado el tubing de fondo y el string con las termocuplas.

**FIGURA 31.** Esquema de los pozos inyector



ADAPTADO Y MODIFICADO DE: G.A. Clark, R.G. Jones, W.L. Kinney, R.E. Schilson, H. Surkalo, R.S. Wilson. "The Fry In Situ Combustion Test-Field Operations". Marathon Oil Co. SPE 955. Marzo de 1963.

FIGURA 32. Esquema de pozos en el proyecto de CIS en la unidad Fry.



ADAPTADO Y MODIFICADO DE: G.A. Clark, R.G. Jones, W.L. Kinney, R.E. Schilson, H. Surkalo, R.S. Wilson. "The Fry In Situ Combustion Test-Field Operations". Marathon Oil Co. SPE 955. Marzo de 1963.

### 3.1.2. PILOTO EN EL CAMPO MORICHAL, VENEZUELA<sup>68, 69</sup>

Este piloto de combustión in-situ se llevó a cabo para investigar las posibilidades de recobro de hidrocarburos pesados de yacimientos de 4,500 ft de profundidad. El piloto fue realizado por Mene Grande Oil Co. en la zona petrolífera al este de Venezuela en el campo Morichal. La inyección de aire en esta zona comenzó en junio 8 de 1960 y se confirmó su ignición el 18 de agosto de ese mismo año. Este resultado exitoso resultando en 226,000 barriles producidos durante el proyecto, donde unos 132,000 barriles representaron el recobro adicional. Sin embargo se detuvo la inyección de aire en mayo 17 del año de 1962 ya que para la operadora no era deseable que el frente se aproximara tanto a los productores donde se registraron temperaturas de hasta 373°F. Durante la etapa fría del proyecto se utilizó una **bomba hidráulica**.

**TABLA 8.** Características del campo Morichal, Venezuela

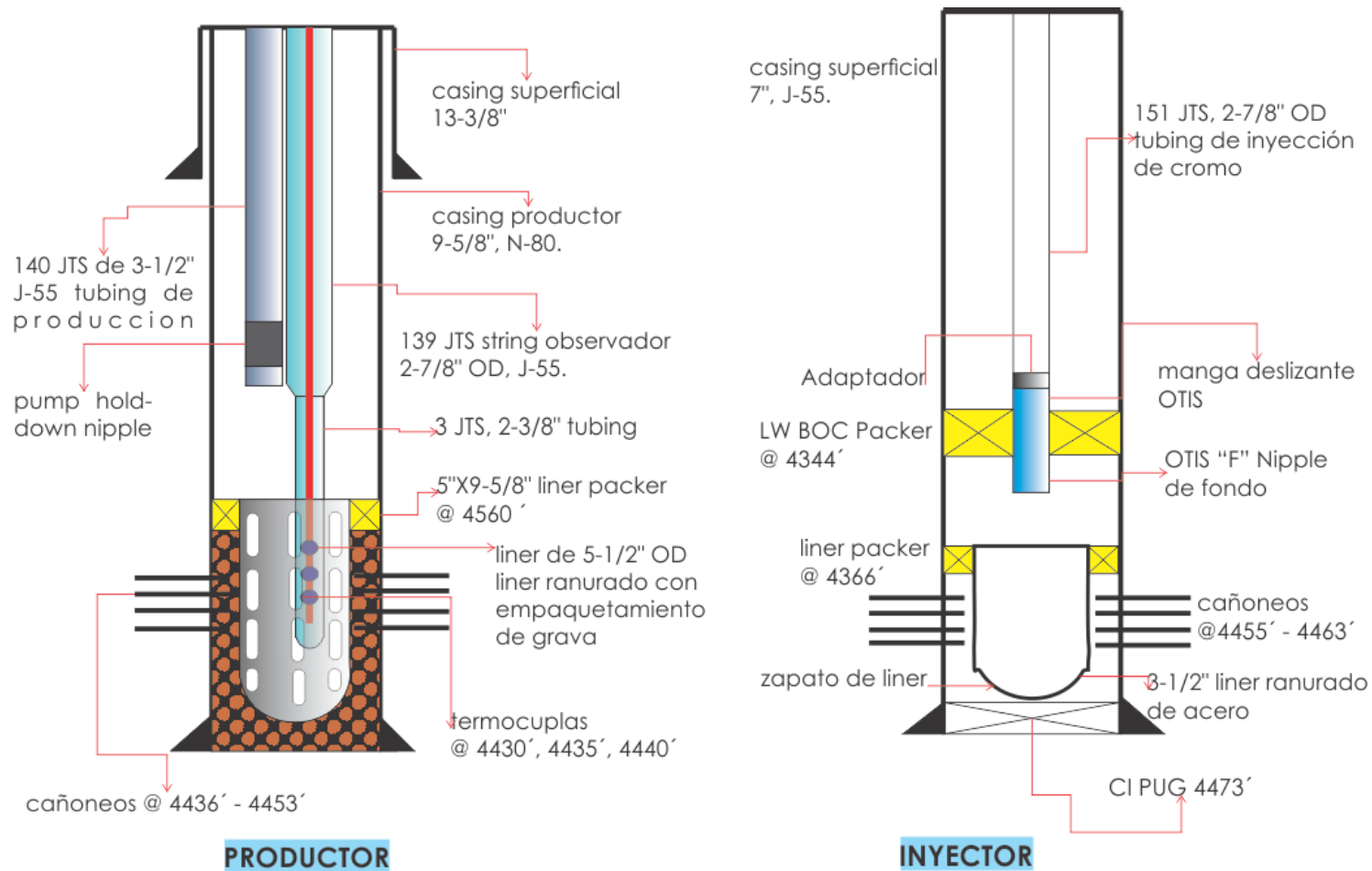
Propiedades	
Profundidad (ft)	>4500
Espesor productor (ft)	15 – 23
Permeabilidad (mD)	2,000 – 5,000
Porosidad (%)	35
T° del Yacimiento (°F)	145°F
Presión del yacimiento (psi)	1,360
Viscosidad (cp) @ T° yto.	1700
Gravedad del Aceite (°API)	9° - 12°
Soil al inicio del proceso (%)	94
Swc (%)	6
Tipo de arenas	Altamente no-consolidadas

**FUENTE:** M. Villalba; M. Estrada; J. Bolivar. "In-Situ Combustion Field Experiences in Venezuela". INTEVEP, S.A., Caracas, Venezuela 1994.

<sup>68</sup> C.H. Bowman, Junior member AIME. "A Two – Spot Combustion Recovery Project". Mene Grande Oil Co., San Tome, Venezuela. SPE 1158. Marzo de 1964.

<sup>69</sup> M. Villalba; M. Estrada; J. Bolivar. "In-Situ Combustion Field Experiences in Venezuela". INTEVEP, S.A., Caracas, Venezuela 1994.

**FIGURA 33.** Esquema de pozos en el proyecto de CIS al este de Venezuela



ADAPTADO Y MODIFICADO: C.H. Bowman, Junior member AIME. "A Two – Spot Combustion Recovery Project". Mene Grande Oil Co., San Tome, Venezuela. SPE 1158. Marzo de 1964.

### 3.1.3. PROYECTO DE JOLI FOU EN LAS ARENAS DE WABASCA<sup>70</sup>

El depósito de crudo pesado de Wabasca está localizado aproximadamente 174 millas al norte de Edmonton, Canadá. La General American Oils, Ltd. decidió llevar a cabo el de piloto de combustión húmeda de Joli Fou el cual entro en operación durante los años de 1981 a 1983 en el depósito de Wabasca en un patrón inverso de 7 puntos en un área de 20 acres.

Debido a la baja viscosidad de la formación, cinco de los seis pozos productores del piloto fueron estimulados con inyección de vapor solo por un corto tiempo, ya que el casing implementado no era destinado para propósitos de vapor, por lo que tuvieron que instalarse empaques para aislar las temperaturas, sin embargo, se detuvo la estimulación con vapor por algunos problemas con los equipos. La inyección de aire comenzó en febrero de 1981 y se confirmó la ignición en marzo de este mismo año mediante un quemador de gas, donde se operó el dispositivo a una temperatura promedio de 800°F.

La formación presenta las siguientes características;

**TABLA 9.** Características de la formación de Wabasca

Propiedades	
Profundidad prom. (ft)	1190
Espesor productor (ft)	18.9 – 21.3
K (mD) zonas 1 – 2 – 3	194 – 1513 – 153
Porosidad (%) zona 1 – 2 – 3	28.2 – 24.5 – 15.7
T° del Yacimiento (°F)	72°
Presión del yacimiento (psi)	---
Viscosidad (cp)	40,000 – 100,000

<sup>70</sup> J.H. Alderman, Cordova Resources Inc., R.L. Fox, General American Oils Ltd., R.G. Antonation, Phillips Oil Co. "In-Situ Combustion Pilot Operations in the Wabasca Heavy Oil Sand Deposit of North Central Alberta, Canada". SPE 11953. 1983.

**TABLA 9.** Continuación

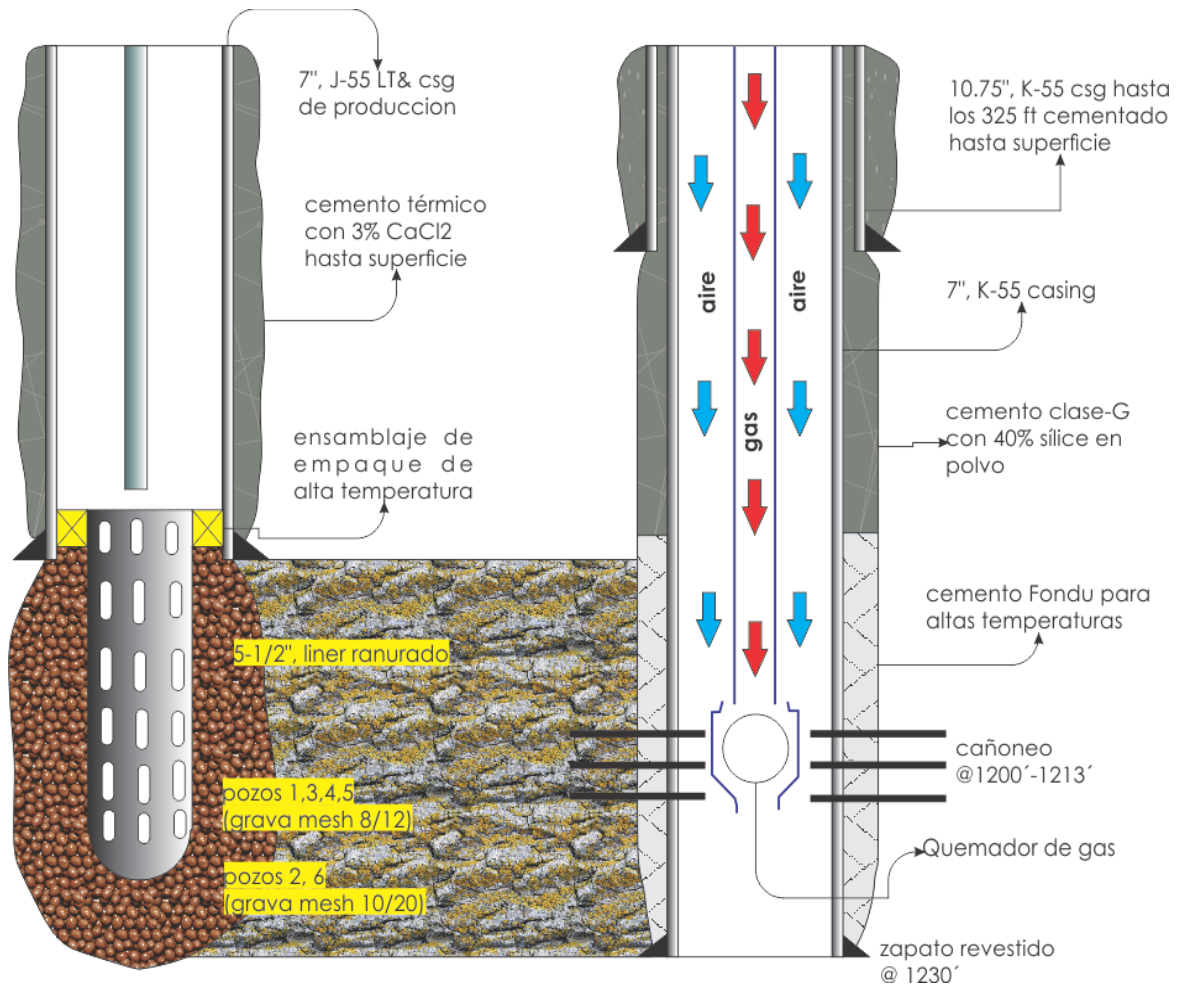
Propiedades	
Gravedad del Aceite (°API)	10 ° - 17°
Soil (%) zonas 1 – 2 – 3	48.2 – 73.4 – 63.3
Swi (%) zonas 1 – 2 – 3	26.8 – 26.1 – 36.7
Tipo de arenas	Formación heterogénea con 3 tipos de arenas

**FUENTE:** M. Villalba; M. Estrada; J. Bolivar. "In-Situ Combustion Field Experiences in Venezuela". INTEVEP, S.A., Caracas, Venezuela 1994

Se presentaron algunos problemas de **obstrucción de finos** en los empaques/liners de los pozos productores. Este inconveniente pudo atribuirse al hecho de que los pozos fueron perforados en una formación somera de 1190 ft de profundidad, donde por lo general las arenas tienden a mantener una estructura no-consolidada. Con el posterior efecto de desplazamiento del frente de combustión, se facilitó la migración de finos y en consecuencia la obstrucción en fono de pozo. Para remediar los problemas de obstrucciones, las zonas del pozo que atravesaban la formación, tuvieron que ser de nuevo cañoneadas.

La producción de aceite en este proyecto fue mucho menos de lo esperado, ya que solo se obtuvieron junto con la estimulación de vapor y los dos años de proceso de combustión in-situ 10,269 barriles de aceite lo cual equivale a 1.9% del aceite en sitio total. Una de las causas principales de la baja producción de aceite pudo deberse al frecuente taponamiento de los empaquetamientos de grava debido a la producción de finos. Esto probablemente debido a la implementación del proceso en formaciones de baja profundidad.

**FIGURA 34.** Esquema de pozos del proyecto Joli Fou en arenas de Wabasca



FUENTE: LOS AUTORES

### 3.1.4. PROYECTO SILVERDALE, ALBERTA<sup>71</sup>

Este proyecto de combustión in-situ se implementó en la sección 12 del campo de Lloydminster, Alberta, en un patrón de 30 acres en la formación "Sparky" la cual está dividida en 22 arenas. El proyecto como tal se aplicó en la formación Sparky Q la cual se extiende hasta la región de Saskatchewan donde se llegaron a perforar un total de 33 pozos con el principal objetivo de aumentar el factor de recobro de la formación de 1.2% al 37.1%. La "General Crude Oil Company" implemento el proceso de combustión húmeda en la década de los

<sup>71</sup> G.V. Cady; S.J. Hoffman; R.M. Scarborough. "Silverdale Combination Thermal Drive Project". SPE 8904. 1980.

setentas, donde se confirmó la faceta de ignición el año de 1977. Los pozos de este proyecto en especial los inyectores fueron diseñados para soportar temperaturas superiores a los 800°F. La formación Sparqy Q presenta las siguientes características;

**TABLA 10.** Características de la formación Sparky Q, lloydminster

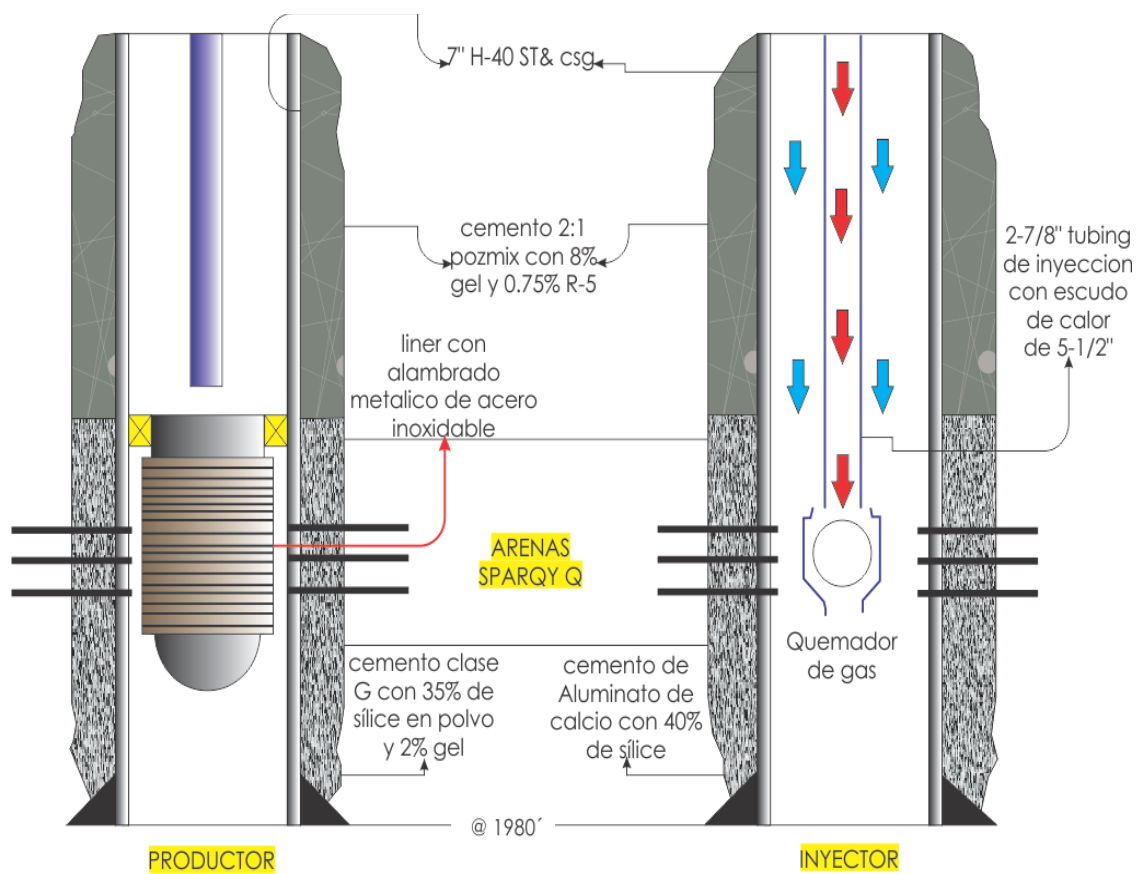
<b>Propiedades</b>	
Profundidad formación (ft)	>1900
Espesor productor (ft)	19
Permeabilidad (mD)	3,500
Porosidad (%)	31
T° del Yacimiento (°F)	70°F
Presión del yacimiento (psig)	100
Viscosidad (cp)	2,000
Gravedad del Aceite (°API)	15.6
Soil al inicio del proceso (%)	86
Swi (%)	14
OOIP (Bbl/A – F)	2,016
Tipo de arenas	arenas no-consolidadas

FUENTE: G.V. Cady; S.J. Hoffman; R.M.Scarborough. “Silverdale Combination Thermal Drive Project”. SPE 8904. 1980.

Cabe recalcar respecto a los pozos inyectores, que previo al proceso de ignición en los pozos, se circularon alrededor de 30 barriles de diesel por cada inyector como método de limpieza y remoción de cualquier traza de aceite en el casing. Posteriormente se realizaba la inyección de aire por el anular y gas combustible por el tubing de 2-7/8”, donde alrededor del 10% del aire ingresaba a la coraza de calor mezclándose con el combustible para generar ignición a temperaturas de 800°F.

La producción del campo se vio beneficiada ya que inicialmente por recobro primario se producían 5,000 BOPM el cual luego incremento en los primeros 18 meses del proyecto a 35,000 BOPM. Posteriormente para la fecha de enero de 1978 esta producción decayó a 8,500 BOPM donde el aceite acumulado comprendía alrededor de los 800,000 barriles de aceite o 4% del OOIP. Ya para mediados del año de 1978 y 1979 se incrementó la producción a 14,000 BOPM en parte debido a la iniciación de la inyección de agua en el proyecto.

**FIGURA 35.** Esquema de pozos del proyecto Silverdale, Lloydminster



FUENTE: LOS AUTORES

### 3.1.5. FORMACIÓN TULARE, CAMPO SOUTH BELRIDGE<sup>72</sup>

El método de recobro mejorado por combustión in-situ en el campo de South Belridge fue aplicado inicialmente en la formación Tulare zona B a 700 ft de profundidad por la Mobil Oil corp. En la sección 12 del campo. En el año de 1956 se implementó el primer piloto de combustión in-situ en la formación de Tulare mostrando resultados favorables. Ya en 1964 se optó por una aplicación más extensiva del método de CIS en la sección 12 en las arenas D y E de la formación de Tulare, donde se registraron 36 pozos productores ya para el año de 1976. Se reportaron fallas por abrasión en las ranuras de los liners en alrededor de 10 productores, esto debido al severo efecto abrasivo de las arenas, al parecer asociado a las altas tasas de gas. Sin embargo, cabe recalcar que no hubo la presencia de fallas por altas temperaturas. Es por esta razón que no se recurrió al uso de aceros de acero inoxidable en los pozos. Las características de la formación son las siguientes;

**TABLA 11.** Características de la formación Tulare, South Belridge

Propiedades	
Profundidad promedio (ft)	1,080
Espesor productor (D y E)-(ft)	93
Permeabilidad (mD)	3,000
Porosidad (%)	34
T° del Yacimiento (°F)	95°F
Presión del yacimiento (psig)	420
Viscosidad (cp)	1,600
Gravedad del Aceite (°API)	13
Soi al inicio del proceso (%)	74
Swi (%)	26
OOIP (Bbl/Acre-ft.)/MMbbl	1,900/28.9

<sup>72</sup> C.F. Gates; K.D. Jung; R.A. Surface. "In-Situ Combustion in the Tulare Formation, South Belridge, Kern County, California". Mobil Oil Corp. Mayo de 1978.

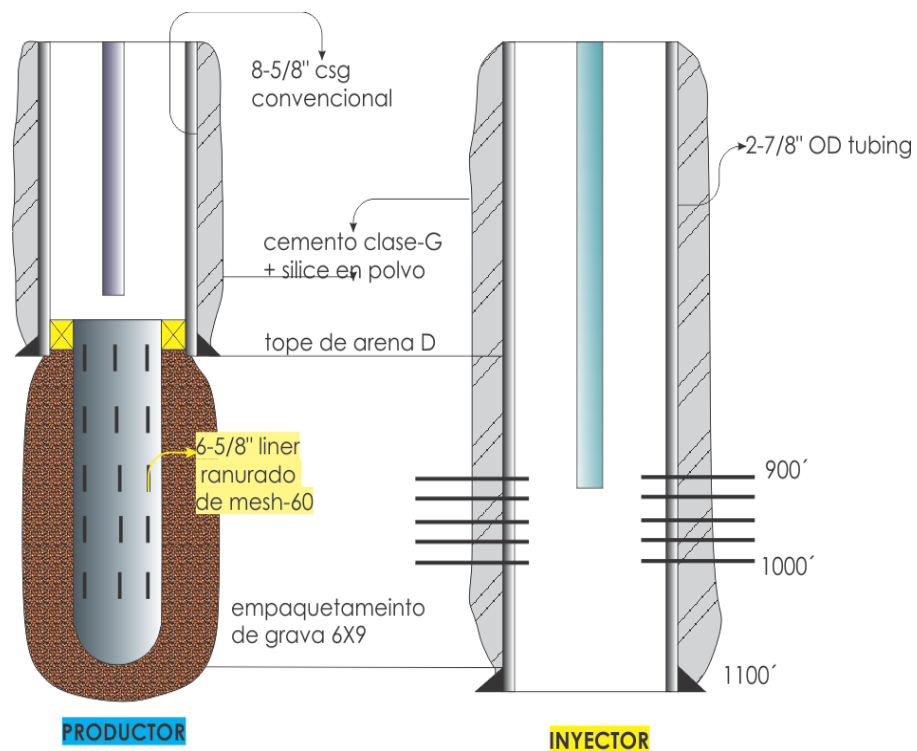
**TABLA 11.** Continuación

Propiedades	
Tipo de arenas	arenas no-consolidadas

**FUENTE:** C.F. Gates; K.D. Jung; R.A. Surface. "In-Situ Combustion in the Tulare Formation, South Belridge, Kern County, California". Mobil Oil Corp. Mayo de 1978.

Desde la aplicación de la combustión in-situ la producción promedio de la por combustión rondaba los 1000 y los 1425 BOPD. Los primeros 22 años de recobro antes de la combustión in-situ fue de 2.6 millones o 9.1% del OOIP. Durante los 12 años de combustión in-situ, el recobro de aceite fue de 3.8 millones de barriles de aceite lo cual equivale al 13.2% del OOIP. Para el año de 1976 se habían recuperado un total de 6.4 millones de barriles o 22.3% del OOIP. Esto de por si represento el doble de los esperad

**FIGURA 36.** Esquema de pozos del campo South Belridge



**FUENTE:** LOS AUTORES

### 3.1.6. CAMPO ESPERSON DOME<sup>73</sup>

El campo de Esperson Dome descubierto en 1929, está localizado en Liberty County, Texas a 32 millas al noreste de Houston. Mobil adquirió el campo a través de la adquisición de la “General Crude Oil Company” en 1979, actuando como único operador. En el año de 1968 el campo presento un pico en la producción de 4900 BOPD el cual decaió rápidamente hasta 1000 BOPD.

Las características del campo son las siguientes;

**TABLA 12.** Características del campo Esperson Dome

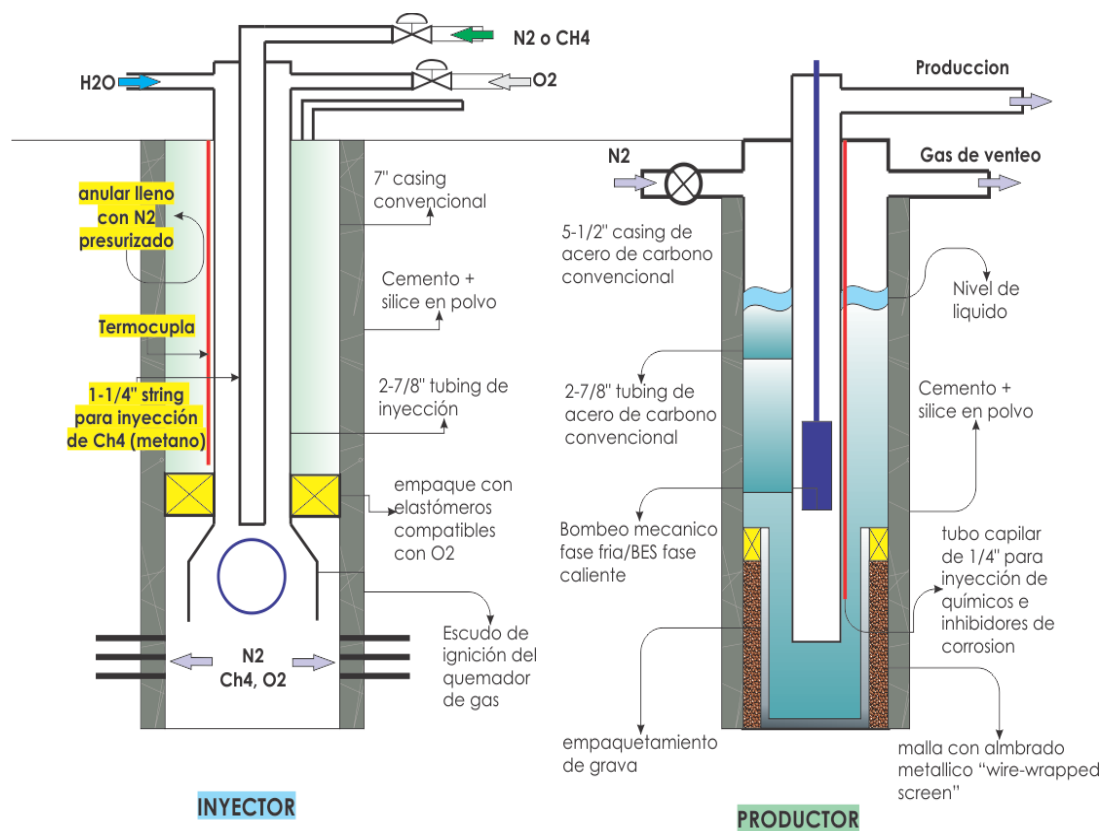
Propiedades	
Profundidad promedio (ft)	2700
Espesor productor (ft)	21 – 45
Permeabilidad (mD)	300 – 1,200
Porosidad (%)	31
T° del Yacimiento (°F)	125
Presión del yacimiento (psig)	1190
Viscosidad (cp)	90
Gravedad del Aceite (°API)	21
Soi al inicio del proceso (%)	74
Swi (%)	36
OOIP (Bbl/Acre–ft.)	850
Tipo de arenas	arenas no-consolidadas

FUENTE: F.N. Pebdani, R. Longoria, Consultant, D.N. Wilkerson, V.N. Venkatesan, “Enhanced Oil Recovery by Wet In-Situ Oxygen Combustion: Esperson Dome Field, Liberty County Texas”, Mobil E&P Services, Mobil R&D Corp. SPE 18072. Octubre de 1988.

<sup>73</sup> F.N. Pebdani, R. Longoria, Consultant, D.N. Wilkerson, V.N. Venkatesan, “Enhanced Oil Recovery by Wet In-Situ Oxygen Combustion: Esperson Dome Field, Liberty County Texas”, Mobil E&P Services, Mobil R&D Corp. SPE 18072. Octubre de 1988.

En la década de los ochentas se optó por implementar un piloto de combustión húmeda con oxígeno en lugar de aire por alrededor de 4 años el cual demostró resultados favorables ya que el oxígeno facilitó un incremento en la velocidad del frente de combustión generando un frente más vigoroso, disminuyó los requisitos de oxígeno y combustible y se incrementaron las concentraciones de CO<sub>2</sub> lo que se tradujo en reacciones de combustión de alta temperatura.

**FIGURA 37.** Esquema de pozos del campo Esperson Dome



ADAPTADO Y MODIFICADO DE: F.N. Pebdani, R. Longoria, Consultant, D.N. Wilkerson, V.N. Venkatesan, "Enhanced Oil Recovery by Wet In-Situ Oxygen Combustion: Esperson Dome Field, Liberty County Texas", Mobil E&P Services, Mobil R&D Corp. SPE 18072. Octubre de 1988.

Este proyecto experimentó algunos problemas operacionales asociados en su mayoría a la presencia de emulsiones, corrosión en los equipos de fondo y ocurrencia de colapso en algunos pozos debido a movimientos de fallas. En determinadas ocasiones la corrosión en los productores fue tan severa hasta el

punto de dañar las bombas de levantamiento artificial, por lo que se instaló un tubo capilar en fondo de pozo de ¼” para la inyección de inhibidores de corrosión y químicos desemulsificantes mitigando de por si el problema.

### **3.1.7. FORMACIÓN MAY-LIBBY – CAMPO DEHLI<sup>74</sup>**

La formación May-Libby se localiza aproximadamente a 1 milla al sureste de la localidad “Dehli and Falls” dentro de las secciones 22 – 27 en el campo de Dehli en Louisiana, USA. Este yacimiento es de la era del cretáceo superior con alrededor de 2 ½ millas de largo y 1 milla de ancho. La producción en este yacimiento comenzó en 1945 hasta 1953 por empuje primario por gas en solución.

Desde 1953 hasta 1966 se implementó el recobro por inyección de agua el cual resulto exitoso. Ya para el año de 1966 en el mes de agosto comenzó el piloto de combustión in-situ en la formación May-libby, donde el piloto consistía de un patrón invertido de 5 puntos en un área de 40 acres con un pozo inyector y cuatro (4) pozos productores, donde al principio se inyectó solo aire u en octubre de 1967 se implementó la inyección simultánea de aire/agua para mayor transferencia de calor.

El proyecto de combustión in-situ en la formación de May – Libby resultó ser un éxito tanto técnico como económico, donde la producción de aceite acumulado atribuidos al proceso térmico fue de 163,080 barriles de aceite en enero de 1970 donde el pico de producción durante los 3 años y medio del proyecto fue de 222 BOPD el cual ocurrió en julio de 1968, con una producción de agua acumulada proveniente del piloto de 148,800 barriles.

---

<sup>74</sup> W.C. Hardy; P.B. Fletcher; J.C. Shepard; E.W. Dittman; D.W. Zadow. “In-Situ Combustion in a Thin Reservoir Containing High – Gravity Oil”. Sun Oil Co. SPE 3053. Febrero de 1972.

La formación presenta las siguientes propiedades;

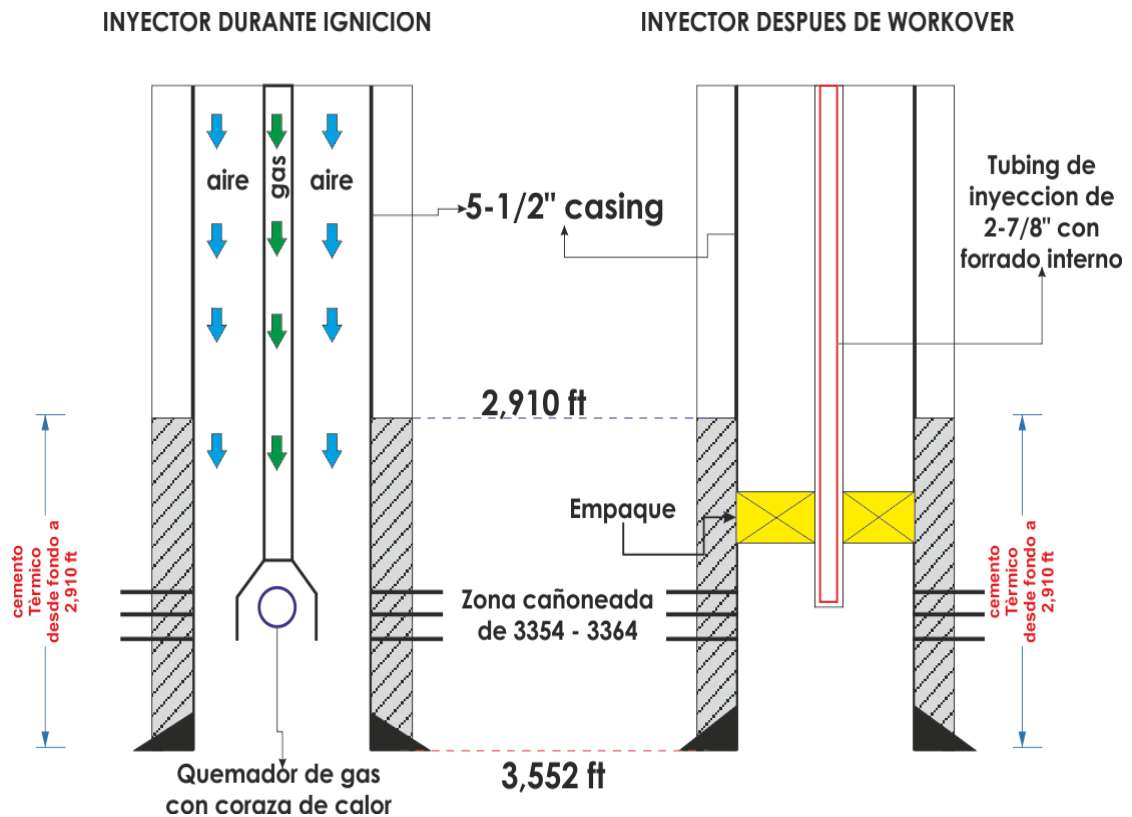
**TABLA 13.** Características de la formación May-Libby, campo Dehli

Propiedades	
Profundidad promedio (ft)	3,400
Espesor productor (ft)	2 - 12
Permeabilidad prom. (mD)	1,069
Porosidad (%)	31.2
T° del Yacimiento (°F)	135
Presión del yacimiento (psig)	1,556
Viscosidad (cp)	3
Gravedad del Aceite (°API)	40
Soi al inicio del proceso (%)	70
Swi (%)	30
OOIP (Bbl/Acre-ft.)-MMSTB	1,395/8.35
Tipo de arenas	---

FUENTE: W.C. Hardy; P.B. Fletcher; J.C. Shepard; E.W. Dittman; D.W. Zadow. "In-Situ Combustion in a Thin Reservoir Containing High – Gravity Oil". Sun Oil Co. SPE 3053. Febrero de 1972.

Para el pozo inyector se utilizó un quemador de gas con coraza o escudo de calor para realizar la ignición. Sin embargo una vez alcanzada la máxima tasa de inyección de aire, la presión de inyección comenzó a aumentar y hubo problemas de baja inyectividad a la formación. Esto se debió a la acumulación de **óxido de hierro** en las zonas cañoneadas, lo cual fue tratado con tratamientos ácidos y operaciones de workover. Durante la operación de workover la coraza de calor del pozo fue removida con condiciones de colapso debido a las altas temperaturas experimentadas durante la etapa de ignición donde también el casing sufrió de colapso. El casing fue reparado exitosamente y se implementó un tubing de 2-7/8" con forrado interno y un empaque para aislar el anular de las temperaturas.

FIGURA 38. Esquema de pozo inyector – campo Delhi.



FUENTE: LOS AUTORES

### 3.1.8. PILOTO DE RIGG – CAMPO CARLYLE<sup>75</sup>

Durante la década de los sesentas se aplicó inicialmente un piloto de combustión en 1966 en el campo de Carlyle en el condado de Allen en Kansas (USA), que logró recuperar alrededor de 32,500 barriles de aceite en 25 meses de prueba. Posteriormente se implementaron otros 3 proyectos de combustión in-situ (2 de combustión continua y uno de combustión en reverso). Estos proyectos se implementaron en la formación de crudo pesado de Battlesville a una profundidad promedio de 860 ft. Uno de estos proyectos es el denominado piloto de RIGG. Este proyecto comprendía un patrón inverso de 5 pozos junto con un pozo observador en un área de 2.5 acres en el sector 10 (R-18-E) del campo de Carlyle, localizado a una milla de la parte noreste del área de prueba

<sup>75</sup> L.F. Elkins; A.M. Skov; P.J. Martin; D.R. Lutton. "Experimental Fireflood – Carlyle Field, Kansas". Sohio Petroleum Co. SPE 5014. 1974.

de Wiggins, donde se había realizado anteriormente la combustión en reverso. La ignición del piloto comenzó en julio 18 de 1969 hasta julio 1 de 1970. Aunque piloto si ayudo en el incremento de la producción de esa zona, su desempeño no presento un atractivo económico lo suficiente como para expandir el proyecto, ya que aunque si hubo un incremente en la producción de crudo, las tasas de este rondaban entre los 10 – 20 BOPD entre los años de 1969 y 1970.

EL proyecto de RIGGS en el sector 10 no presento los problemas de obstrucciones en los inyectores de los anteriores proyectos debido a backflow y aceite residual. Sin embargo el casing y el string con termocuplas del pozo observador si sufrieron daños de colapso debido a la presencia de temperaturas alrededor de los 700°F, al parecer debido a la suavización del acero y posiblemente a una falla en el aislamiento térmico del cemento, ya que este pozo solo fue utilizado para registro de temperaturas, mas no para muestreo de fluido. Este es un claro ejemplo de la importancia de implementar aceros resistentes a las altas temperaturas, ya sean aceros templados o de acero inoxidable ay que con solo el aislamiento térmico del cemento no es suficiente.

Las propiedades de la formación del proyecto de RIGG se presentan en la siguiente tabla:

**TABLA 14.** Características de la formación Battlesville, Campo Carlyle

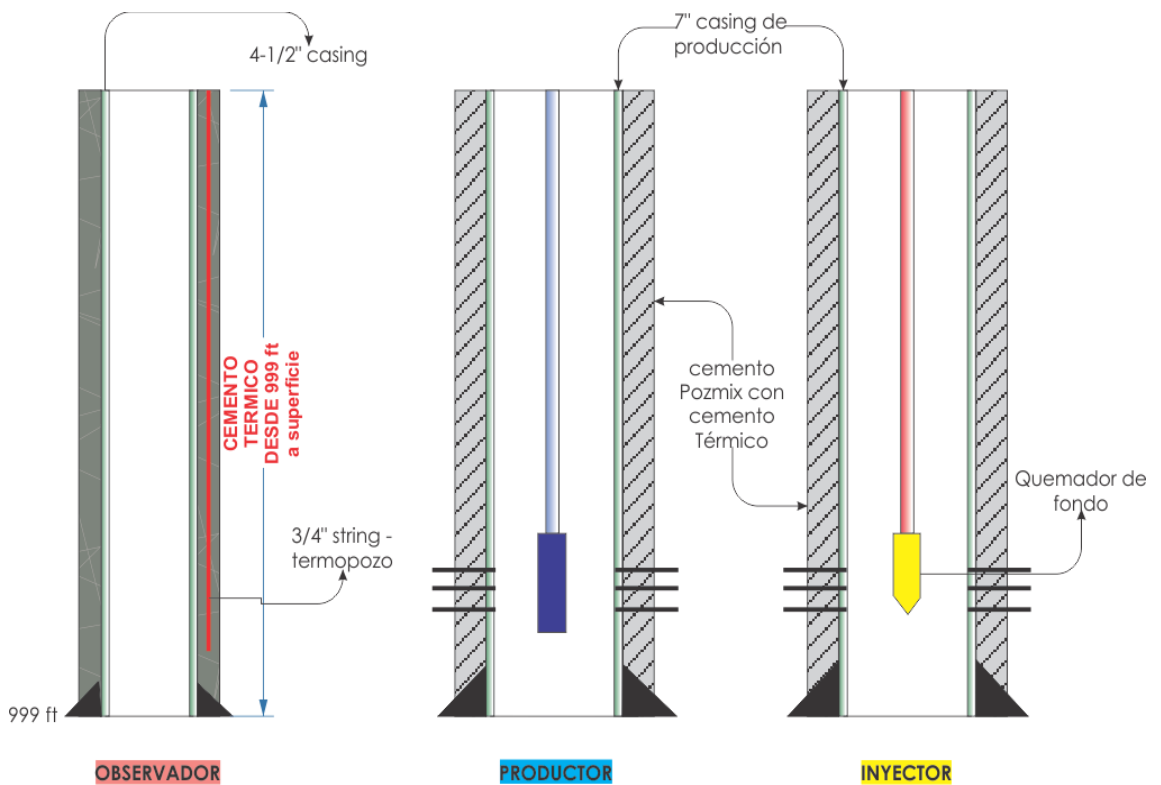
Propiedades	
Profundidad promedio (ft)	860
Espesor productor (ft)	35 - 45
Permeabilidad prom. (mD)	216 - 672
Porosidad (%)	25
T° del Yacimiento (°F)	74

**TABLA 14.** (Continuación)

Propiedades	
Presión del yacimiento (psig)	320
Viscosidad (cp)	700
Gravedad del Aceite (°API)	19
Soil al inicio del proceso (%)	40 - 50
Swi (%)	10 - 30
OOIP (Bbl/Acre-ft.)	1350
Tipo de arenas	Arenas consolidadas

**FUENTE:** L.F. Elkins; A.M. Skov; P.J. Martin; D.R. Lutton. "Experimental Fireflood – Carlyle Field, Kansas". Sohio Petroleum Co. SPE 5014. 1974.

**FIGURA 39.** Esquema de pozos del campo Carlyle – Sector 10



**FUENTE:** LOS AUTORES

### 3.1.9. CAMPO DE NORTH TISDALE<sup>76</sup>

El campo de North Tisdale se localiza en el condado de Johnson en la zona norte – central del estado de Wyoming, USA. La formación productora de este campo se denomina la formación “Curtis”, la cual fue descubierta en junio de 1952. Para el año de 1957 la empresa Continental Oil Co. realizó la primera prueba de inyectividad de aire en el campo de North Tisdale, y ya para mayo de 1959 se realizó la primera ignición en el piloto de combustión húmeda en un área 12.5 acres.

A lo largo del proyecto se realizaron algunas modificaciones como la inyección simultánea o cíclica de aire y agua, así como la estimulación cíclica con vapor en los pozos productores. La zona de combustión estuvo activa por alrededor de 3 años y medio en el patrón del piloto. Se estima que durante los que durante los 3 años y medio de la faceta de combustión se alcanzaron a desplazar alrededor de 200,000 barriles de solo en la zona del piloto.

**TABLA 15.** Características de la formación Curtis, Campo North Tisdale

Propiedades	
Profundidad (ft)	776 - 1090
Espesor productor neto (ft)	50
Permeabilidad prom. (mD)	1,034
Porosidad (%)	24,5
T° del Yacimiento (°F)	73
Presión del yacimiento (psig)	290
Viscosidad (cp)	175
Gravedad del Aceite (°API)	21
Soi al inicio del proceso (%)	64.6
Swi (%)	35.4
OOIP (Bbl/Acre–ft.)/MMbbl	1,230/15

<sup>76</sup> W.L. Martin; J.D. Alexander; J.N. Dew; J.W. Tynan. “Thermal Recovery at North Tisdale”. Continental Oil Co. SPE 3595. Mayo de 1972.

**TABLA 15.** (Continuación)

Propiedades	
Tipo de arenas	Arenas consolidadas

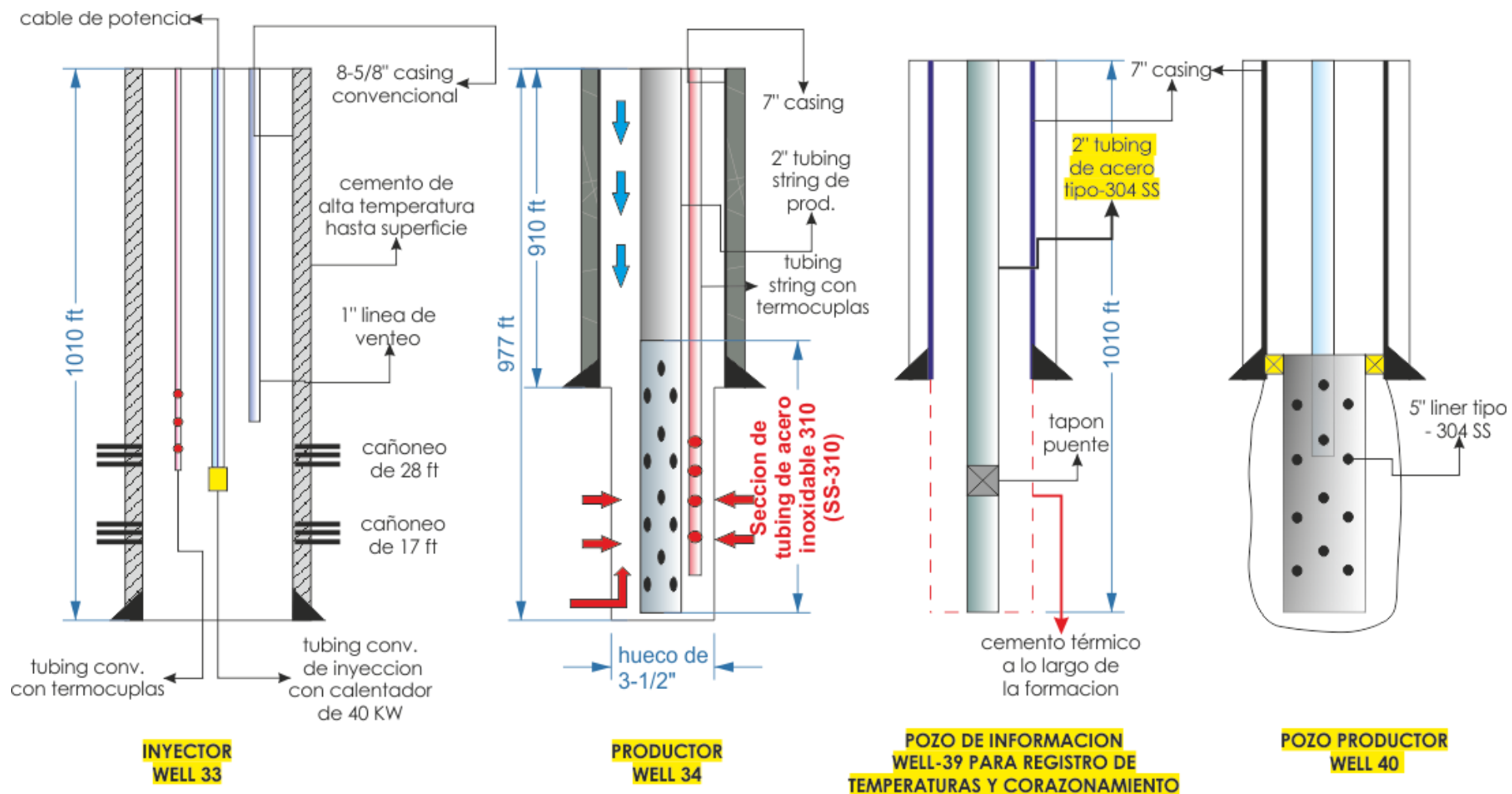
FUENTE: W.L. Martin; J.D. Alexander; J.N. Dew; J.W. Tynan. "Thermal Recovery at North Tisdale". Continental Oil Co. SPE 3595. Mayo de 1972.

Este proyecto en general presento algunos problemas asociados al pozo productor infill 34, el cual fue completado a hueco abierto donde se corrió un tubing de producción con una sección de 100 ft de acero inoxidable 310 y un string con termocuplas.

Inicialmente el pozo era refrigerado con crudo de la formación tratado el cual era inyectado por el anular mediante una bomba para evitar la formación de escamas, sin embargo esta bomba fallo por lo que se tuvo que cerrar el pozo en cuyo tiempo se registraron temperaturas de hasta 850°F al día siguiente.

Una vez se instaló la nueva bomba se refrigero el pozo donde decayó la temperatura a 105°F, y se abrió la válvula de choque para producción, pero no hubo producción a través del tubing debido a un taponamiento. Cuando se realizó la operación de workover y se sacó el tubing se observó que el taponamiento se debió a la formación de coque durante el tiempo en el que el pozo estuvo cerrado, el cual tuvo que perforarse. Así mismo la sección de SS-310 del tubing presento derretimiento en las perforaciones. Realizado el workover se corrió el tubing y se decidió inyectar agua fría como sistema de refrigeración por lo que no se volvieron a presentar demás problemas en este pozo, el cual fue luego destinado a operaciones de observación y luego a operaciones de inyección de agua.

FIGURA 40. Esquema de pozos del North Tisdale, Wyoming



FUENTE: LOS AUTORES

### 3.1.10. CAMPO MIDWAY SUNSET – SECCIÓN 23<sup>77</sup>

El campo de Midway Sunset, Kern County, California, fue descubierto en 1957 y parcialmente desarrollado hasta 1959 por la Mobil Oil Corp. La cual implemento proyectos piloto de CIS en la formación de MOCO de la sección 34 con éxito. Por otro la Santa Fe Energy Company implemento sus primeros pilotos de combustión in-situ en las secciones 36 y 6 del campo Midway Sunset entre los años 1967 y 1972 los cuales fracasaron debido a una excesiva y heterogénea depleción previa al proceso de CIS. Sin embargo para el año de 1972 implemento el piloto de CIS en la sección 23 en el yacimiento denominado “Potter Sands” en la zona B el cual si resulto exitoso, donde posteriormente se expandió el proceso de combustión in-situ en la sección 23 con tres nuevos patrones inversos de 9 pozos. Ya para 1980 se dio la expansión en toda la sección 23 con 7 nuevos patrones inversos de 5 pozos en la formación de potter sands. La producción de aceite incremental desde la expansión del proyecto hasta el año de 1987 se registró a un valor cercano a los 500,000 barriles de aceite por el proceso de combustión.

Los pozos inyectores implementados durante la expansión del proceso, a pesar de haber sido diseñados para procesos térmicos sufrieron serios daños en los casings debido a periodos de fallas y apagones en los compresores durante la etapa de ignición. Una vez establecida la ignición y con la posterior falla de algunos compresores los cuales para esa época ya eran antiguos, se presentaron ocurrencias de **backflow** de las arenas de la formación las cuales en algunas ocasiones ya estaban calentados generando un efecto bastante abrasivo, así como problemas de obstrucción. Los inyectores también presentaron problemas de acumulación de **asfaltenos** en la zona cañoneada. Los problemas de arena en los inyectores fueron solucionados mediante tratamientos de inyección de espumas y las zonas cañoneadas fueron “squeeze-washed” o lavadas con solventes de asfáltenos seguido de pequeños volúmenes de vapor o agua para evitar explosiones o problemas por

---

<sup>77</sup> R.L. Williams, J.A. Jones, y T.M. Counihan, “Expansion of a Successful In-situ Combustion Pilot in the Midway Sunset Field”, Santa Fe Energy Corp. SPE 16873. 1987.

combustión en reverso. Otra de las principales causas de los problemas de arenamiento, era el hecho de que la lechada del cemento térmico era demasiado delgada y los cañones estaban sobredimensionados, como lo que facilito enormemente el efecto abrasivo de las arenas.

En cuanto a los pozos productores, estos tenían un diseño de control de arenas más reforzado, por lo que los problemas de producción de arenas no fueron superiores a los que se presenciaron en proyectos paralelos de inyección de vapor en ese mismo campo.

En cuanto a la corrosión, los productores registraron la presencia de gases como el H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y CO, sin embargo los aceros implementados resultaron en la mayoría de los casos resistentes a los gases agrios. En los pocos casos que si hubo presencia de corrosión, se implementaron tratamientos de inyección de inhibidores de corrosión cada una o dos semanas en los pozos.

Las propiedades de la formación son las siguientes:

**TABLA 16.** Características de la formación Potter Sands, Campo Midway Sunset

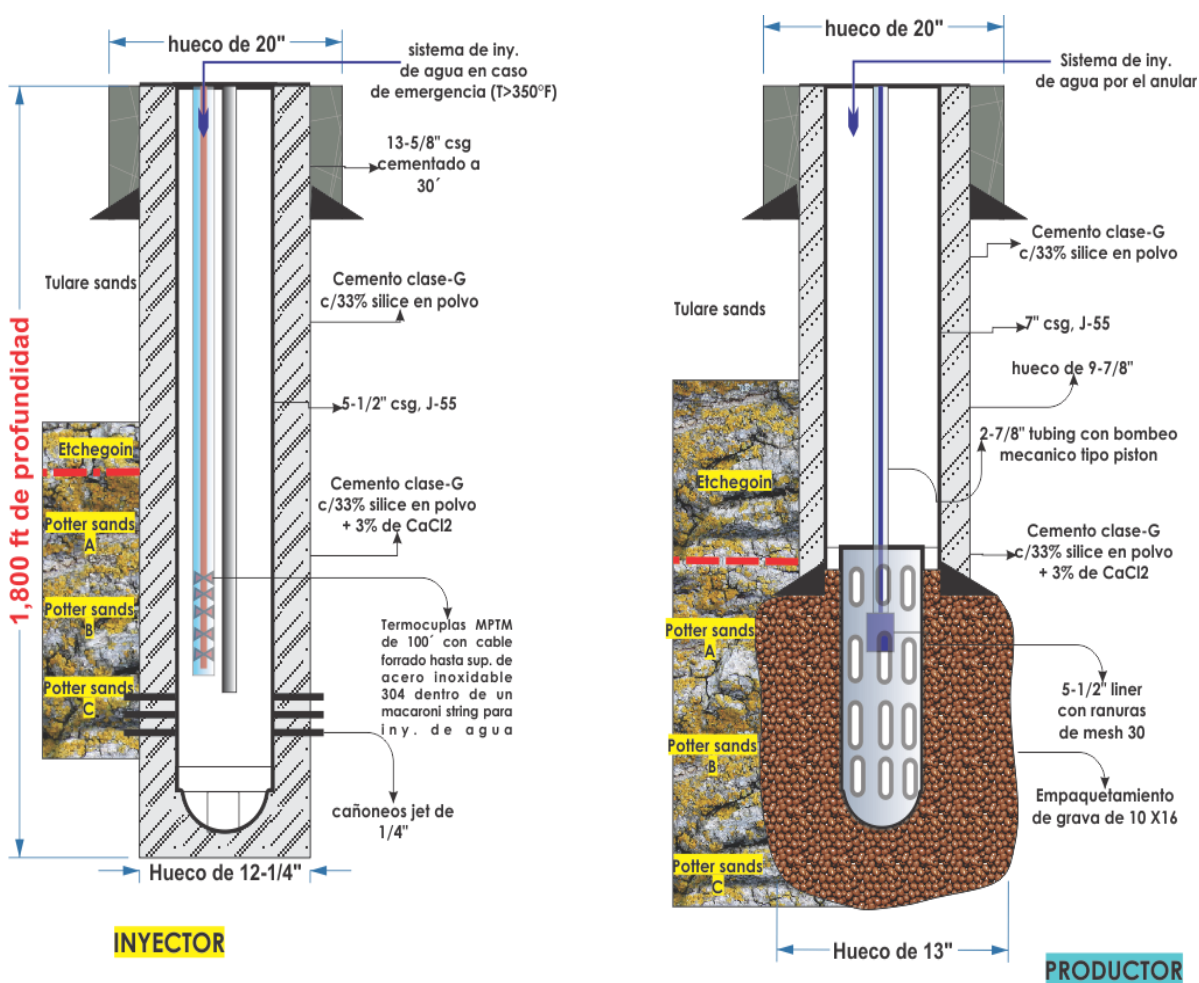
Propiedades	
Profundidad (ft)	1700
Espesor productor neto (ft)	200
Permeabilidad prom. (mD)	200 – 4000
Porosidad (%)	30 – 35
T° del Yacimiento (°F)	110
Presión del yacimiento (psig)	20
Viscosidad (cp)	2770
Gravedad del Aceite (°API)	11.5
Soi al inicio del proceso (%)	40 – 70
Swi (%)	25 – 45

TABLA 16. (Continuación)

Propiedades	
OOIP (Bbl/Acre-ft.)/MMbbl	---
Tipo de arenas	No-consolidadas

FUENTE: R.L. Williams, J.A. Jones, y T.M. Counihan, "Expansion of a Successful In-situ Combustion Pilot in the Midway Sunset Field", Santa Fe Energy Corp. SPE 16873. 1987.

FIGURA 41. Esquema de pozos del campo Midway Sunset – Sección 23



ADAPTADO Y MODIFICADO DE: R.L. Williams, J.A. Jones, y T.M. Counihan, "Expansion of a Successful In-situ Combustion Pilot in the Midway Sunset Field", Santa Fe Energy Corp. SPE 16873. 1987.

### 3.1.11. CAMPO MIGA, VENEZUELA \*

El campo de Miga se localiza aproximadamente 25 km al sur de San Tome, estado de Anzoátegui en la parte noreste de Venezuela. Desde 1964 hasta 1985 se implementó el primer piloto de combustión in-situ en las arenas productoras P2 – 3 de la formación oficina del oligoceno - mioceno, donde debido al éxito tanto económico como comercial se dio la expansión del proceso.

La inyección de aire comenzó en Abril 1 de 1964 con cinco (5) productores en operación, donde ocurrió la ignición espontanea a mediados de Mayo de 1964. El OOIP estimado era 22 millones de barriles de aceite. Para abril de 1984 se habían producido alrededor de 5 millones de aceite o lo que equivale al 25% del OOIP por el proceso de combustión.

La formación P2 – 3 del campo de Miga tiene las siguientes características;

**TABLA 17.** Características de la formación P2-3 campo de Miga, Venezuela

Propiedades	
Profundidad (ft)	4000 - 4350
Espesor productor neto (ft)	25
Permeabilidad prom. (mD)	5000
Porosidad (%)	22.6
T° del Yacimiento (°F)	146
Presión del yacimiento (psig)	1520
Viscosidad (cp)	280 – 430
Gravedad del Aceite (°API)	13 – 14
Soi al inicio del proceso (%)	75
Swi (%)	22
OOIP (MMbbl)	22

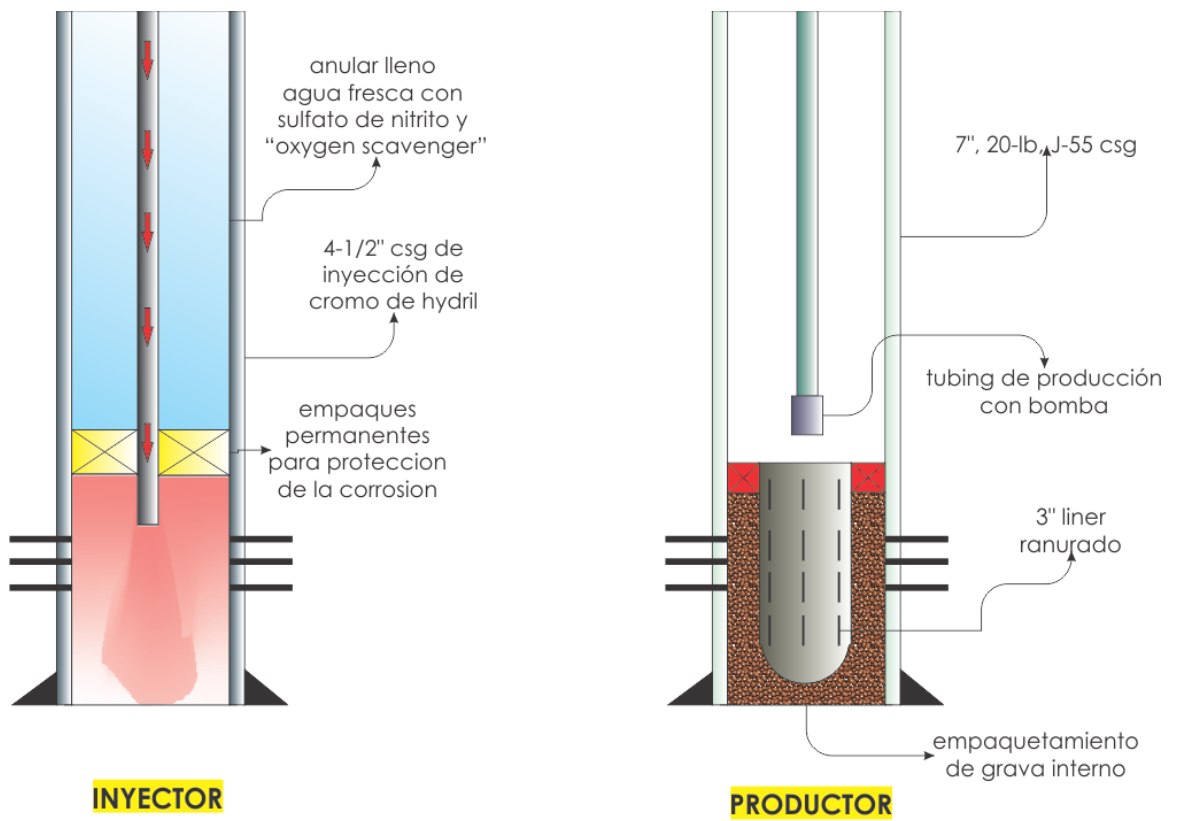
\* Ver referencia 69.

**TABLA 17.** (Continuación)

Propiedades	
Tipo de arenas	Levemente consolidada

**FUENTE:** M. Villalba; M. Estrada; J. Bolívar. "In-Situ Combustion Field Experiences in Venezuela". INTEVEP, S.A., Caracas, Venezuela 1994.

**FIGURA 42.** Esquema de pozos del campo Miga, Venezuela



**FUENTE:** LOS AUTORES

### 3.1.12. PROYECTO GOLDEN LAKE, REGIÓN DE LLOYDMINSTER<sup>78, 79</sup>

La región de Lloydminster (Canadá) ha sido explotada por diversas empresas, entre ellas se encuentra Husky Oil Operations la cual lleva implementando proyectos de combustión in-situ en la región de Lloydminster desde 1968, donde ha operado alrededor de cinco (5) proyectos de CIS los cuales incluyen; proyecto de Tangleflags, proyecto de Aberpeldy, y los proyectos de inyección de oxígeno de Golden Lake, Sparqy, y Waseca. Proyectos como el “Golden Lake Sparky Fireflood” fue aplicado a la formación Sparky presentando las siguientes características;

**TABLA 18.** Características proyecto Golden Lake Sparky

Propiedades	
Profundidad formación (ft)	1624
Espesor productor (ft)	18
Permeabilidad (mD)	1200
Porosidad (%)	31
T° del Yacimiento (°F)	69.8
Presión del yacimiento (psi)	507.6
Viscosidad (cp)	3500
Gravedad del Aceite (°API)	12 – 13
Soil al inicio del proceso (%)	73
Swi (%)	27
OOIP (Bbl/A – F)	---
Tipo de arenas	arenas no-consolidadas

**FUENTE:** Karl A. Miller, Darrel D. Jaques. “Recent Observations at the Golden Lake Sparky Fireflood Pilot”. Husky Oil Operations Ltd., Calgary, Alberta. JCPT88 – 01 – 04. Enero – Febrero de 1988.

<sup>78</sup> M.A. Langley. “In Situ Combustion Experiences, Husky Oil – Operations”. Husky Oil Operations Ltd. 1985.

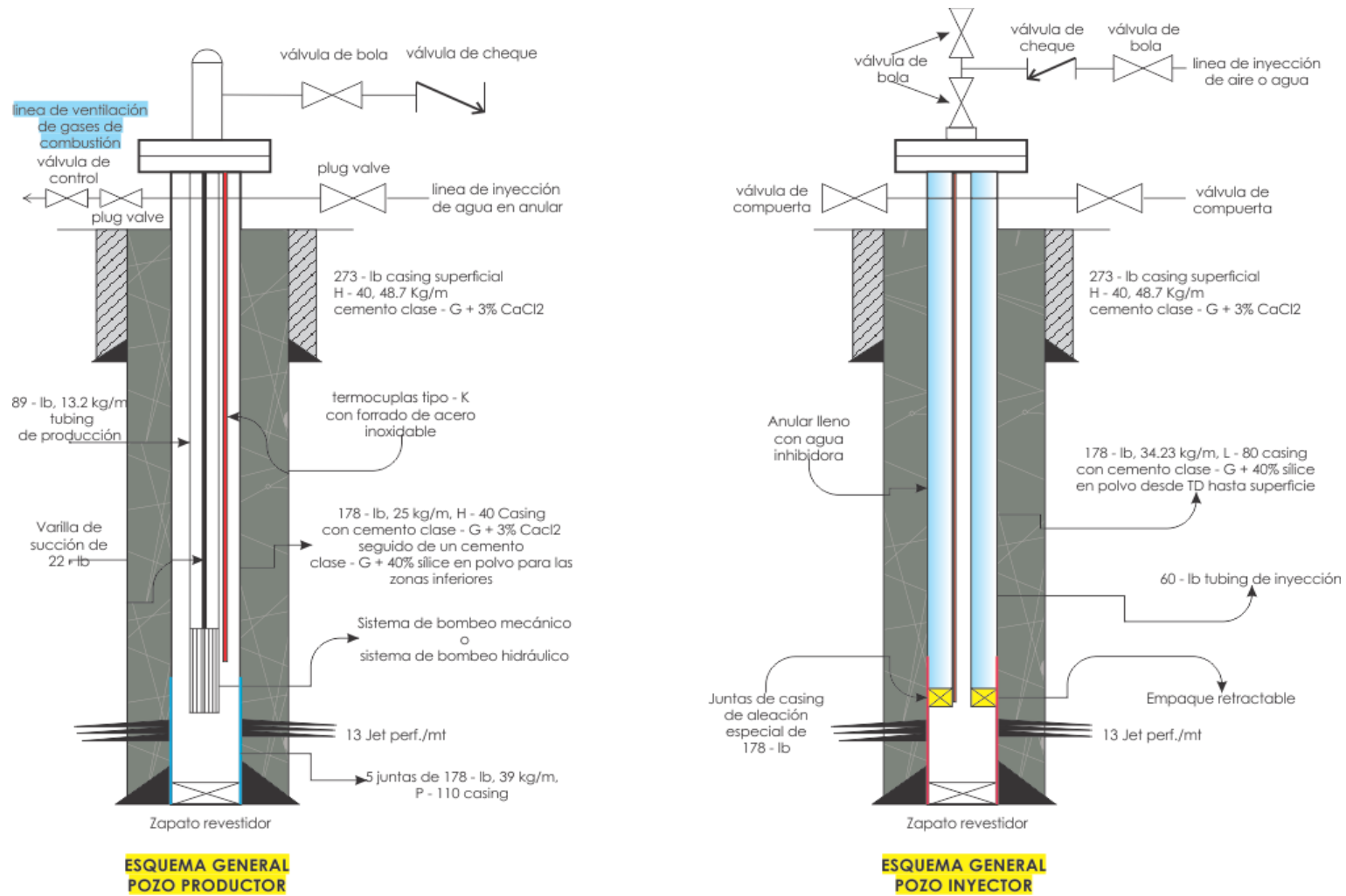
<sup>79</sup> Karl A. Miller, Darrel D. Jaques. “Recent Observations at the Golden Lake Sparky Fireflood Pilot”. Husky Oil Operations Ltd., Calgary, Alberta. Enero – Febrero de 1988. JCPT88 – 01 – 04.

Este proyecto ya había experimentado anteriormente problemas con el funcionamiento de sus bombas debido a corrosión, emulsiones, malfuncionamientos por bloqueo por gas en las bombas, entre otros. Estos pudieron ser mitigados satisfactoriamente mediante programas de inhibidores de corrosión e inyección de diluyentes en fondo de pozo. Las temperaturas en los pozos eran registradas por medio de termocuplas tipo – k en caso de ser necesaria la inyección de agua fría.

En el caso de los pozos inyectoros estos tenían un sistema de soporte en caso de fallas en el compresor donde automáticamente se inyectaba agua al pozo para evitar situaciones de backflow o que el pozo experimentase altas temperaturas debido a un burnback. Adicionalmente después de la ignición la cual era realizada por medio de un quemador de gas en fondo, se corría un termocupla para el registro de temperaturas en fondo de pozo y de tal forma detectar situaciones de backflow o burnback.

Se utilizó acero de aleación especial en las últimas juntas de los inyectoros para protección contra la inyección de oxígeno, agua, y los efectos de alta temperatura durante la ignición. Adicionalmente se posiciono un empaque dentro de estas juntas de acero especial para aislar al pozo de los efectos nocivos. Todos los materiales de los empaques, y lubricantes de válvulas eran compatibles con oxígeno.

**FIGURA 43. Esquema de pozos de la Husky Oil Operations en Lloydminster**



ADAPTADO Y MODIFICADO DE: M.A. Langley. "In Situ Combustion Experiences, Husky Oil – Operations". Husky Oil Operations Ltd. 1985.

### 3.1.13. PROYECTO PILOTO – CAMPO SLOSS<sup>80</sup>

El campo de Sloss con un aceite original en sitio de 38 millones de barriles de aceite, es uno de los campos más grandes de la cuenca de Denver. Este se localiza cerca de la ciudad de Kimball en el condado de Kimball, Nebraska. Este fue descubierto en 1954 donde se obtuvo un pico de producción de 9,600 BOPD para 1957, y para el año de 1958 había decaído drásticamente la presión original de yacimiento desde 1328 psia hasta unos 400 psia, lo que provocó la terminación de las operaciones de explotación primaria donde se llegaron a completar alrededor de 100 pozos.

La Amoco Production Co. implementó a mediados de 1958 un proceso de inyección de agua el cual presentó resultados favorables. Terminado este proceso se implementó un proyecto piloto de COFCOW (inyección aire/agua) en 1963, ya cuando la mayoría del yacimiento había sido anteriormente inundado con agua. Para mayo de este mismo año se realizó la ignición y en julio 7 de 1963 se inició con la inyección aire – agua en el piloto. Este piloto se aplicó en un patrón inverso de 5 pozos en un área de 40 acres. En un comienzo esta formación no era un prospecto ideal para un proceso de combustión debido a sus características, sin embargo contaba con una gran ventaja por encima de otros proyectos de recobro térmico debido al elevado valor °API del crudo. Se demostró con este piloto el éxito de la combustión húmeda en formaciones previamente inundadas con agua, donde se obtuvo una producción de 80,000 de barriles de aceite en un patrón de 40 acres por COFCOW. En marzo 6 se terminó con toda operación de inyección en el piloto para acondicionamiento de la expansión del proceso. Esta expansión consistió al principio de seis patrones de cinco pozos y 80 acres cada uno. Luego se expandió el proceso a un área de 960 acres.

---

<sup>80</sup> David R. Parrish, Charles B. Pollock, N.L. Ness, F.F. Craig, Jr. "A Tertiary COFCOW Pilot Test in the Sloss Field, Nebraska". SPE 3839. Junio de 1974.

Debido a la naturaleza agresiva del proceso se decidió inyectar aire por el tubing de inyección y agua por el anular para minimizar la corrosión en el inyector del primer piloto. Ya que en el fondo estos dos fluidos se mezclarían, se utilizaron aceros de aleación especial en los intervalos inferiores de casing con **Incoloy** y un “pup joint” de **Inconel** de 10 ft en el fondo del tubing los cuales presentaron resultados muy favorables con una muy mínima corrosión.

Por encima de la junta de Incoloy en el tubing se encontraba una junta con recubrimiento interno y externo de plástico fenólico que presentó buenos resultados. Sin embargo este material quedó expuesto al aire y al agua cuando se tuvo que cañonear por encima de esta junta debido a un taponamiento en la válvula de cheque producto de la formación de una escama de carbonato de calcio a los dos años de inyección. Cuando se levantó el tubing para reemplazar la válvula de cheque, alrededor del 80% del plástico fenólico de esa junta había desaparecido debido a la corrosión por exposición de agua con trazas de oxígeno y aire con algo de humedad. Sin embargo la corrosión en el resto de las juntas fue muy leve. Sin embargo a largo de la duración del proyecto fueron los residuos de esta leve corrosión lo que ocasionó el taponamiento en la zona cañoneada a los dos años de inyección. Para remediar el problema de la obstrucción en las perforaciones, en mayo de 1965 se permitió el proceso de backflow (permitir una caída de presión en el inyector para que ingresen los fluidos de formación) por alrededor de 2 horas para limpiar el pozo y luego se continuó con la inyección.

En cuanto a los productores, estos presentaron una muy leve tasa de corrosión en fondo de pozo probablemente debido a la ausencia de oxígeno en los productores. Tampoco se reportó la presencia de escamas, sin embargo si hubo problemas de erosión en los equipos de superficie como los chokes del pozo, manifold y en los codos de las líneas de flujo ya casi finalizando el proyecto en el verano de 1965. Este problema se debió a una alta producción de fluidos, por lo que se recurrió al uso de aceros inoxidable en equipos como los chokes con cierto éxito.

Con el advenimiento de la expansión muchos de los pozos para propósitos de inyección o producción eran pozos que fueron completados de forma convencional en la década de los cincuentas durante el proceso de inundación de agua. Los pozos inyectoros en la expansión fueron adecuados con juntas de inconel en el tubing de inyección y se corrieron liners J-55 de Hydril con juntas A-95 para proteger a los casing convencionales de las altas presiones de inyección de aire. La corrosión en estos pozos vario entre leve a severa en algunos pozos. Aquellos que mostraron mayor corrosión por agua y aire se les aplico tratamientos de inhibidores de corrosión.

Los pozos productores durante la expansión eran pozos convencionales que inicialmente en el proceso de combustión húmeda no presentaron problemas por lo que no se utilizaron aceros aleados en fondo de pozo. Sin embargo con el transcurrir del tiempo y con la aproximación del frente se presentaron serios problemas de emulsiones estables las cuales fueron tratadas con desemulsificantes con un costo de 41.85 US\$/día en la década de los setentas. Con la llegada del frente de combustión se presentaron serios problemas de erosión y corrosión por la migración excesiva de arenas, las altas temperaturas y la alta velocidad de los fluidos. Se trató de mitigar estos efectos con la implementación de liners y empaquetamientos de grava sin embargo no tuvieron éxito ya que el frente de combustión ya había irrumpido en algunos productores.

**TABLA 19.** Características del campo Sloss

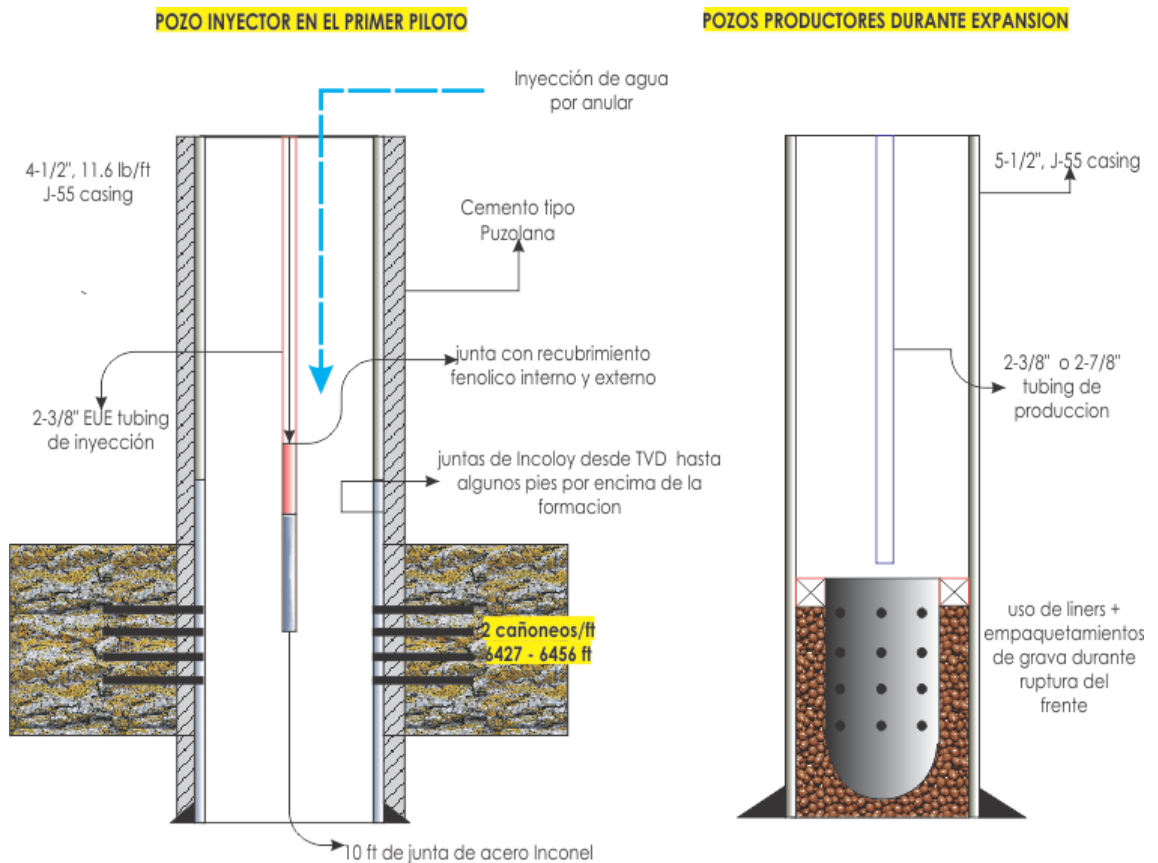
Propiedades	
Profundidad formación (ft)	6200
Espesor productor (ft)	11
Permeabilidad (mD)	482
Porosidad (%)	20
T° del Yacimiento (°F)	200
Presión del yacimiento (psi)	3300

**TABLA 19.** (Continuación)

Propiedades	
Viscosidad (cp)	0.8
Gravedad del Aceite (°API)	38.8
Soil al inicio del proceso (%)	30
Swi (%)	70
OOIP (Bbl/A – F)	443
Tipo de arenas	Arenas consolidadas

**FUENTE:** David R. Parrish, Charles B. Pollock, N.L. Ness, F.F. Craig, Jr. "A Tertiary COFCOW Pilot Test in the Sloss Field, Nebraska". SPE 3839. Junio de 1974.

**FIGURA 44.** Esquema de pozos inyector – campo –Sloss



**FUENTE:** LOS AUTORES

### 3.1.14. CAMPO BUFFALO<sup>81</sup>

El campo de Buffalo es uno de los proyectos de HPAI más antiguos actualmente en operación. Este se localiza en el condado de Harding en la punta noroeste del estado del Sur de Dakota (USA), en el flanco suroeste de la cuenca de Willinston. Este campo produce de la formación carbonatada de Red River a una profundidad aproximada de 8,500 ft. El proyecto de inyección de aire en el campo de Buffalo comenzó en el sector 3.5 con el proyecto denominado Buffalo Red River Unit (BRRU) en 1978. Debido a los resultados favorables de este piloto, se decidió expandir el proceso a nueve secciones del campo en septiembre de 1980 y a doce secciones en 1981. Posterior a esto se realizó la aplicación del proceso de inyección de aire en la sección sur y oeste del campo de Buffalo. Desde el año de 1979 al 2007 se han inyectado aproximadamente 240 BSCF de aire, con un resultado de 17.2 millones de barriles de aceite incremental por el proceso de HPAI, lo que equivale al 9.4% del OOIP. La principal formación productora del campo Buffalo era la denominada Red River B cuyas características son las siguientes;

**TABLA 20.** Características del campo Buffalo

Propiedades	
Profundidad formación (ft)	8500
Espesor productor (ft)	15
Permeabilidad (mD)	10
Porosidad (%)	16
T° del Yacimiento (°F)	215
Presión del yacimiento (psi)	3600
Viscosidad (cp)	2.4
Gravedad del Aceite (°API)	32
Swi (%)	50

<sup>81</sup> D. Gutiérrez, SPE, Computer Modelling Group Ltd; R.J. Miller, SPE, MRM Engineering Consultants; A.R. Taylor, SPE, y B.P. Thies, Continental Resources Inc; V.K. Kumar, El Paso Exploration and Production Co. "Buffalo Field High – Pressure Air Injection Projects: Technical Performance and Operational Challenges". SPE 113254. Abril de 2008.

**TABLA 20.** (Continuación)

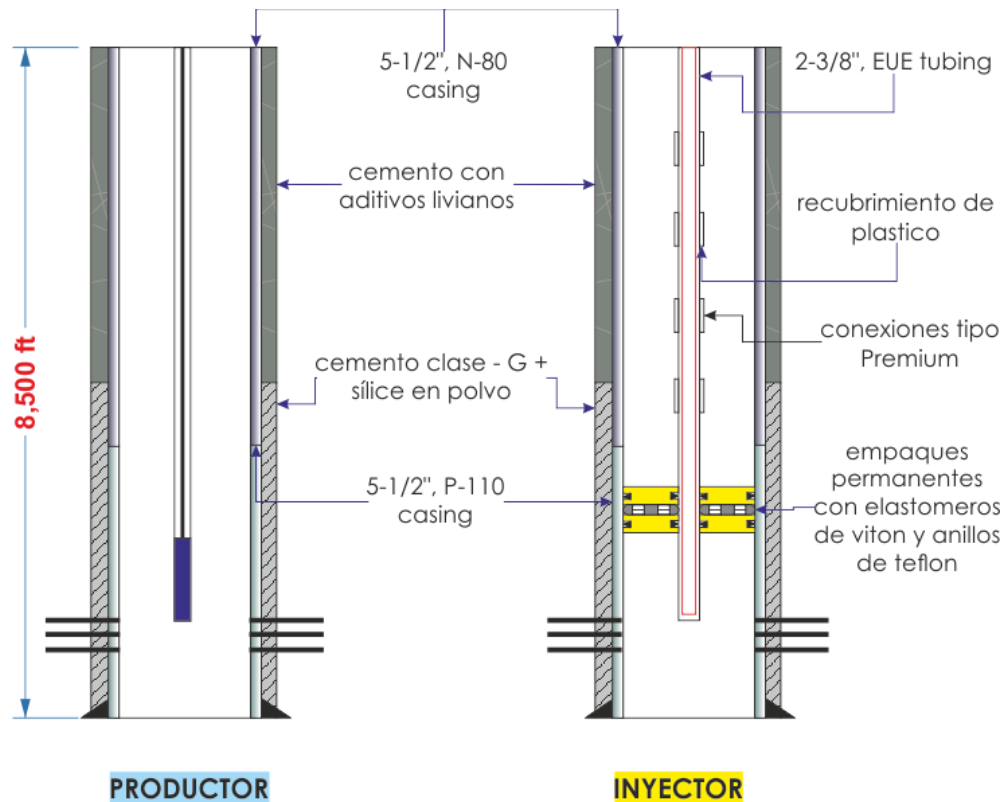
Propiedades	
Tipo de arenas	Limolitas y limolitas dolomíticas

FUENTE: D. Gutiérrez, SPE, Computer Modelling Group Ltd; R.J. Miller, SPE, MRM Engineering Consultants; A.R. Taylor, SPE, y B.P. Thies, Continental Resources Inc; V.K. Kumar, El Paso Exploration and Production Co. "Buffalo Field High – Pressure Air Injection Projects: Technical Performance and Operational Challenges". SPE 113254. Abril del 2008.

Los pozos productores tuvieron varios problemas asociados a la corrosión por dióxido de carbono tanto en las varillas de la bomba como en el tubing. Inicialmente cuando se presentó un incremento en la producción de gases de combustión la corrosión en el tubing y otros equipos fueron mínimas, sin embargo cuando se incrementó el flujo de líquidos estos contenían disuelto dióxido de carbono y fue en esta etapa donde sí se presentaron fallas en los tubing de producción. Para mitigar estos problemas se recurrió a la inyección de químicos a lo largo del anular además del reemplazo del tubing de acero por un tubing con recubrimiento plástico para minimizar la tasa de corrosión. También se tuvieron algunos problemas de emulsiones por lo que se recurrió a la inyección de desemulsificantes al pozo.

En cuanto a los pozos inyectores se tuvieron algunos problemas de taponamientos en fondo de pozo debido a la presencia de óxido de hierro. Este inconveniente pudo mitigarse mediante tratamiento de acidificación. También hubo algunos problemas con fugas de aire al anular a través del tubing de inyección. Para remediar esto se implementaron tubings con conexiones Premium y el uso de recubrimientos de plástico para evitar pequeñas fugas de oxígeno. Como la mayoría de la corrosión por oxígeno se presentó en la zona de asiento del empaque, se implementó un empaque permanente con elastómeros de viton reforzados con anillos de teflón. Adicionalmente se llenó la parte del anular por encima del empaque con agua fresca con un químico de protección para evitar que el oxígeno hiciera contacto con el acero del casing

**FIGURA 45.** Esquema de pozos campo Buffalo



FUENTE: LOS AUTORES

## 3.2. CASOS REGISTRADOS DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

### 3.2.1. COUNTLESS, ABLERTA<sup>82</sup>.

El proyecto Countess B pool del sureste de Alberta fue desarrollado entre 1983 y 1992, una primera fase de piloto en 1983 y gracias al éxito alcanzado se hizo la expansión en 1990, donde se intentó inyectar aire, alternando baches de agua (WAA), con el fin de acelerar la recuperación y hacer el proyecto más económico. El yacimiento tiene las siguientes características;

<sup>82</sup> E.T. Tzanco, PanCanadian Petroleum Ltd.; G.R. Moore, U. of Calgary; and W.K. Good, Alberta Dept. of Energy. "Combustion Performance in the Countess Project". SPE 28604. Septiembre 1994.

**TABLA 21.** Características del campo Countess.

Propiedades	
Profundidad del reservorio (m)	1080
Espesor neto pagado (m)	6 – 8
Presión promedio del reservorio (mPa)	9,6
Porosidad promedio (%)	23
Permeabilidad (mD)	800-2000
Permeabilidad vertical promedio (mD)	200
Saturación de aceite residual promedio para el Waterflood (%)	25
Saturación de aceite inicial estimado para el piloto de Fireflood (%)	50
Saturación de aceite inicial estimado para el piloto de Fireflood (%)	39
Gravedad API del aceite	28
Densidad del aceite (kg/m <sup>3</sup> )	875
Viscosidad del aceite en el punto de burbuja (cp)	5,8
GOR en el punto de burbuja (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	46,8
OOIP para el piloto (x10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	226,6
OOIP para la expansión (x10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	313,7

FUENTE: E.T. Tzanco, PanCanadian Petroleum Ltd.; G.R. Moore, U. of Calgary; and W.K. Good, Alberta Dept. of Energy. "Combustion Performance in the Countess Project". SPE 28604. Septiembre 1994.

La expansión del proyecto comenzó en 1990 y se cree que una buena ignición tuvo lugar, donde se usó el agua producida no tratada para inyección sin ningún problema.

Todos los pozos productores fueron equipados con **bombas electro-sumergibles** diseñadas para grandes volúmenes de crudo, la productividad de estos pozos declinó económicamente comenzando 1992. Se encontró que escamas de sulfato de bario estaban causando taponamiento en las perforaciones.

La precipitación de escamas de bario fue observada en Countess pools durante las operaciones de inyección de agua, pero fue después de la implementación de la inyección de aire, cuando se empezó a tener problemas con estas

escamas, en 1983, donde según los estudios de laboratorio se reveló una caída abrupta en la alcalinidad del agua y un cambio dramático en el pH descendiendo desde 8.4 a 2.0. Se determinó que la principal causa de la precipitación de escamas de sulfato de bario era la caída de presión experimentada en la cara del pozo. Este proyecto no fue viable económicamente debido a los problemas anteriormente mencionados.

### **3.2.2. ESPERSON DOME (SLA)\***

Este yacimiento localizado en Liberty County, Texas, fue descubierto en 1992, su desarrollo inicial finalizó en 1949, con un pico de producción de 4650 BOPD de 115 pozos. Fueron perforados otros pozos hasta llegar a 265 pozos, alcanzando un pico de producción de 4900 BOPD en 1968. Desde entonces la producción declinó a 1000 BOPD de 220 pozos, con un corte de agua alrededor del 98% y con una tasa promedio de declinación de 10%.

Se hicieron estudios de laboratorio donde resultó viable la inyección de aire en el yacimiento, el primer pozo inyector fue perforado en 1983, junto a una prueba de trazadores de nitrógeno para entender el intervalo de comunicación. Para Abril de 1984 se dio la ignición usando una mezcla sintética de 20% de oxígeno y 80% de nitrógeno, así continuó por un mes, luego se incrementó gradualmente la concentración de oxígeno hasta 95%.

Durante los 4 años de operación de este proyecto se presentaron muchos problemas como, fallas en el casing debido al movimiento de una falla activa, corrosión inducida por fallas de la bomba y emulsificación del crudo producido. Fueron perforados nuevos pozos y se corrigieron los problemas de corrosión con inhibidores químicos y se hizo un tratamiento químico de desemulsificación. Se inyectaron 200 MMscf de oxígeno y 55 MMscf de nitrógeno, logrando recuperar aproximadamente 90 000 barriles de aceite.

---

\* Ver referencia 73.

Los pozos productores fueron completados de manera convencional y fueron producidos **por levantamiento artificial con BES y bombeo mecánico**, ambos métodos fueron intercambiados durante el proyecto. Las características de la formación se especifican en la **tabla 12**.

### 3.2.3. SANTHAL Y BALOL EN MEHSANA ASSET<sup>83, 84</sup>

Este bloque tectónico situado en norte de la cuenca de Cambay al oeste en el estado de Gujarat en India, tiene más de 4 décadas de exploración. Este bloque produce tanto crudo pesado como liviano, este bloque está en una etapa madura de explotación asociada con técnicas EOR. Desde que comenzó su producción en 1968-69 se han desarrollado muchos esquemas para su producción. La declinación en la producción en los años 90's fue detenido y desde 1999 ha habido un crecimiento consistente a medida que se han ido acentuando las prácticas con el conocimiento de nuevas tecnologías.

**TABLA 22.** Características de los campos Balol y Santhal

Propiedades	
Profundidad promedio (ft)	3248
Espesor productor (ft)	21
Permeabilidad (mD) vertical	3000 – 8000
Porosidad (%)	30
T° del Yacimiento (°F)	158
Presión del yacimiento (psi)	1422.3
Viscosidad (cp)	50 – 450

<sup>83</sup> V. Pratap, R.K. Sood, and Binay Ram, Oil and Natural Gas Corp. Ltd. " IOR Strategies in Brownfields of Mehsana Asset, North Cambay Basin, India". SPE/IADC 102298. 2006.

<sup>84</sup> A. Doriah, Sibaprasad Ray, y Pankaj Gupta. "In-Situ Combustion Technique to Enhance Heavy – Oil Recovery at Mehsana, ONGC – A Success Story". SPE 105248. 2007.

**TABLA 22.** (Continuación)

Propiedades	
Gravedad del Aceite (°API)	15 – 18
Soi al inicio del proceso (%)	70
Swi (%)	30
OOIP (MMt)	22.17 <sub>Balol</sub> – 53.56 <sub>Santhal</sub>
Tipo de arenas	no-consolidadas

FUENTE: E.T. Tzanco, PanCanadian Petroleum Ltd.; G.R. Moore, U. of Calgary; and W.K. Good, Alberta Dept. of Energy. “Combustion Performance in the Countess Project”. SPE 28604. Septiembre 1994.

Vale la pena destacar es en la *región petrolífera de Mehsana* comprende una variedad de campos como Balol, Santhal, Lanwa, Sobhasan, entre otros. En algunos de estos campos como Balol y Santhal se implementó la combustión in-situ la cual resulto comercialmente exitosa, sin embargo los yacimientos de estas zonas contienen crudo altamente parafínico lo que ha contribuido a serios problemas de depositación de parafinas afectando de sobremanera los sistemas de producción artificial. Como contramedidas contra la depositación de ceras se han aplicado varios métodos como el raspado mecánico (scrapping), inyección de aceite caliente, inyección de agua caliente, circulación de efluente caliente, e inyección de vapor con un éxito limitado. También se han aplicado inhibidores, dispersantes, y demás tratamientos químicos con cierto éxito. También se han tenido problemas con asfaltenos ya que promueven la formación de emulsiones y depositaciones. Para este problema se estaba experimentando con una formula genérica la cual consistía de una mezcla de crudo liviano, solventes aromáticos dispersantes, inhibidores, surfactantes, humectantes, entre otros, los cuales parecen prometedores.

Se han planeado estrategias entre las cuales se encuentra la Combustión in-situ para los campos de crudo pesado como en el caso de Santhal y Balol. El 80% de los pozos de Mehsana Asset operan con levantamiento artificial, los cuales consisten en su mayoría de **levantamiento mecánico por varillas**, aunque se habían analizado la posibilidad de implementar gas lift el cual resulta

más fácil de implementar, con mayor rango de aplicaciones y requiere de menos mantenimiento. En el campo de Lanwa se estaba operando con el sistema de levantamiento artificial por **bombeo de cavidades progresivas o PCP** el cual opero sin ningún problema con crudos viscosos.

### 3.2.4. CAMPO SOUTH HOSPAP, USA<sup>85</sup>

El campo de South Hospah se encuentra en el domo de Hospah en el condado de McKinley en Nuevo Mexico, USA, cuya formación productora se denominaba Lower Hospah. En 1980 la formación de arenas de Lower Hospah ya se encontraba en las últimas etapas del recobro secundario produciendo con un alto corte de agua. Para este mismo año se implementó un piloto de combustión in-situ en un área de 0.592 acres para un patrón inverso de cinco (5) pozos. Esta formación a pesar de haber sido al comienzo un buen prospecto, del piloto solo se recuperó una pequeña cantidad de aceite incremental donde no se pudo alcanzar un recobro total del 45%. Por estas razones el piloto fue posteriormente terminado abandonando la idea de una posible expansión del proceso. Aunque si se pudieron recuperar unos 2,692 STB adicionales por recobro terciario, el proyecto como tal no fue un éxito económico debido a problemas de canalización del frente de combustión, altos costos de inyección y la interferencia de un acuífero generando graves pérdidas de calor en el proceso. Las características de la formación son las siguientes;

**TABLA 23.** Características de la formación Lower Hospah

Propiedades	
Profundidad promedio (ft)	1625
Espesor productor (ft)	28
Permeabilidad (mD) horizontal	1100
Permeabilidad (mD) vertical	1205

<sup>85</sup> Stephen M. Struna, SPE, Tenneco Oil Co.; Fred H. Poettmann, SPE, Colorado School of Mines. "In-Situ Combustion in the Lower Hospah Formation, McKinley County, New Mexico. Mayo de 1988.

**TABLA 23.** (Continuación)

Propiedades	
Porosidad (%)	27
Presión del yacimiento (psi)	600
Viscosidad (cp)	55
Gravedad del Aceite (°API)	25.8
Soi al inicio del proceso (%)	---
Swi (%)	35
OOIP (Bbl/Acre–ft.)-	---
Tipo de arenas	areniscas

FUENTE: Stephen M. Struna, SPE, Tenneco Oil Co.; Fred H. Poettmann, SPE, Colorado School of Mines. "In-Situ Combustion in the Lower Hospah Formation, McKinley County, New Mexico. Mayo de 1988.

Para el montaje del patrón de pozos, dos estos pozos ya existían (pozo 48 y pozo 18) perforando tres nuevos pozos (pozos 65, 66 y 67). El pozo 48 inicialmente operaba con una bomba **electro – sumergible REDA** la cual fue luego reemplazada por un sistema de **bombeo mecánico por varillas** con la intención de prevenir futuros problemas de bloqueo por gas en la bomba BES. El piloto experimento algunos problemas operacionales durante los siete meses de inyección de aire. Los problemas más severos incluían fallas en las bombas de producción por corrosión inducida y emulsificación del crudo producido. Ambos problemas fueron rectificadas mediante la inyección de químicos a lo largo del anular en los pozos productores.

### **3.2.5. PROYECTO DE COMBUSTIÓN IN-SITU EN LA UNIDAD DE FRY<sup>86</sup>**

Como se había mencionado anteriormente este piloto de combustión in-situ implementado por la Marathon Oil Co. se aplicó en la unidad de Fry donde logro el éxito comercial. Las propiedades de la formación están especificadas en la **tabla 7**.

<sup>86</sup> G.A. Clark, R.G. Jones, W.L. Kinney, R.E. Schilson, H. Surkalo, R.S. Wilson. "The Fry In Situ Combustion Test-Field Performance". Marathon Oil Co. SPE 954. Marzo de 1964.

En este proyecto se optó por el uso del **bombeo mecánico** ya que fue implementado en la década de los sesentas. El proyecto como tal no presento problemas severos de corrosión y emulsiones sino hasta la etapa terminal del proceso donde el frente se había aproximado demasiado a los productores y las temperaturas sobrepasaron los 150°F. En uno de los pozos productores con la aproximación del frente, el agua se tornó cada vez más acida y de coloración amarillenta, donde se requirió que la bomba de acero inoxidable se le reemplazaran todas sus partes principales a los 10 días de operación. Respecto a la obstrucción en el flujo por parte de las emulsiones en los pozos Fry 15/16, se optó por levantar el tubing de producción 240 ft permitiendo que la columna del fluido presionara la formación. Esta presión aparentemente permitió la entrada de fluidos al pozo de secciones de la formación no inmediatamente en frente de la zona de combustión, lo que resulto en una disminución de las emulsiones y un aumento en el pH del agua de producción.

### **3.2.6. FORMACIÓN MAY-LIBBY – CAMPO DEHLI (SLA) \***

Las características de la formación May – Libby están especificadas en la **tabla 13**. Respecto a los pozos productores operados en este proceso, estos ya estaban completados antes del piloto de combustión in-situ, sin embargo no se especifica su completamiento en la literatura. Durante la etapa fría utilizaron **bombeo mecánico por varillas**, y una vez tres de los cuatro productores del piloto comenzaron a producir por si solos se detuvo el bombeo artificial y se corrió un tubing de producción con forrado interno, empaque y válvulas de “gas-lift” o empuje por gas. En cuanto al cuarto pozo DU 80-2 este pudo producir solo hasta 1970 debido a la llegada de la zona de combustión.

El proyecto como tal presento algunos problemas relacionados con la corrosión y las obstrucciones en fondo y en superficie. Uno de los aspectos más difíciles fue controlar la corrosión en las varillas del sistema de bombeo mecánico, sin

---

\* Ver referencia 74.

embargo la tasa de corrosión pudo mantenerse a nivel estable mediante la implementación de un programa de inhibidores de corrosión.

En cuanto a las escamas, primero aparecieron en el pozo DU 71 – 1, tres años después de la iniciación del piloto, y 6 meses después de que se presentara el aumento de temperatura en este pozo. Las escamas eran principalmente de sulfato de bario y estroncio. Este problema también se presentó en el pozo DU 74 – 1, además de escamas de sulfato de calcio en el pozo DU 80 – 2. Se determinó que el incremento de sulfatos en las aguas de producción se debió a la generación de gases ácidos producto de la combustión de compuestos con contenido de sulfuros de la formación como la pirita y el coque de petróleo. Como contramedida a la depositación de escamas, se realizó un tratamiento de “squeeze” a la formación utilizando químicos a base de fosfato orgánico.

También se presentaron problemas de emulsiones en los pozos DU 73 – 1 y DU 80 – 2 en diciembre de 1968. Para mitigar los efectos de la emulsión se utilizaron químicos rompedores de emulsión en los pozos y se operó un calentador en superficie a 170°F.

### **3.2.7. CAMPO MIDWAY SUNSET – SECCION 23 (SLA)\***

El proyecto de combustión in-situ en la formación Potter Sands en la sección 23 del campo Midway Sunset atravesó por varias etapas desde el año de 1982 mientras fue operado por la Santa Fe Energy Company. Las características de la formación están especificadas en la **tabla 16**.

El sistema de levantamiento utilizado en este proyecto fue el **bombeo mecánico de varillas con bomba tipo pistón de contacto metal – metal**. Los pozos productores no presentaron los problemas precipitación de asfaltenos ocurridos en los pozos inyectores, además de que los problemas de

---

\* Ver referencia 77.

arenamiento no fueron tan severos debido a su sistema de control de arenas fortificado.

### 3.2.8. PROYECTO GOLDEN LAKE, LLOYDMINSTER (SLA)\*

Los proyectos de combustión de la operadora Husky Oil Operations han estado activos desde 1968, entre ellos se encuentra el proyecto de Golden Lake en la formación Sparky cuyas características se especifican en la **Tabla 18**. En este proyecto utilizaron tanto **unidades de bombeo mecánico como unidades hidráulicas**. El bombeo hidráulico sin embargo ha sido más confiable debido a su ventaja de poder variar la velocidad de los strokes, lo que resulta particularmente útil en pozos con problemas de caída de varilla (rod fall). Generalmente el sistema de levantamiento consistía de un tubing de 89 mm con una varilla de 22 mm para bombear en los pozos en proceso de combustión.

Algunos problemas que se presentaban con las unidades de bombeo mecánico era el bloqueo por gas, ya que con el proceso de combustión se liberan grandes cantidades de este. La instalación de tail joints o separadores de gas por debajo de la bomba promueven la separación de gas del fluido antes de que ese ingrese a la bomba, sin embargo con altas presiones dentro del casing no siempre se genera un tiempo adecuado para la separación de gas lo que conlleva a problemas. Este bloque por gas resulta en bombeo en condiciones secas lo que acelera las fallas en la bomba por falta de lubricación. Algo de éxito moderado se alcanzó para la remediación de bloqueo de gas mediante un enjuague o lavado de la bomba por inyección de agua vía el anular o el tubing.

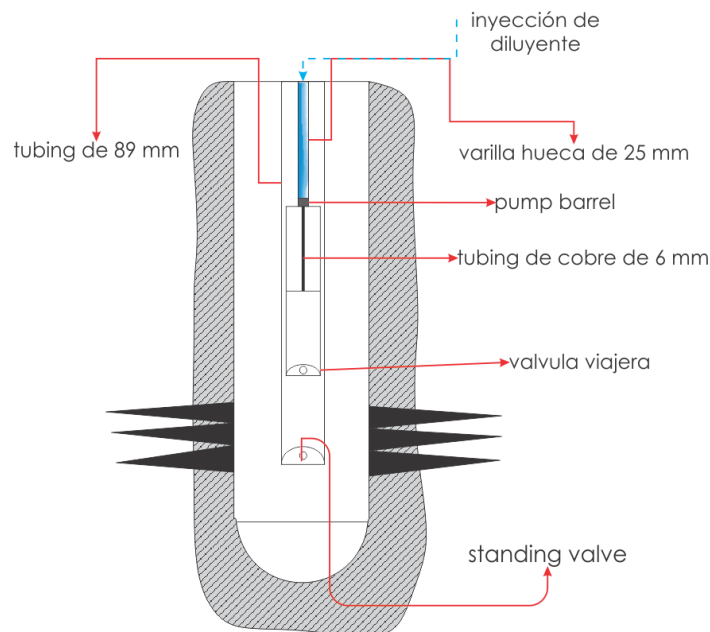
También se encontraba el riesgo de la producción de emulsiones y espumas que en combinación generan un subproducto que inhibe severamente la acción de la bomba lo cual es habitual en formaciones de crudo viscoso. La producción de arenas también resulta problemática ya que durante las

---

\* Ver referencias 78 y 79.

interrupciones en la bomba se puede dar el asentamiento de las arenas en fondo lo que posteriormente podría generar obstrucciones. Para combatir estos problemas se utilizó un sistema de inyección de diluyentes ( $900 - 920 \text{ kg/m}^3$ ) a lo largo de una varilla de succión hueca la cual ingresaba a la bomba mediante los puertos por debajo de la válvula viajera, asegurando que el fluido ingresara a la bomba en todo tiempo y así reduciendo los problemas por bloqueo de gas y taponamiento de arenas como se observa en la **Figura 46**. Así mismo el diluyente disminuye la viscosidad del crudo lo que opone menos resistencia a la caída de la varilla.

**FIGURA 46.** Sistema de inyección de diluyente Husky Oil Operations



ADAPTADO Y MODIFICADO DE: PETSOC – SS – 85 – 08

### 3.2.9. CAMPO BUFFALO (SLA)\*

El campo de Buffalo como ya se mencionó anteriormente es uno de los proyectos de HPAI más antiguos actualmente en operación en el Sur de Dakota (USA), desde el año del 1978. En este campo se implementó un **sistema de bombeo mecánico por varillas**. Los principales problemas

\* Ver referencia 81.

durante el proceso de combustión asociados a la bomba fueron el bloqueo por gas, corrosión por dióxido de carbono y la presencia de emulsiones. La historia productiva de los pozos se ha dividido en tres (3) etapas; etapa de bombeo, etapa de interferencia de gas y etapa de flujo natural. El bloqueo por gas se presentó por un incremento en la producción de los gases de combustión, etapa en la cual el GOR vario entre los 3,000 – 8,000. Para mitigar los efectos del gas, se instalaron anclajes para reducir la interferencia del gas, sin embargo no funciono. Luego se aplicó el método de “Back pressure” donde se levanta la bomba generando presión en el anular, pero trajo consigo una reducción en la producción del crudo. La mejor opción fue sumergir la bomba unos 15 ft por debajo de las perforaciones o cañoneos y mantener una mínima presión en el anular ya que de esta forma se generaba un separación de gas, lo que minimizaba el bloqueo por gas. En cuanto a la corrosión del tubing y las varillas de succión, esta fue mínima durante la interferencia de gas, sin embargo una vez se presentó el incremento de flujo proveniente de la formación si se dieron serios problemas de corrosión por la presencia de CO<sub>2</sub> en las varillas y en espacial en el tubing de producción. Para mitigar estos efectos se hizo circular químicos a lo largo del anular para de cierta forma recubrir la varilla de succión y se reemplazó el tubing de acero por un tubing con un recubrimiento plástico. Sus propiedades se especifican en la **Tabla 20**.

#### 4. ANÁLISIS MEDIANTE ANALOGÍAS PARA UN CAMPO COLOMBIANO.

Para la realización de las analogías del campo Colombiano con los campos mencionados en el capítulo anterior utilizamos un modelo estadístico basado en herramientas básicas de estadística, tomando como referencia el trabajo realizado en la tesis de grado “Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección cíclica de vapor mediante analogías”, dando un peso relativo a cada parámetro que interviene en la realización de dicha analogía. Con esto podemos darle a cada parámetro un grado de importancia de acuerdo a este peso relativo, el cual a su vez depende del grado de dispersión que tengan los datos utilizados para este fin.

Entre menos dispersión tengan estos datos, mayor será el peso relativo de cada parámetro. Para la realización de este método analógico, se utilizaron las siguientes herramientas estadísticas.

##### 4.1. CONCEPTOS BÁSICOS DE ESTADÍSTICA

La estadística es la ciencia que trata de la recolección, clasificación y presentación de los hechos sujetos a una apreciación numérica como base a la explicación, descripción y comparación de los fenómenos. (Yale y Kendal, 1954).

Existen básicamente dos ramas en la estadística que son la estadística descriptiva y la estadística inferencial.

La **estadística descriptiva** es una gran parte de la estadística que se dedica a recolectar, ordenar, analizar y representar un conjunto de datos, con el fin de describir apropiadamente las características de este. Este análisis es muy básico. Aunque hay tendencia a generalizar a toda la población, las primeras conclusiones obtenidas tras un análisis descriptivo, es un estudio calculando

una serie de medidas de tendencia central, para ver en qué medida los datos se agrupan o dispersan en torno a un valor central.

La **estadística inferencial** es una parte de la estadística que comprende los métodos y procedimientos que por medio de la inducción determina propiedades de una población estadística, a partir de una pequeña parte de la misma.

#### 4.2. MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL

Es un valor que está en el centro o punto medio de un conjunto de datos. Tienen como objetivo resumir los datos en un valor típico o representativo del conjunto de valores. Entre las medidas de tendencia central se encuentran, la media, la mediana y la moda.

- **Media:** Se obtiene sumando todos los datos y dividiendo el resultado entre la cantidad de valores, de acuerdo a la aplicación que se va a desarrollar, se calculan diferentes medias.

Para este caso se tienen en cuenta los siguientes criterios.

- ❖ Si las unidades de los datos recopilados son simples (longitud, masa, tiempo, corriente eléctrica) se usa la media aritmética, la cual es el resultado de sumar todos los elementos del conjunto y dividir por el número total de ellos:

$$X_{prom} = \frac{j_1+j_2+j_3...+j_n}{n} \dots\dots\dots (Ec.1)$$

En este grupo tendríamos a los parámetros como espesor neto (ft), profundidad (ft), temperatura del yacimiento (°F) y la gravedad (°API).

- ❖ Si las unidades de los datos recopilados son compuestas, se usa la media armónica, la cual se define como el inverso de la media aritmética de los inversos de los números que intervienen:

$$A = \frac{1}{\frac{\frac{1}{j_1} + \frac{1}{j_2} + \frac{1}{j_3} + \dots + \frac{1}{j_n}}{n}} \dots\dots\dots (\text{Ec.2})$$

Para los valores de permeabilidad (md), presión del yacimiento (psia) y viscosidad del crudo (cp), se utilizará entonces la media armónica.

- ❖ Si las unidades de los datos recopilados vienen expresadas en términos porcentuales, se emplea la media geométrica, que está definida como el resultado de multiplicar todos los elementos y extraer la raíz n-ésima del producto.

$$G = (j_1 * j_2 * j_3 * \dots * j_n)^{1/n} \dots\dots\dots (\text{Ec.3})$$

Aquí se ubicarían parámetros como la porosidad (%) y la saturación del crudo (%).

- **Mediana:** Es el valor que divide a un conjunto de datos en dos partes iguales. Se debe ordenar los datos de menor a mayor o viceversa.
- **Moda:** Es el valor más frecuente en la distribución de datos. La moda puede no existir y cuando existe puede no ser única.

#### 4.2.1. MEDIDAS DE DISPERSIÓN

Estos parámetros estadísticos son los encargados de medir que tan dispersos se encuentran los datos en una distribución. Los más utilizados con respecto a la lejanía de estos datos a la media son la desviación media, la varianza, la desviación típica (o desviación estándar) y el coeficiente de variación de Pearson.

- **Desviación media:** Es un promedio de los valores absolutos de las desviaciones de cada elemento de la distribución respecto a su media.

$$Dm = \frac{|j_1 - x_{prom}| + |j_2 - x_{prom}| + |j_3 - x_{prom}| + \dots + |j_n - x_{prom}|}{n} \dots\dots\dots (Ec.4)$$

- **Varianza:** Es el promedio de los cuadrados de las desviaciones de cada elemento respecto a la media.

$$V = \frac{\sum(j_i - x_{prom})^2}{n} \dots\dots\dots (Ec.5)$$

- **Desviación típica o desviación estándar:** Es la raíz cuadrada de la varianza.

$$\sigma = \sqrt{V} = \sqrt{\frac{\sum(j_i - x_{prom})^2}{n}} \dots\dots\dots (Ec.6)$$

La razón de ser de este parámetro es conseguir que la medida de dispersión se exprese en las mismas unidades que los datos a los que se refieren. Por ejemplo, en una distribución de permeabilidades en las que los datos están dados en milidarcys (md), la media viene dada en milidarcys, pero la varianza en milidarcys cuadrados (md<sup>2</sup>). Para evitar el inconveniente se calcula la raíz cuadrada.

- **Coefficiente de variación de Pearson:** Es el cociente entre la desviación estándar y la media de la distribución:

$$CVP = \frac{\sigma}{x_{prom}} \dots\dots\dots (Ec.7)$$

Para poder comparar la dispersión de dos poblaciones estadísticas con gamas de valores muy discretas y diferentes entre sí, se puede utilizar este valor de CVP.

Este coeficiente tiene la ventaja de permitir hacer comparaciones entre varios grupos de datos que presentes unidades diferentes entre sí, a diferencia de la desviación estándar, en la que solamente se pueden comparar grupos de datos con las mismas unidades, esto debido a que es un valor adimensional.

### 4.3. MODELO ESTADÍSTICO

Para lograr identificar los campos más análogos a nuestro campo Colombiano, debemos comparar los parámetros de este campo con los parámetros de los campos a nivel mundial donde se ha implementado el proceso de combustión in situ, los cuales fueron mencionados en el anterior capítulo. Para esto necesitamos una relación para asignar una puntuación o “score” a cada campo, relativa al campo al cual se le va a realizar la analogía. A nuestro campo Colombiano lo vamos a llamar “Campo X”.

Para asignar una puntuación a cada campo vamos a utilizar la siguiente ecuación:

$$S = \left( \sum_{j=i}^{j=m} (W_j * I_{j_i/n}) \right) * 100 \dots\dots\dots (Ec.8)$$

Esta ecuación es denominada el “score” o puntuación donde la sigla  $S_{i/n}$  hace referencia al score del campo de la base de datos “i” respecto al campo base “n”. La sigla “j” hace referencia al parámetro actual (porosidad, permeabilidad, etc.) con el cual se está realizando la comparación, el cual está delimitado entre i y m parámetros con los que se dispone a efectuar la analogía. La variable de  $I_{j_i/n}$  hace referencia al índice del parámetro “j” para el campo de la base de datos “i” en función del campo a comparar “n”, cuyos valores solo pueden variar entre el 0 y 100%, entre más porcentaje de score tenga un campo, quiere decir que tiene más similitud en los parámetros evaluados, finalmente se tomarán los que mayor porcentaje tengan para plantear las

alternativas de diseño tanto de completamiento de los pozos, como de su sistema de levantamiento artificial. Por último se tiene al el valor de  $W_j$  el cual representa el peso de cada parámetro “j” asociado a la analogía. Este valor fue determinado en este proyecto aplicando los conceptos estadísticos ya mencionados.

El valor del índice  $I_{j/n}$  se calcula mediante la siguiente expresión;

$$I_{j/n} = 1 - \left| \frac{(j_n - j_i)}{(j_n + j_i)} \right| \dots\dots\dots (\text{Ec.9})$$

La parte superior dentro del valor absoluto se denomina  $\alpha_1$  y la parte inferior es denominada  $\alpha_2$ . Cuando la diferencia entre estos dos valores es mínima el índice tenderá a un valor cercano a cero (0), hecho que se presenta cuando los valores de  $j_n$  (parámetro de campo a comparar) y  $j_i$  (parámetro de campo de base de datos) difieren mucho en sus medidas. Por el contrario cuando  $j_n$  sea muy cercano a  $j_i$  el índice tendera a su valor máximo 1. Entre mayor sea un índice, quiere decir que ese parámetro es a su vez el más análogo al campo base respecto a los parámetros de otros campos.

Para que cada parámetro pueda representarse de manera relativamente real, el peso de cada parámetro se calculara mediante el análisis del grado de dispersión que presenten los datos, teniendo en cuenta que entre mayor sea la dispersión entre los datos de un mismo parámetro, menor será el peso que este parámetro reciba. El proceso del cálculo del peso se realiza mediante el uso del coeficiente de variación de Pearson (CVP) el cual ya se mencionó anteriormente. Hecho esto, se procede a realizar la sumatoria de los CVP para cada parámetro y de tal forma normalizar cada coeficiente;

$$CVP_{nj} = \frac{CVP_j}{\sum CVP_j} \dots\dots\dots (\text{Ec.10})$$

Luego se obtiene la proporcionalidad inversa  $W_j^* = e^{(-CVP_{nj})}$ . De esta forma los valores oscilarán entre 0 y 1, sin embargo, es necesario normalizar este valor para evitar que la sumatoria de  $W_j^*$  sea mayor que 1, mediante la siguiente expresión;

$$W_{nj}^* = \frac{W_j^*}{\sum W_j^*} \dots\dots\dots \text{(Ec.11)}$$

Por último se realiza la equivalencia  $(100) * W_{nj}^* = W_j(\%)$ , donde  $W_j$  representa el peso global del parámetro el cual será utilizado para la analogía. Las normalizaciones en estos procedimientos son utilizadas para atribuir una mejor distribución de los pesos reales y evitar magnitudes en los pesos del orden de los  $10^{-9}$ .

#### 4.4. APLICACIÓN DEL MÉTODO ANALÓGICO AL CAMPO X

Para la realización de las analogías se utilizó el campo base denominado campo X<sup>87</sup> para el cual se guarda su identidad por motivos de confidencialidad.

**TABLA 24.** Características Campo X

<b>CAMPO X</b>		
<b>PROPIEDAD</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDADES</b>
<b>PROFUNDIDAD</b>	8000 - 8500	ft
<b>ESPESOR NETO</b>	300	ft
<b>PERMEABILIDAD</b>	1500	mD
<b>POROSIDAD</b>	19	%
<b>TEMPERATURA</b>	186	°F
<b>PRESIÓN</b>	2600	psi
<b>VISCOSIDAD</b>	500	cP
<b>GRAVEDAD</b>	9	°API
<b>SATURACIÓN OIL</b>	70	%
<b>GOR</b>	500	SCF/STB
<b>CONT. SULFATOS</b>	6000	ppm

<sup>87</sup> Ecopetrol S.A.

Las analogías para el completamiento fueron realizadas con otros catorce (14) proyectos donde ya fue implementada la combustión in-situ, donde se seleccionaron seis (6) parámetros influyentes en el completamiento como; profundidad (ft), espesor neto (ft), permeabilidad (md), porosidad (%), temperatura (°F), presión (psia). Hay que tener en cuenta que existen otros parámetros que influyen en el completamiento en proyectos de CIS como el contenido de sulfatos en el crudo de yacimiento, sin embargo ese tipo de información no se encuentran asequible en todos los proyectos registrados en la literatura por lo que no se incluye actualmente en las analogías, aunque si podría ser determinante en un proceso de descarte en caso de empate de valores. Los campos seleccionados son los siguientes;

**TABLA 25.** Lista de campos para analogías de completamiento

CAMPO	PROF.	ESPESOR	PERM.	POROS.	TEMP.	PRESIÓN
<b>FRY</b>	900	34	250	19,5	70	20
<b>MORICHAL</b>	4500	19	3500	35	145	1360
<b>JOLI FOU</b>	1190	20,1	1513	24,5	72	217
<b>SILVERDALE</b>	1900	19	3,5	31	70	100
<b>SOUTH BELRIDGE</b>	1080	93	3	34	95	420
<b>ESPERSON</b>	2700	33	750	31	125	1190
<b>DEHLI</b>	3400	7	1069	31,2	135	1556
<b>CARLYLE</b>	860	40	444	25	74	320
<b>NORTH TISDALE</b>	933	50	1034	24,5	73	290
<b>MIDWAY SUNSET</b>	1700	200	2100	32,5	110	20
<b>MIGA</b>	4175	25	5000	22,6	146	1520
<b>LLOYDMINSTER</b>	1624	18	1200	31	69,8	507,6
<b>SLOSS</b>	6200	11	482	20	200	3300
<b>BUFALO</b>	8500	15	10	16	215	3600

FUENTE: LOS AUTORES

Luego de tener los campos con los cuales se van a realizar las analogías, procedemos a calcular los pesos de cada uno de los parámetros, teniendo en cuenta la metodología descrita en la sección 4.2.

**TABLA 26.** Calculo de peso para campos seleccionados para las analogías de completamiento

CAMPO	PROF.	ESPEJOR	PERM.	POROS.	TEMP.	PRESIÓN
<b>FRY</b>	900	34	250	19,5	70	20
<b>MORICAL</b>	4500	19	3500	35	145	1360
<b>JOLI FOU</b>	1190	20,1	1513	24,5	72	217
<b>SILVERDALE</b>	1900	19	3,5	31	70	100
<b>SOUTH BELRIDGE</b>	1080	93	3	34	95	420
<b>ESPERSON</b>	2700	33	750	31	125	1190
<b>DEHLI</b>	3400	7	1069	31,2	135	1556
<b>CARLYLE</b>	860	40	444	25	74	320
<b>NORTH TISDALE</b>	933	50	1034	24,5	73	290
<b>MIDWAY SUNSET</b>	1700	200	2100	32,5	110	20
<b>MIGA</b>	4175	25	5000	22,6	146	1520
<b>LLOYDMINSTER</b>	1624	18	1200	31	69,8	507,6
<b>SLOSS</b>	6200	11	482	20	200	3300
<b>BUFALO</b>	8500	15	10	16	215	3600
<b>MEDIA</b>	2833	41,72143	19,098	26,308	114,27	108,536
<b>DESVIACIÓN</b>	2220,01	48,6199	1851,6	5,83968	47,352	1453,08
<b>CVP</b>	0,78362	1,165346	96,953	0,22197	0,4144	13,388
<b>CVPn</b>	0,00694	0,01032	0,8586	0,00197	0,0037	0,11856
<b>Wj*</b>	0,99308	0,989734	0,4238	0,99804	0,9963	0,8882
<b>Wnj*</b>	0,18776	0,187125	0,0801	0,18869	0,1884	0,16793
<b>Wj</b>	18,7758	18,71245	8,0121	18,8694	18,837	16,7929

FUENTE: LOS AUTORES

Se puede observar con los resultados que valores como la porosidad, profundidad y temperatura son de los que más influyen. Luego se procede a calcular los índices comparativos con los 6 parámetros respecto al campo X de la **Tabla 24**.

**TABLA 27.** Calculo de los índices comparativos para analogías de completamiento

INDICES (I-j/n)						
CAMPO	PROFUNDIDAD	ESPESOR NETO	PERMEABILIDAD	POROSIDAD	TEMPERATURA	PRESIÓN
FRY	0,2022471910	0,2035928144	0,2857142857	0,987012987	0,5468750000	0,0152672
MORICHAL	0,7200000000	0,1191222571	0,6000000000	0,703703704	0,8761329305	0,6868687
JOLI FOU	0,2589771491	0,1255857545	0,9956853634	0,873563218	0,5581395349	0,1540646
SILVERDALE	0,3838383838	0,1191222571	0,0046558031	0,7600000000	0,5468750000	0,0740741
SOUTH BELRIDGE	0,2378854626	0,4732824427	0,0039920160	0,716981132	0,6761565836	0,2781457
ESPERSON	0,5046728972	0,1981981982	0,6666666667	0,7600000000	0,8038585209	0,6279683
DEHLI	0,5964912281	0,0456026059	0,8322304399	0,756972112	0,8411214953	0,7487969
CARLYLE	0,1941309255	0,2352941176	0,4567901235	0,863636364	0,5692307692	0,2191781
NORTH TISDALE	0,2088883914	0,2857142857	0,8161010260	0,873563218	0,5637065637	0,2006920
MIDWAY SUNSET	0,3505154639	0,8000000000	0,8333333333	0,737864078	0,7432432432	0,0152672
MIGA	0,6858316222	0,1538461538	0,4615384615	0,913461538	0,8795180723	0,7378641
GOLDEN LAKE	0,3374896093	0,1132075472	0,8888888889	0,7600000000	0,5457388585	0,3266830
SLOSS	0,8732394366	0,0707395498	0,4863773966	0,974358974	0,9637305699	0,8813559
BUFALO	0,9696969697	0,0952380952	0,0132450331	0,914285714	0,9276807980	0,8387097

FUENTE: LOS AUTORES

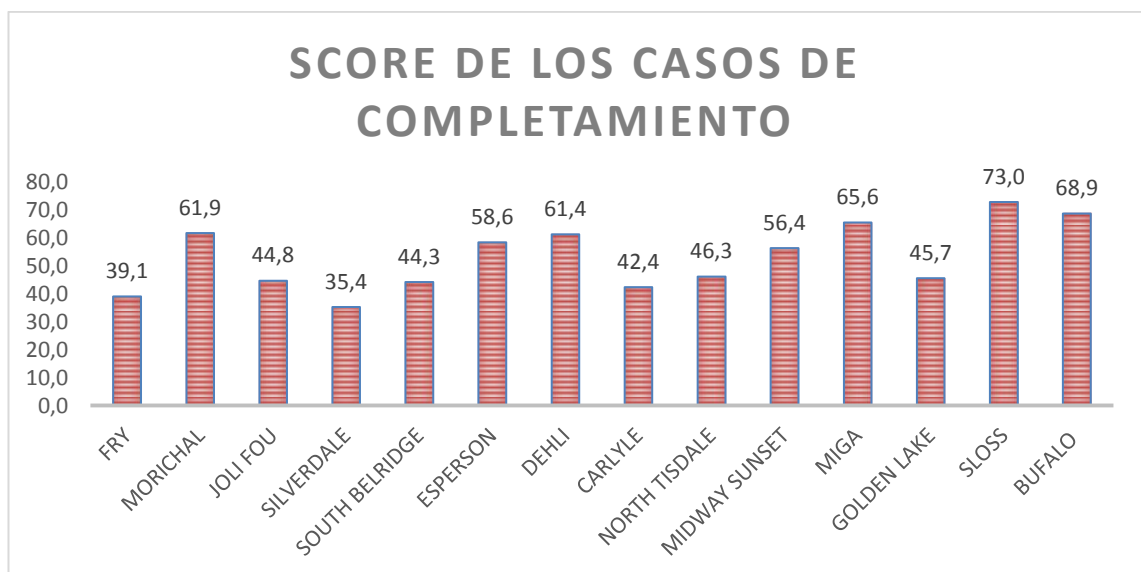
Una vez realizado el cálculo de los índices se procede a hallar el valor del puntaje o score para cada uno de los campos, y de tal forma determinar cuál de todos los campos es el más análogo al campo X.

**TABLA 28.** Score de las analogías para completamiento

<b>CAMPO</b>	<b>SCORE</b>
<b>FRY</b>	39,07866
<b>MORICHAL</b>	61,8719
<b>JOLI FOU</b>	44,77477
<b>SILVERDALE</b>	35,35959
<b>SOUTH BELRIDGE</b>	44,29161
<b>ESPERSON</b>	58,55452
<b>DEHLI</b>	61,42343
<b>CARLYLE</b>	42,40749
<b>NORTH TISDALE</b>	46,27973
<b>MIDWAY SUNSET</b>	56,40812
<b>MIGA</b>	65,64889
<b>GOLDEN LAKE</b>	45,68389
<b>SLOSS</b>	72,95658
<b>BUFALO</b>	68,9065

FUENTE: LOS AUTORES

**Grafico 1.** Resultado grafico del score para el completamiento



Claramente se puede observar de los resultados presentados previamente, que el campo más análogo al campo X, es el campo de Sloss, sin embargo debido a la diferencia moderada en algunos datos, se opta por realizar el análisis de completamiento con el campo de Sloss junto con el campo de Buffalo el cual es el segundo en la lista del puntaje o score.

Para la parte de Sistema de Levantamiento Artificial se tomaron en cuenta seis (6) parámetros como; gravedad °API, Saturación de crudo, viscosidad, presión de yacimiento, temperatura de yacimiento, y profundidad. Estos datos por si solos no comprenden una fuente estrictamente confiable de información para la selección de un sistema de levantamiento, sin embargo proveen un indicio cercano de lo que se podría implementar. Cabe destacar que otros parámetros como la consolidación de las arenas también son muy importantes ya que tienen cierta influencia en la eficiencia de los sistemas de levantamiento debido al tema de migración de finos. Los campos para las analogías de SLA son los siguientes:

**TABLA 29.** Lista de campos para analogías de sistemas de levantamiento

CAMPO	PROF.	TEMP.	PRESIÓN	VISC. oil	°API	SAT. oil	GOR
COUNTESS	3543,31	107	1392,3	5,8	28	50	263
SOUTH HOSPAH	1625	80	600	55	25,8	65	0
FRY	900	70	20	40	28,6	52,2	9700
DEHLI	3400	135	1556	3	40	70	446
MIDWAY SUNSET	1700	110	20	2770	11,5	55	75
GOLDEN LAKE	1624	69,8	507,6	3500	12,5	73	45
BUFALO	8500	215	3600	2,4	32	50	173

FUENTE: LOS AUTORES

Ya el siguiente paso consta de realizar el cálculo de los pesos para cada propiedad tal y como se realizó en el caso del completamiento.

**TABLA 30.** Calculo de peso para campos seleccionados para las analogías de sistemas de levantamiento

CAMPO	PROFUNDIDAD	TEMPERATURA	PRESIÓN	VISCOSIDAD	GRAVEDAD	SATURACIÓN OIL	GOR (SCF/STB)
COUNTESS	3543,31	107	1392,3	5,8	28	50	263
SOUTH HOSPAH	1625	80	600	55	25,8	65	0
FRY	900	70	20	40	28,6	52,2	9700
DEHLI	3400	135	1556	3	40	70	446
MIDWAY SUNSET	1700	110	20	2770	11,5	55	75
GOLDEN LAKE	1624	69,8	507,6	3500	12,5	73	45
BUFALO	8500	215	3600	2,4	32	50	173
MEDIA	3041,758571	112,4	66,49226118	7,244559399	25,48571429	58,63903028	1528,840989
DESVIACIÓN	2407,636076	47,41114998	1555,892303	1683,345108	9,512762641	9,100552265	3338,822381
CVP	0,79152767	0,421807384	23,39959983	232,3599014	0,373258624	0,155196159	2,183891199
CVPn	0,003048028	0,001624303	0,090107566	0,894775356	0,00143735	0,000597632	0,008409764
Wj*	0,996956613	0,998377016	0,913832882	0,4086994	0,998563682	0,999402547	0,991625499
Wnj*	0,158059978	0,158285172	0,144881335	0,064796218	0,158314766	0,158447762	0,15721477
Wj	15,80599775	15,82851718	14,48813349	6,479621801	15,83147663	15,8447762	15,72147695

FUENTE: LOS AUTORES

Los índices y el score son los siguientes:

**TABLA 31.** Calculo de los índices comparativos para analogías de sistemas de levantamiento

INDICES (I-j/n)							
CAMPO	PROFUNDIDAD	TEMPERATURA	PRESIÓN	VISCOSIDAD	GRAVEDAD	SATURACIÓN OIL	GOR
COUNTESS	0,613915766	0,730375427	0,697492673	0,022933966	0,486486486	0,833333333	0,689280818
SOUTH HOSPAH	0,337662338	0,601503759	0,375	0,198198198	0,517241379	0,962962963	0
FRY	0,202247191	0,546875	0,015267176	0,148148148	0,478723404	0,854337152	0,098039216
DEHLI	0,596491228	0,841121495	0,74879692	0,011928429	0,367346939	1	0,942917548
MIDWAY SUNSET	0,350515464	0,743243243	0,015267176	0,305810398	0,87804878	0,88	0,260869565
GOLDEN LAKE	0,337489609	0,545738858	0,326682971	0,25	0,837209302	0,979020979	0,164959149
BUFALO	0,96969697	0,927680798	0,838709677	0,00955414	0,43902439	0,833333333	0,514115899

FUENTE: LOS AUTORES

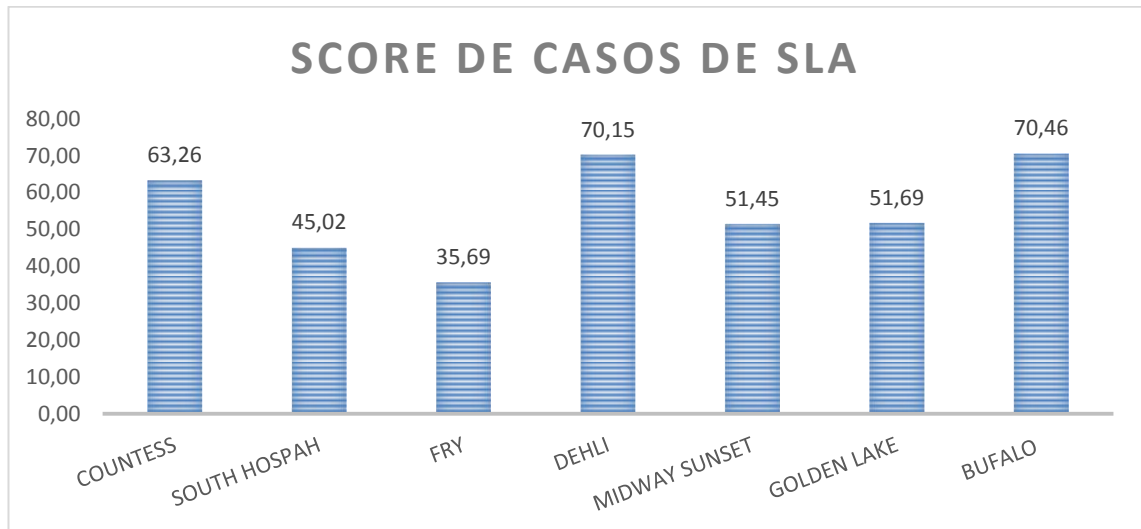
Con el cálculo de los índices comparativos se presentan los siguientes resultados respecto al score:

**TABLA 32.** Score de las analogías para sistemas de levantamiento

CAMPO	SCORE
COUNTESS	63,26057369
SOUTH HOSPAH	45,02192961
FRY	35,69107646
DEHLI	70,15228366
MIDWAY SUNSET	51,45288034
GOLDEN LAKE	51,68555812
BUFFALO	70,46113034

FUENTE: LOS AUTORES

**Grafico 2.** Resultado grafico del score para sistemas de levantamiento



Los resultados de las analogías para los sistemas de levantamiento demuestran que el campo más análogo es el campo de Buffalo el cual resulta una buena opción de analogía ya que dentro de los proyectos de combustión in-situ, es de los más profundos lo cual influye en la selección de un sistema de levantamiento.

## 5. CRITERIO DE DISEÑO DE LOS POZOS EN BASE A LAS ANALOGÍAS

Para el análisis de resultados por parte del método de las analogías se decidió tomar los dos primeros campos más análogos al campo X, tanto para los criterios de diseño del completamiento como del sistema de levantamiento artificial. Esto en base a que la literatura asociada a los procesos de combustión in-situ, no toda cuenta con la información más explícita y concisa, por lo que se da la cabida a baches en cuanto a la información. Al considerar los dos campos más análogos al campo Colombiano se puede generar un análisis más robusto de las condiciones que se podrían esperar en este campo.

### 5.1. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS ANALOGÍAS PARA EL COMPLETAMIENTO

El campo de **Sloss** resultó ser el más análogo al campo colombiano. Aunque su profundidad de 6,200 ft varíe de forma moderada respecto a la profundidad de 8,000 ft del campo X, si es bastante análogo según lo que se puede ver en la **Tabla 22**, en parámetros como la permeabilidad, la temperatura, la presión, entre otros. Por otro lado se tiene al campo de **Buffalo** para el cual sus parámetros se asemejan a las condiciones vistas en el campo X, aunque difiere bastante en parámetros como la permeabilidad la cual está asociada a la migración de fluidos y por lo tanto a la mayor o menor exposición del pozo a efectos abrasivos, entre otros. En la siguiente tabla se enumeran algunos de los inconvenientes provistos en ambos casos y sus respectivas soluciones a nivel operacional.

**TABLA 33.** Tabla comparativa de los problemas de completamiento de los campos análogos

CAMPOS	PROBLEMAS	SOLUCIONES
CAMPO SLOSS	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Riesgo de corrosión severa debido a la inyección simultanea de aire y agua.</li> <li>2. Riesgo de corrosión por la mezcla de aire y agua en fondo de pozo.</li> <li>3. Obstrucciones en los cañoneos de los inyectores debido a los residuos de la leve corrosión del resto de las juntas de tubing y casing a los dos años de inyección.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Como practica operacional se decidió inyectar aire por el tubing y agua por el anular.</li> <li>2. Uso de aceros Incoloy en las últimas juntas del casing y acero Inconel en los últimos 10 ft del tubing con resultados muy favorables, además del uso de recubrimientos fenólicos por encima de la junta de Inconel en el tubing.</li> <li>3. Aplicar proceso de Backflow en el inyector durante dos horas para limpiar el pozo y luego continuar con la inyección.</li> </ol>
CAMPO BUFFALO	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión del tubing de producción y las varillas de las bombas durante el incremento de producción de líquidos debido a I CO<sub>2</sub> disuelto.</li> <li>2. También hubo algunos inconvenientes por la presencia de emulsiones en los productores.</li> <li>3. Problemas de taponamiento en el fondo de pozo de los inyectores por presencia de óxido de hierro.</li> <li>4. Fugas de oxígeno en los inyectores a lo largo del tubing de inyección.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Para remediar este problema en los inyectores se inyectaron químicos contra la corrosión a lo largo del anular y además se reemplazó el tubing de acero por uno con recubrimiento plástico.</li> <li>2. Se recurrió a la inyección de químicos o desemulsificantes para mitigar los efectos de las emulsiones.</li> <li>3. Se aplicó un tratamiento de acidificación.</li> <li>4. Se implementó lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de empaques para aislar anular con elastómero de viton y anillo sello de teflón.</li> <li>• Se llenó el anular por encima del empaque con agua fresca y químicos para la protección contra el oxígeno.</li> <li>• Uso de conexiones tipo Premium en el tubing.</li> <li>• Uso de recubrimientos plásticos para minimizar las fugas de oxígeno.</li> </ul> </li> </ol>

FUENTE: LOS AUTORES

### **5.1.1. TIPO DE COMPLETAMIENTO**

Tal y como se observa en los completamientos del campo de Sloss y el campo de Buffalo, en ambos se utilizaron pozos a hoyo revestido, lo cual es la decisión más sensata teniendo en cuenta que son pozos profundos. Los casos de pozos con completamientos a hueco abierto presentados en el capítulo 3, son solo aquellos proyectos donde la profundidad de la formación no sobrepasaba los 2,000 ft de profundidad. Con un completamiento a hoyo revestido se refuerza la integridad mecánica de los pozos y sus componentes internos, ya que no quedan tan expuestos a los efectos del frente. En el campo de Sloss se completaron los pozos hasta la base de la formación con un casing de 4 ½ '' y 5 ½ '' con acero en las zonas intermedias grado J-55, sin embargo teniendo en cuenta que la formación del campo-X se encuentra aproximadamente a 8000 ft, sería mejor implementar casing de grado N-80 como en el campo de Buffalo en las zonas intermedias considerando que este campo es el que más se asemeja en cuanto a profundidad al campo Colombiano, y preferiblemente implementar aceros de grado J-55 al casing superficial.

### **5.1.2. MATERIALES DE FONDO DE POZO**

- **Inyectores**

El campo de Sloss tuvo precauciones especiales ya que era un proyecto de COFCOW. Como ya se ha mencionado anteriormente, la inyección alternada de aire y agua tiende a corroer con mayor facilidad la metalurgia de los aceros implementados en los pozos, afectando de sobremanera el tubing de inyección y las juntas inferiores del casing. Esto sumado a las temperaturas del proceso de ignición y la posibilidad de que ocurra un burnback o combustión e reverso, puede ser prudente utilizar aceros como el Inconel o el Incoloy, donde su implementación en el campo de Sloss presento muy buenos resultados. Considerando que en el campo colombiano se desee realizar un proceso de combustión húmeda podría pensarse en el uso de aceros aleados a base de níquel como los usados en Sloss, los cuales de por si son resistentes a la

corrosión de gases agrios. Sin embargo en caso de una combustión seca también podría considerarse la opción del campo de Buffalo que utilizaron aceros grado P-110 y tuberías con uniones Premium y recubrimiento plástico para la prevención de fugas, lo cual es algo problemático de lidiar en especial en pozos profundos. Los daños en los aceros de los inyectores por lo general van a estar asociados a las altas temperaturas durante el proceso de ignición, por lo que podría considerarse el uso tanto de P-110 como Inconel. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que el campo colombiano tiene alto contenido de sulfatos, y si durante la ignición se llegara a dar una situación de backflow debido a una irrupción en los compresores es bueno que el campo cuente con un acero capaz de resistir no solo las altas temperaturas sino por algún tiempo la presencia de ácidos agrios.

- **Productores**

Cabe recalcar el caso de Sloss, donde durante la expansión del proyecto los productores eran prácticamente pozos convencionales sin el uso de materiales adecuados en fondo de pozo los cuales no presentaron mayor problema al inicio del proceso, pero al aproximarse el frente demasiado a los productores, estos no estaban lo debidamente adecuados por lo que se presentaron serios problemas de corrosión y erosión causando pérdidas económicas. El campo de Buffalo se implementó casing grado N-80 y grado P-110 en las últimas juntas en fondo de pozo. Este grado de acero al parecer no presento problemas por temperaturas y corrosión por CO<sub>2</sub>, sin embargo si hubo serios problemas de corrosión en el tubing de producción.

Teniendo en cuenta que son los pozos productores los que mayor tiempo estarán expuestos a elevadas temperaturas y al efecto de la corrosión como consecuencia de la dilución de gases ácidos en las aguas de producción, y que el campo colombiano tiene alta concentraciones de sulfatos en el crudo, es razonable considerar los aceros implementados en el inyector del piloto de Sloss (Inconel/Incoloy) los cuales son buenos candidatos para su uso en las

últimas juntas del casing y el tubing del pozo productor. También se debería considerar el uso de tratamientos con inhibidores de corrosión a lo largo del anular como se utilizó en ambos proyectos, y así mitigar las tasas de corrosión.

- **Observadores**

A pesar de que no se registra el uso de pozos observadores en ambos campos, hay que denotar que estos también sufrirán por parte de los efectos del frente de combustión, dependiendo de los propósitos para los cuales sean perforados. Si se trata de pozos observadores los cuales registrarán temperaturas además de recolectar muestras de fluidos, estos estarán expuestos a altas temperaturas y a los efectos corrosivos, por lo que se consideraría el uso de aceros Inconel o Incoloy. Por otro lado si los pozos observadores solo registrarán temperatura y no estarán cañoneados en fondo para la obtención de fluidos, podrían utilizarse aceros resistentes al calor como los grados P-110.

### **5.1.3. SELECCIÓN CEMENTOS**

En ambos campos (Sloss y Buffalo) se implementó el uso de cementos térmicos como los cementos con aditivos puzolana y con aditivos de sílice en polvo. Como ya se mencionó anteriormente los cementos puzolana pueden llegar a soportar ciclos de temperatura por encima de los 320°C a diferencia del portland con sílice en polvo, además de ser menos susceptibles a la presencia de gases ácidos como el CO<sub>2</sub> y mantener una mínima permeabilidad, lo que evita problemas de migración de gases a superficie. Otra gran ventaja del cemento puzolana es que es compatible con el portland, por lo que no se tendrían los problemas de fraguado rápido que tiene el cemento de aluminato de calcio. Generalmente en la combustión in-situ se acostumbra a implementar cementos térmicos desde la base de la formación hasta unos 100 o 200 ft por encima del tope de esta. El resto de las secciones intermedias y superficiales pueden ser cementadas con cemento convencional.

#### **5.1.4. CONTROL DE ARENAS EN POZOS**

Para los dos campos análogos no se reportaron problemas arenamiento u obstrucción de finos ya que estos fueron empleados en formaciones relativamente profundas donde las arenas tienden a ser más consolidadas. Sin embargo, se podría considerar el uso de liners ranurados con malla térmica en caso de migración de finos. Esto se aplicaría más que todo a los pozos productores ya que hacia estos es a donde va dirigido el frente de combustión, el cual debido a su avance podría acarrear el desplazamiento de arenas.

#### **5.1.5. REGISTRO DE TEMPERATURAS**

En el caso del campo de Sloss durante la expansión, la forma de registro de temperaturas era mediante un sensor de temperaturas en fondo de pozo de los inyectores, los cuales generaron ignición de forma espontánea. Cuando las temperaturas en el proceso de ignición alcanzaban los 400°F, se sacaba el sensor de temperatura para prevenir daños al equipo. Hoy en día es más común utilizar strings o wirelines con termocuplas las cuales pueden detectar temperaturas superiores a los 800°F, donde por lo general pueden estar sujetas al tubing, casing o dentro de un tubing independiente para mayor protección. El uso de termocuplas es un método recomendado tanto para pozos inyectores como productores ya que por medio de sistemas automatizados o de forma manual se puede proceder a la inyección de agua fría a los pozos en caso de un incremento sustancial en las temperaturas. Esto sin la necesidad de recurrir al cierre de pozos en especial en el caso de los productores, lo cual puede influir en pérdidas económicas.

#### **5.1.6. MÉTODO DE REFRIGERACIÓN**

Algo muy importante que cabe destacar es la capacidad y la adecuación en un pozo de poder controlar las temperaturas mediante la inyección de agua fría. Este parámetro es importante tanto en inyectores como en productores, ya que durante las primeras etapas del proceso se requiere controlar las temperaturas

durante la ignición para no comprometer la integridad del pozo, así como controlar las temperaturas en los productores durante la llegada del frente de combustión sin recurrir al cierre de pozo, lo que ocasionaría pérdidas en la producción. En el campo de Sloss se recurrió al sistema de inyección de agua fría en el inyector mediante el anular para refrigerar todo el pozo hasta el fondo. En caso de que haya un empaque que aisle el espacio anular del fondo del pozo, se puede inyectar agua por el tubing de inyección para refrigerar el espacio por debajo del empaque en caso de un alza en las temperaturas.

En el caso de los productores se puede inyectar agua por el anular sin ningún problema, sin embargo, si se llegase a decidir en la aplicación de un empaque en fondo de pozo, resultaría necesario utilizar un string independiente para la inyección de agua a fondo para no interferir con la producción en el tubing principal.

## **5.2. ALTERNATIVAS PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A PARTIR DE LAS ANALOGÍAS.**

Para plantear las mejores alternativas de selección del sistema de levantamiento artificial se requiere definir las condiciones de diseño, teniendo en cuenta las condiciones a las que va a estar expuesto el equipo, las cuales son de dos tipos: producción en frío y producción en caliente. Hay que tener en cuenta que durante la producción en frío el sistema de levantamiento opera a las condiciones iniciales del yacimiento, pero una vez comience la producción en caliente las condiciones de operación pueden cambiar drásticamente por lo que el sistema de levantamiento debe estar preparado para esta etapa. Muchas veces se saca el sistema de levantamiento y se permite que el pozo fluya por sí solo, en otras ocasiones se instala otro tipo de SLA adecuado a las condiciones provistas en fondo de pozo durante la producción en caliente.

Primero se recurrió a una pre-selección cualitativa de los sistemas de levantamiento que posiblemente pueden operar bajo las condiciones propias de

un proceso de combustión in-situ. Luego se compara este sistema preliminar con el sistema resultado del proceso de las analogías para llegar a un análisis más acertado.

### **Selección preliminar**

La evaluación cualitativa para el sistema preliminar se realizó teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- ✓ Máxima profundidad de operación
- ✓ Máximo volumen de operación
- ✓ Máxima temperatura de operación
- ✓ Manejo de corrosión
- ✓ Manejo de gas
- ✓ Gravedad del fluido
- ✓ Estrategia de servicio
- ✓ Eficiencia del sistema

En la siguiente tabla se muestran los rangos operativos de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial, donde se realiza la selección del sistema preliminar para un proceso de combustión in-situ:

**TABLA 34.** Rangos operativos de los sistemas de levantamiento artificial

	PLUNGER LIFT	BES	BOMBEO MECÁNICO	PCP	RECIPROCANTE E HIDRÁULICO	HIDRÁULICO O TIPO JET	GAS LIFT
MÁXIMA PROFUNDIDAD DE OPERACIÓN (TVD- ft/m)	19.000 5791	15.000 4572	16.000 4878	7500 2286	17.000 5182	15.000 4572	18.000 5486
MÁXIMO VOLUMEN DE OPERACIÓN (BFPD)	200	60.000	6.000	4.500	8.000	35.000	50.000
MÁXIMA TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°F / °C)	550 °F 288 °C	400 °F 204°C	550 °F 288 °C	250 °F 121 °C	550 °F 288 °C	550 °F 288 °C	450 °F 232 °C
MANEJO DE CORROSIÓN	EXCELENTE	BUENO	BUENO - EXCELENTE	ACEPTABLE	BUENO	EXCELENTE	BUENO - EXCELENTE
MANEJO DE GAS	EXCELENTE	ACEPTABLE	ACEPTABLE - BUENO	BUENO	ACEPTABLE	BUENO	EXCELENTE
MANEJO DE SÓLIDOS	ACEPTABLE	ACEPTABLE	ACEPTABLE - BUENO	EXCELENTE	ACEPTABLE	BUENO	BUENO
GRAVEDAD DEL FLUIDO (°API)	> 15°	> 10°	> 8°	< 40°	> 8°	> 8°	> 15°
ESTRATEGIA DE SERVICIO	WELLHEAD CATCHER O WIRELINE	WORKOVER	WORKOVER	WORKOVER	HIDRÁULICO O WIRELINE	HIDRÁULICO O WIRELINE	WIRELINE O WORKOVER
MECANISMO DE MOVIMIENTO	ENERGÍA NATURAL DEL POZO	MOTOR ELÉCTRICO	GAS O ELÉCTRICO	GAS O ELÉCTRICO	MULTICILINDRO O ELÉCTRICO	MULTICILINDRO O ELÉCTRICO	COMPRESOR
EFICIENCIA DEL SISTEMA	N/A	35% a 60%	45% a 60%	50% a 75%	45% a 55%	10% a 30%	10% a 30%

**APLICA**

**APLICA CON RESTRICCIONES**

**NO APLICA**

FUENTE: ECOPETROL S.A.

De acuerdo con la anterior tabla, los rangos operativos con coloración verde aplican para un proceso de combustión en el campo colombiano, los parámetros con coloración amarilla si aplican pero con cierta limitación, mientras que los parámetros en rojo no aplican a nivel operativo en el campo Colombiano.

Esta selección preliminar establece las siguientes opciones para la implementación del sistema de levantamiento:

- Hidráulico tipo Jet
- Bombeo Mecánico
- Bombeo Electro-sumergible (BES)
- Bombeo por cavidades progresivas (PCP)

Todos estos sistemas de levantamientos pueden lidiar con los efectos producto del proceso de combustión in-situ, sin embargo, se descarta el sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP) por el simple hecho de que no es aplicable a la profundidad a la cual se encuentra la formación productora del campo X.

### **Selección por analogías**

Según las analogías realizadas en el capítulo anterior, los campos más análogos al Campo X son el Campo Buffalo y el Campo Dehli, ambos campos utilizaron como sistema de levantamiento artificial **el Bombeo mecánico con varillas**. Estos sistemas de levantamiento operaron durante toda la vida operativa del proceso de combustión in-situ los cuales tuvieron buenos resultados, no obstante, no estuvieron exentos de los problemas operativos causa de la naturaleza del proceso de combustión. A continuación se enumeran los problemas que se presentaron en ambos campos y sus soluciones:

**TABLA 35.** Tabla comparativa de los problemas de SLA de los campos análogos

CAMPO	PROBLEMAS	SOLUCIONES
<b>BUFFALO</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión por CO<sub>2</sub> en las varillas de la bomba y en el tubing.</li> <li>2. Bloqueo por gas debido a un incremento en la producción de gases de combustión (GOR entre 3000-8000 SCF/STB).</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se hizo circular químicos a lo largo del anular para de cierta forma recubrir la varilla de succión y se reemplazó el tubing de acero por uno con recubrimiento de plástico.</li> <li>2. Inicialmente se instalaron anclajes para reducir la interferencia del gas, sin embargo no funcionó. Luego se aplicó "Back pressure" donde se levanta la bomba generando presión en el anular, pero condujo a una reducción en la producción de crudo. La mejor opción fue sumergir la bomba unos 15 ft por debajo de las perforaciones (cañoneos) y mantener una mínima presión en el anular ya que de esta forma se generaba una separación de gas, lo que minimizaba el bloqueo por gas.</li> </ol>
<b>DEHLI</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Corrosión en las varillas del sistema de bombeo.</li> <li>2. Escamas de sulfato de bario, sulfato de calcio y estroncio.</li> <li>3. Emulsiones</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se inició un programa de inhibidores de corrosión.</li> <li>2. Se hizo un tratamiento de "squeeze" a la formación utilizando químicos a base de fosfato orgánico.</li> <li>3. Se utilizaron químicos rompedores de emulsión en los pozos y se operó un calentador en superficie a 170°F.</li> </ol>

FUENTE: LOS AUTORES

El bombeo mecánico ha sido uno de los sistemas de levantamiento mayor probados en procesos de recobro térmico incluyendo la combustión in-situ, y aunque cabe recalcar que el sistema puede ser susceptible a la corrosión por gases de combustión, esto ha sido exitosamente controlado en los proyectos análogos mediante la inyección de inhibidores de corrosión los cuales forman una película protectora a lo largo de la varilla de succión protegiéndola de daños severos. Hay que recalcar el hecho de que un sistema de bombeo mecánico puede tener algunos inconvenientes con la caída de varilla, en especial en una formación de crudo tan pesado como el del campo X durante la etapa fría de producción, sin embargo, se han encontrado soluciones a este tipo de problemas como en los proyectos de la Husky Oil Operations (**sección 3.2.8.**) donde se utilizó la inyección de diluyentes a través de una varilla hueca, lo cual mitigó los problemas de caída de varilla, bloqueo por gas, y posible entrapamiento de arenas. La única desventaja de este proceso es la limitante económica de inyectar diluyentes a una formación de más 8,000 ft de profundidad, sin embargo, esto ya sujeto a un análisis económico mas complejo.

En cuanto a los sistemas preliminares, un buen candidato es el **sistema de bombeo electro-sumergible (ESP)** el cual puede ser aplicado a grandes profundidades y levantar grandes volúmenes de petróleo. Existe la limitante del manejo de gas ya que durante la producción en caliente se dispara el nivel del GOR, aunque puede implementarse la bomba ESP con un separador de gas durante esta etapa mitigando por ende los problemas de eficiencia. Se podría considerar la implementación del sistema bombeo mecánico por varillas durante la etapa de producción fría e intermedia del proceso de combustión, y una vez se manifiesta de forma definida la fase de producción caliente se puede recurrir a dos opciones: permitir que el crudo fluya por si solo o implementar el sistema ESP y poder lograr una producción significativa en el pozo.

### 5.3. ALTERNATIVAS EN LA SELECCIÓN DE MATERIALES DE FONDO

La selección de materiales es una de las tareas críticas para un proceso de combustión in-situ ya que comprende un proceso bastante complejo el cual no puede encasillarse en categorías generales, dado que las variables operativas entre los proyectos de CIS difieren bastante las unas de las otras. Sin embargo, se puede decir de forma resumida que la selección de materiales de acero está sujeta a parámetros como;

- Temperaturas esperadas de operación
- Presiones de operación en inyectores y productores.
- Presiones parciales de los gases de combustión ( $H_2S/CO_2$ )
- Ambientes oxigenados.

Autores como (*Zawierucha & Hennigson, 1985*)<sup>88</sup> estudiaron los efectos que tienen los ambientes oxigenados y de alta temperatura propios de los procesos de combustión in-situ en distintos materiales de acero. En la **Tabla 36** se simuló las condiciones de un pozo productor sometido a la circulación de agua a 220°C en un ambiente presurizado a 5.17 MPa para un proceso convencional de combustión seca.

De este primer experimento (**Tabla 36**), se observa que los aceros convencionales o de baja aleación como el API N-80 y el grado 4130 sufrieron serios daños de corrosión por la presencia de corrosión localizada por “pitting” o picado, y craqueo de la superficie del acero. Por otra parte, aceros como el SS – 316 también presentaron serios problemas por picado. Aceros como el Inconel 600, Incoloy 825 y el Ferralium 255 presentaron la menor tasa de corrosión salvo por una presencia moderada de corrosión por picado en el Incoloy y el Inconel. Los autores también afirman que aceros a base de níquel como el **Inconel – 625 y el Hasteloy C – 276** muestran un desempeño aún mejor que el Incoloy – 825 y el Inconel – 600. También se realizaron otros

---

<sup>88</sup> R. Zawierucha, UCC-Linde Division; C.J. Hennigson, Union Carbide Canada Limited. "Materials Performance in Thermal Enhanced Oil Recovery Environments". JCPT85-03-05. Mayo-Junio de 1985.

experimentos bajo ambientes altamente oxigenados los cuales presentaron resultados bastante diferentes donde materiales como el Inconel 600 mostraban mayor tasa de corrosión que el SS-316.

**TABLA 36.** Estudio de materiales (Zawierucha & Henningson)

<b>Simulación de pozo productor en CIS por inyección de aire a 220°C</b>	
<b>ALEACIÓN</b>	<b>(mm/y)</b>
Acero API N-80	5,1
Acero de baja aleación 4130	3,1
Acero inoxidable 316	0,04
SANICRO 28	0,03
INCOLOY 825	0,03
INCONEL 600	0,025
FERRALIUM 255	Nil
1. Presurizado a 5.17 MPa con 16.2CO <sub>2</sub> , 2.9CO, 1.6O <sub>2</sub> , 78.3N <sub>2</sub> , 1.0 H <sub>2</sub> S	

FUENTE: R. Zawierucha, UCC-Linde Division; C.J. Henningson, Union Carbide Canada Limited."Materials Performance in Thermal Enhanced Oil Recovery Environments". JCPT85-03-05. Mayo-Junio de 1985.

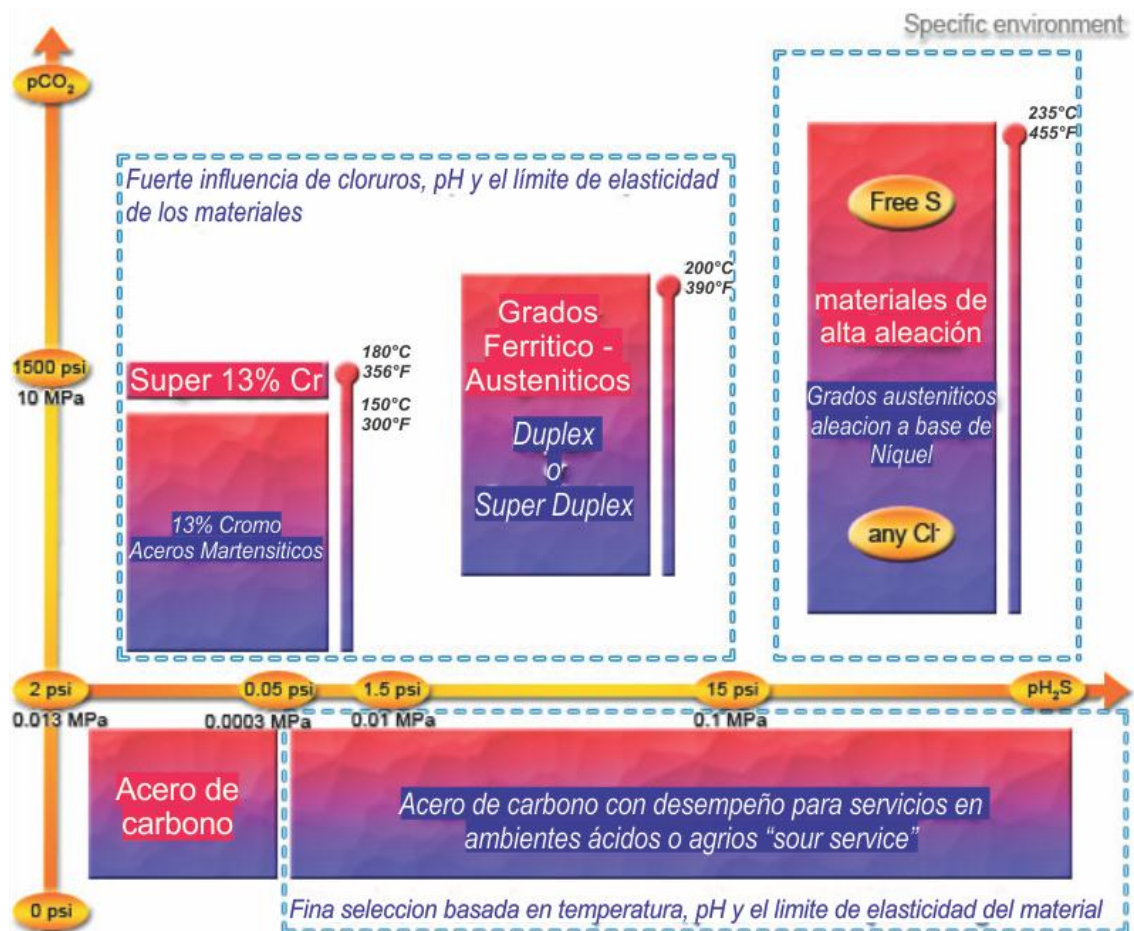
Hay que tener en cuenta que estos experimentos se realizaron en condiciones de laboratorio las cuales pueden variar bastante de las condiciones en fondo de pozo. Por esta razón los autores sugieren las siguientes recomendaciones para la selección de materiales:

1. Realizar pruebas de inmersión de aleaciones en laboratorio en un rango amplio de temperaturas y composiciones ambientales.
2. Realización de estudios electroquímicos.
3. Implementación de cupones de corrosión de diferentes aleaciones en campo para observar el desempeño de estos bajo condiciones reales.

A pesar de que las aleaciones a base de níquel resultan ser aquellas con el mejor desempeño ante la corrosión y las altas temperaturas, hay que tener en cuenta que este tipo de aleaciones son bastante costosas en la industria, y su implementación en pozos a gran escala podría comprometer la viabilidad económica del proyecto. La compañía *Vallourec & Mannesmann Tubes Oil & Gas* (VAM SERVICES) presentan un criterio básico de selección de materiales

en base a las presiones parciales (psi o MPa) de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S a las cuales vaya a estar sometido el acero, las temperaturas, pH, entre otros factores:

FIGURA 47. Guía de selección de materiales (VAM Services)



FUENTE: <http://www.vamservices.com/>








Este fue uno de los sistemas de selección de materiales usados para el piloto de combustión in-situ que se piensa implementar en el campo de Bare en la faja del Orinoco (Venezuela)<sup>89</sup>. La ONGC de India realizó los estudios pertinentes de las muestras de la formación de Bare y determino que los gases de combustión como el CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S tendrían unas presiones parciales de  $pCO_2=140$  psi y  $pH_2S=3$  psi, sugiriendo una presencia mayoritaria de CO<sub>2</sub> por

<sup>89</sup> O. Chacon. "Well Completion for In-Situ Heating Oil Recovery Technique". PDVSA Intevp. PAPER 2009-573. 2009.

encima de los sulfatos. Basados en estos resultados junto con el método de selección de la VAM SERVICES se determinó que el material más adecuado sería el **VM22 o 22% Cr Dúplex Steel** proveniente de los *aceros Ferrítico-Austeníticos* los cuales a diferencia de los aceros de *romo 13% Martensíticos* toleran un poco más la presencia de H<sub>2</sub>S con presiones parciales entre los 1.5-15 psi.

En caso de que el proceso de corrosión este liderado principalmente por el ácido sulfhídrico, la compañía VAM SERVICES también ofrece los aceros conocidos como “Sour Service” los cuales son aptos para ambientes donde las presiones parciales del H<sub>2</sub>S superan los 0.05 psi hasta por encima de los 15 psi.

**TABLA 37.** Grados Sour Service

Nombre	Y.S. range (ksi-MPa)	U.T.S. min. (ksi-MPa)	HRC value	Threshold stress min.	Código de color de las conexiones (couplings)
VM 80 SS	80 (552) - 95 (655)	95 (655)	≤ 22	90% SMYS	 VM 80 SS
VM 90 S	90 (621) - 105 (724)	100 (690)	≤ 24	85% SMYS	 VM 90 S
VM 90 SS	90 (621) - 105 (724)	100 (690)	≤ 24	90% SMYS	 VM 90 SS
VM 95 S	95 (655) - 110 (758)	105 (724)	≤ 25	85% SMYS	 VM 95 S
VM 95 SS	95 (655) - 110 (758)	105 (724)	≤ 25	90% SMYS	 VM 95 SS
VM 100 SS	100 (690) - 115 (792)	110 (758)	≤ 28	85% SMYS	 VM 100 SS
VM 110 SS	110 (758) - 125 (862)	120 (828)	≤ 30	85% SMYS	 VM 110 SS

FUENTE: <http://www.vamservices.com/>

Adicionalmente, debido a la demanda de aceros para proyectos HP-HT (High Pressure & High Temperature) o de alta presión y alta temperatura en

ambientes ácidos, se fabricó la línea de aceros High Collapse & Sour Service Line<sup>90</sup>:

**TABLA 38.** Grados High Collapse & Sour Service

V & M grados de propiedad	Referencia API
VM 90 HCS	C95*
VM 95 HCS	C95
VM 80 HCSS	L80
VM 90 HCSS	C90
VM 95 HCSS	T95
VM 110 HCSS*	T95*
<b>*de acuerdo a la filosofía QA/QC del estándar API referido</b>	

FUENTE: Vallourec Group. "V & M Steel Grades for Sour Service". Vallourec & Mannesmann Tubes.

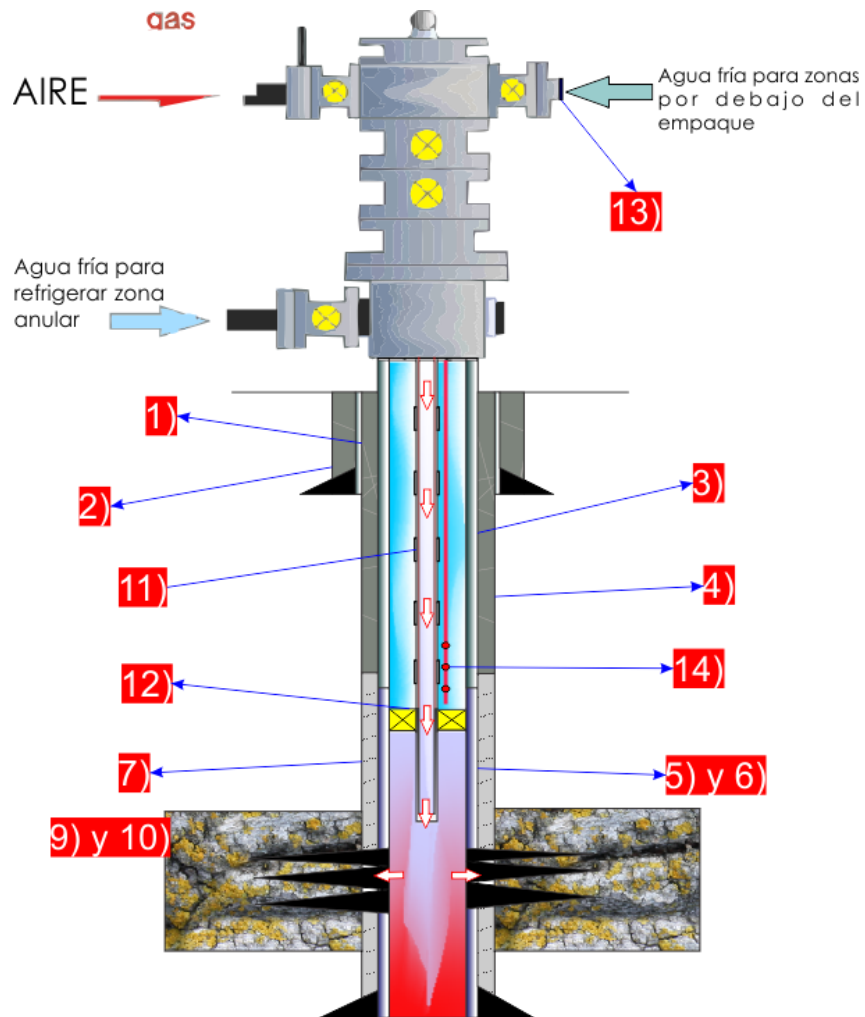
Estas opciones de grados sour Service pueden ser candidatos óptimos teniendo en cuenta que la formación del campo colombiano localizada entre los 8,000 y 8500 ft de profundidad contiene un crudo viscoso con alto contenido de ácido sulfhídrico el cual una vez generada la combustión puede generar graves problemas por corrosión acida o SSCC en la metalurgia de los aceros si estos son convencionales, además de ser otra alternativa a parte de los aceros con aleaciones a base de níquel como los Hasteloy, Inconel e Incoloy.

#### **5.4. DISEÑO DE POZOS CON BASE EN LAS ANALOGÍAS**

Teniendo en cuenta el desempeño de los diseños de completamiento y de sistemas de levantamiento artificial obtenidos en los casos análogos y previendo otros factores (alta liberación de sulfatos, posible arenamiento, etc.), se proponen los siguientes diseños base para los pozos inyectoros, productores y observadores. En la siguiente tabla se resumen los diseños.

<sup>90</sup> Vallourec Group. "V & M Steel Grades for Sour Service". Vallourec & Mannesmann Tubes.

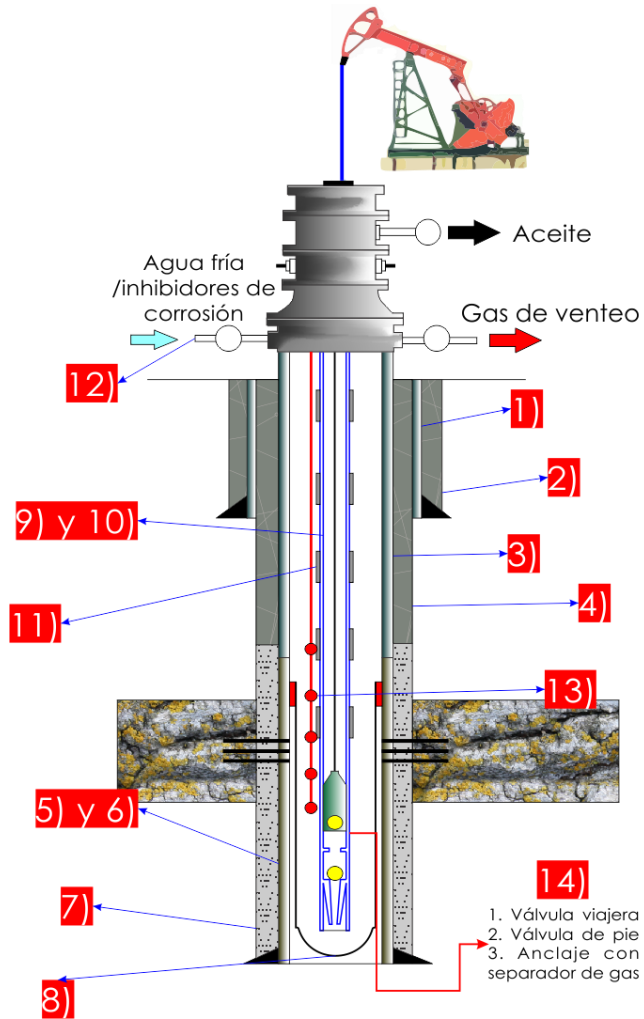
FIGURA 48. Diseño pozo inyector en base a analogías



POZO INYECTOR		
TIPO DE COMPLETAMIENTO	0.	hoyo revestido
CASING SUPERFICIAL	1.	J-55
CEMENTO SUPERFICIAL	2.	Portland tipo – G o H
CASING INTERMEDIO	3.	N-80
CEMENTO INTERMEDIO	4.	Portland tipo – G o H
CASING DE FONDO	5.	Incoloy-825
ACEROS ALTERNATIVOS-CASING	6.	SOUR SERVICE (e.g., VM 90HCS, VM 95 HCS, etc.)
CEMENTO EN FONDO	7.	Portland + Aditivos Pozzolana
TIPO DE LINER	8.	---
TUBING	9.	Ultima junta de Inconel 625 y recubrimiento de plástico fenólico en el resto de juntas
ACEROS ALTERNATIVOS-TUBING	10.	SOUR SERVICE (e.g., VM 90HCS, VM 95 HCS, etc.)
COUPLINGS	11.	Premium con sello tipo anillo "O-ring"
FORMA DE AISLAMIENTO	12.	Empaque térmico con elastómero de viton y anillo de sello de teflón y espacio anular lleno con agua fresca y químicos anticorrosivos
REFRIGERACION DE POZOS	13.	Inyección de agua fría por medio del anular y a lo largo del tubing para la zonas de fondo
REGISTRO DE TEMPERATURAS	14.	Termocuplas justa encima del empaque

FUENTE: LOS AUTORES

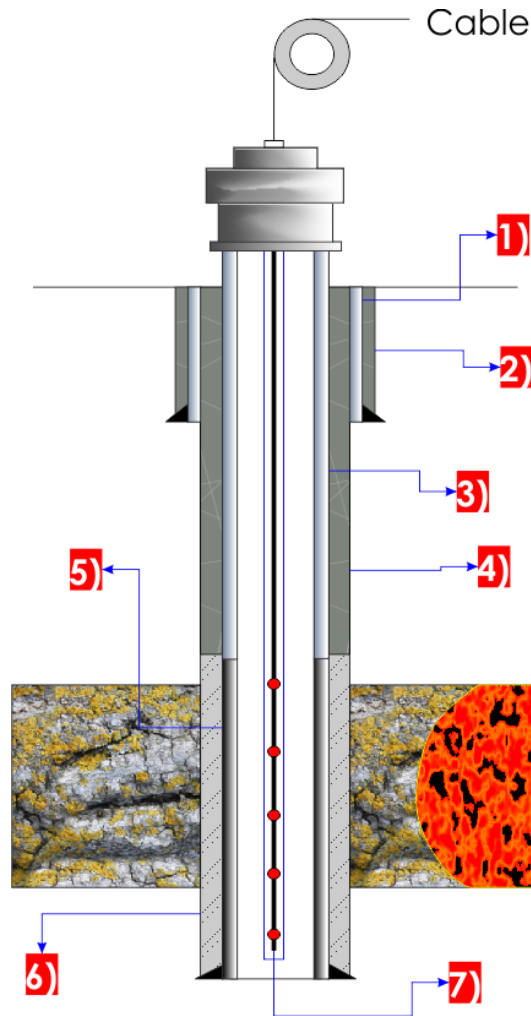
FIGURA 49. Diseño pozo productor en base a analogías



POZO PRODUCTOR		
TIPO DE COMPLETAMIENTO	0.	hoyo revestido
CASING SUPERFICIAL	1.	J-55
CEMENTO SUPERFICIAL	2.	Portland tipo – G o H
CASING INTERMEDIO	3.	N-80
CEMENTO INTERMEDIO	4.	Portland tipo - G/H
CASING DE FONDO	5.	Incoloy-825
ACEROS ALTERNATIVOS CASING	6.	SOUR SERVICE (e.g., VM 90HCS, VM 95 HCS, etc.)
CEMENTO EN FONDO	7.	Portland + Aditivos Puzolana
TIPO DE LINER	8.	Liner con malla térmica de material Inconel 625 o "sour service"
TUBING	9.	tubing con recubrimiento de plastico y ultima junta de Inconel 625
ACEROS ALTERNATIVOS TUBING	10.	SOUR SERVICE (e.g., VM 90HCS, VM 95 HCS, etc.)
COUPLINGS	11.	Premium con sello tipo anillo "O-ring"
REFRIGERACION DE POZOS	12.	linea de inyeccion de agua fria hacia anular
REGISTRO DE TEMPERATURAS	13.	Termocuplas a lo largo del tubing
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	14.	Bombeo mecánico por varillas

FUENTE: LOS AUTORES

**FIGURA 50.** Diseño pozo observador en base a las analogías



POZO OBSERVADOR		
TIPO DE COMPLETAMIENTO	0.	hoyo revestido
CASING SUPERFICIAL	1.	J-55
CEMENTO SUPERFICIAL	2.	Portland tipo – G o H
CASING INTERMEDIO	3.	N-80
CEMENTO INTERMEDIO	4.	Portland tipo – G o H
CASING DE FONDO	5.	P-110
CEMENTO EN FONDO	6.	Portland + Aditivos Puzolana
TUBING	7.	String con termocuplas posicionadas en la zona de interes

FUENTE: LOS AUTORES

## 6. CONCLUSIONES

- Mediante el desarrollo del proyecto se identificaron parámetros fundamentales en el diseño de un completamiento para operaciones de recobro térmico, que de no ser consideradas pueden atentar contra la seguridad y productividad de la operación. Se destacan entre ellos: la pérdida de integridad en la estructura de los aceros y cementos por altas temperaturas y esfuerzos cíclicos, la corrosión inducida por gases de combustión (CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S), y la obstrucción y daño de equipos en fondo de pozo por precipitación de parafinas y asfaltenos, y la migración acelerada de finos.
- En la mayoría de los proyectos de combustión in-situ se pueden identificar unos requisitos básicos que se cumplen para mantener la integridad mecánica de los pozos. Entre estos requisitos se incluyen; el uso de cementos térmicos en la zona afectada por la combustión, el uso de aceros aleados resistentes a la corrosión y las altas temperaturas, el uso de dispositivos de medición de temperatura como las termocuplas y control de arenas mediante empaquetamientos de grava y liners ranurados.
- En los casos de completamientos, es posible asociar los problemas de arenamiento con pozos productores en formaciones someras con arenas no-consolidadas como se registra en algunos casos como Miga (Venezuela), South Belridge (USA), Midway Sunset (USA), Lloydminster (Canadá), y Esperson Dome (USA). Por otro lado formaciones someras con arenas consolidadas expuestas al proceso de combustión como en el caso Carlyle y North Tisdale (USA), no requirieron de un control de arenas de diseño especial, salvo por el uso del liner ranurado en el caso de North Tisdale.

- En algunos de los casos expuestos fue necesario inyectar agua fría por medio del anular del pozo o mediante una sarta independiente para enfriar el fondo cuando se presentan incrementos sustanciales en la temperatura como se registra en siete de los casos de completamientos registrados. Esta práctica es bastante importante ya que de esta forma se limitan los esfuerzos inducidos por las temperaturas en los aceros, minimizando así mismo otros efectos como la corrosión.
- Mediante las analogías realizadas para los sistemas de completamiento se identificaron dos campos principales; el campo de Sloss seguido del campo de Buffalo; proyectos en los cuales se implementó el proceso de combustión a profundidades superiores a las acostumbradas para este método de recobro (Sloss-6,200 ft / Buffalo-8,500 ft). A diferencia de otros proyectos en formaciones someras, éstos no sufrieron de forma excesiva los efectos por abrasión debido a la alta migración de finos a lo largo del proceso, a excepción del campo Sloss que presentó graves problemas por abrasión durante la irrupción del frente en algunos pozos. Ya que nuestro campo en estudio es de arenas consolidadas, no se esperaría producción de arenas, sin embargo la implementación de un liner ranurado o de malla térmica podría prevenir una posible falla por arenamiento más adelante en el proceso.
- Los aceros utilizados en los campos análogos para las secciones de casing y tubing expuestas a la combustión, fueron el Inconel y el grado P-110, por su resistencia a las altas temperaturas y esfuerzos cíclicos. En cuanto a los métodos para mitigar la corrosión, en los proyectos se reportaron técnicas como la inyección de inhibidores, aceros aleados y recubrimientos plásticos los cuales en menor o mayor medida fueron exitosos. Sin embargo predecir el tipo de corrosión que se pueda presentar en el campo Colombiano basándose solo en analogías es bastante complicado, ya que esto depende

principalmente de las características de los fluidos de formación tales como el contenido de sulfatos, etc.

- Mediante el uso de analogías para los casos de sistemas de levantamiento artificial, fue elegido el sistema por bombeo mecánico del campo de Buffalo, el cual tiene una gran similitud con el campo Colombiano en estudio y ya ha sido probado con éxito en procesos de combustión in-situ en formaciones de crudo pesado y viscoso. Aunque puedan presentarse algunos problemas por fallas en la sarta de varillas, estos pueden corregirse con la inyección de diluyentes en fondo de pozo. Adicionalmente el sistema de levantamiento preliminar como el bombeo electro-sumergible también es una buena alternativa en cuanto la mayor capacidad productiva de la bomba.

## 7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda conocer a fondo las características de la formación donde se implementará el proceso y como ésta posiblemente interactúe en presencia de la combustión, antes de iniciar cualquier proceso de Combustión. Esto con la finalidad de prever los efectos que tenga el proceso sobre la integridad de los pozos. Los parámetros que más influyen son la profundidad, la temperatura, la presión, la viscosidad del crudo y lo más importante el contenido de sulfatos en el crudo de formación, por ser éste un parámetro determinante en la selección de materiales especiales como las aleaciones a base de níquel, aceros inoxidable, o grados Sour Service.
- El grado de los aceros implementados en fondo de pozo no necesariamente tiene que hacer parte de la aleaciones más costosas y con mayor grado de pureza en su metalurgia, pues su uso en conjunto, con prácticas como la inyección de agua fría y el uso de inhibidores de corrosión en fondo de pozo ayudan a mitigar los efectos generados por el frente de combustión. Sin embargo, esta decisión depende en gran parte de las temperaturas esperadas durante el proceso de ignición, las cuales pueden ser simuladas mediante pruebas de tubo de combustión y un análisis completo de los componentes presentes en el crudo.
- Cabe recalcar que el método de las analogías es una herramienta donde se generaliza el desempeño de procesos análogos a un campo determinado, otorgando solo indicativos de lo que podría esperarse a nivel operativo en dicho proceso. Es por esto que las analogías deben considerarse en cierta forma como un método de descarte, mas no destinar su uso para la selección directa de diseños de completamiento y sistemas de levantamiento artificial. Aunque las dos formaciones sean similares, siempre

habrá diferencias claves, las cuales pueden influir en menor o mayor medida en el desempeño de un proceso de combustión.

## BIBLIOGRAFÍA

- A. Brandl, J. Cutler, A. Seholm, M. Sansil, G. Braun. “Cementing Solutions for Corrosive Well Environments”. BJ Services Co. SPE132228. 2010.
- A. Doriaiah, Sibaprasad Ray, y Pankaj Gupta, “In-Situ Combustion Technique to Enhance Heavy-Oil Recovery at Mehsana, ONGC-A Success Story”. SPE 105248. 11 de Marzo del 2007.
- A. Turtha, Alberta Research Council; S. K. Chattopadhyay & R. N. Bhattacharya, ONGC; A. Condrachi, Oil and Gas Research Institute; W. Hanson, Bayou State Oil Corporation. “Journal of Canadian Petroleum Technology. Current Status of Commercial In Situ Combustion Projects Worldwide”. PAPER 2005-02.
- A.T. Turta, S.K. Chattopadhyay, R.N. Bhattacharya, A. Condrachi, W. Hanson, “Current Status of the Commercial In Situ Combustion (ISC) Projects and New Approaches to Apply ISC”, Alberta Research Council, ONGC, Oil and Gas Research Institute, Bayou State Oil Corporation. Alberta, Canada. Junio de 2005.
- A.T. Turta, y A.K. Singhal, “Reservoir Engineering Aspects of Oil from Low Permeability Reservoirs by Air Injection”, SPE – Recovery Petroleum Institute, Calgary, Canada. SPE 48841. (Página 125). Noviembre de 1998.
- Aaron B. Speirs, Phil B. Warren. “Horizontal Well Experience in California Thermal Reservoirs”. Shell Western E&P, California Division. Marzo de 1994.
- Adam T. Bourgoyne Jr., Keith K. Millheim, Martin E. Chenevert, F.S. Young Jr. “Applied Drilling Engineering” SPE Textbook Series, Vol. 2. 1991.
- Adriana Milena Arias Noriega y Claudia Liliana Rodríguez Berdugo. “Alternativas para los Problemas Operacionales Críticos Durante la Implementación de un Proceso de Combustión In-Situ en un Campo de Crudo Pesado en Colombia”. Universidad Industrial de Santander, 2013.

- Alex Turta, “Review of Steam-Based Ignition Operations for Initiation of In-Situ Combustion Process”, Alberta Innovates Technology Futures (AITF). Calgary, Canadá. WHOC11-501. 2011.
- Ali Albawi. “Influence of Thermal Cycling on Cement Sheath Integrity”. NTNU – Trondheim Norwegian University of Science and Technology. Junio de 2013.
- Ayasse, C. Bloomer, E. Lyngberg - Petrobank Energy and Resources Ltd, W. Boddy - Marlex Engineering Ltd., J. Donnelly - Marengo Energy Research Limited, M. Greaves - University of Bath, “First Field Pilot of the THAI Process”, C. CANADIAN INTERNATIONAL PETROLEUM CONFERENCE – PAPER 2005-142. Junio de 2005.
- C.F. Gates y B.G. Holmes, “Thermal Well Completions and Operation”, Mobil Oil Corp. (Página 420).
- C.F. Gates, H.G Ramey, “Field Results of South Belridge Thermal Recovery Experiment”, General Petroleum Corp., Santa Fe Spring, California. 1958.
- C.F. Gates; K.D. Jung; R.A. Surface. “In-Situ Combustion in the Tulare Formation, South Belridge, Kern County, California”. Mobil Oil Corp. Mayo de 1978.
- C.H. Bowman, Junior member AIME. “A Two – Spot Combustion Recovery Project”. Mene Grande Oil Co., San Tome, Venezuela. SPE 1158. Marzo de 1964.
- C.M.F. Gallas y G.C. Ejiogu. “Enhancement of In-Situ Combustion by Steam Stimulation of Production Wells”. SPE, BP Resources Canada Ltd. Noviembre de 1993.
- Canadian International Petroleum Conference, paper 2002-217 - Limitations and Potentials of In-Situ combustion Processes for heavy oil reservoirs – C. Shem, CreSim Technologies.
- Carlos Andrés Palacio Olivares, “Evaluación de Yacimientos Prospectos para la Implementación de Procesos de Combustión In-Situ Mediante Analogías”, Universidad Industrial de Santander, 2010.
- Carlos Andrés Palacios Olivares. “Evaluación de Yacimientos Prospectos para la Implementación de Procesos de Combustión In Situ Mediante

Analogías”. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Santander. 2010.

- Chieh Chu. “State of the Art Review of Fireflood Field Projects”. SPE, Getty Oil Co. Enero de 1982.
- D.J. Daulton, y G.M. Wiercinski. “Successful Cementing of the Horizontal In-situ Combustion GRI/DOE: Rocky Mountains No. 1 Coal Seam Project”. The Western Co. of North America, United Engineers & Constructors Inc. SPE 21684. 1991.
- D.N. Dietz. “Wet Underground Combustion, State of the Art.” SPE-AIME, Koninklijke/Shell Exploratie en Productie Laboratorium. Mayo de 1970.
- David R. Parrish, Charles B. Pollock, N.L. Ness, F.F. Craig, Jr. “A Tertiary COFCOW Pilot Test in the Sloss Field, Nebraska”. SPE 3839. Junio de 1974.
- Denis Brondel, Randy Edwards, Andrew Hayman, Donald Hill, Shreekant Mehta, Tony Semerad. “Corrosion in the Oil Industry”. Abril de 1995. Schlumberger.
- E.B. Nelson, L.H. Eilers. “Cementing Steamflood and Fireflood Wells – Slurry Design”. Dowell Schlumberger. JCPT85-05-06. 1985.
- E.T. Tzanco, PanCanadian Petroleum Ltd.; G.R. Moore, U. of Calgary; and W.K. Good, Alberta Dept. of Energy. “Combustion Performance in the Countess Project”. SPE 28604. Septiembre de 1994.
- Ecopetrol S.A.
- Egon H. Garthoffner, “Combustion Front and Burned Zone Growth in Successful California ISC Projects”, SPE, ARCO Western Energy. SPE 42644. 1998.
- Erik B. Nelson. “Well – Cementing”. Schlumberger. 1990.
- F.N. Pebdani, R. Longoria, Consultant, D.N. Wilkerson, V.N. Venkatesan, “Enhanced Oil Recovery by Wet In-Situ Oxygen Combustion: Esperson Dome Field, Liberty County Texas”, Mobil E&P Services, Mobil R&D Corp. SPE 18072. Octubre de 1988.

- G.A. Clark, R.G. Jones, W.L. Kinney, R.E. Schilson, H. Surkalo, R.S. Wilson. "The Fry In Situ Combustion Test-Field Operations". Marathon Oil Co. SPE 955. Marzo de 1963
- G.A. Clark, R.G. Jones, W.L. Kinney, R.E. Schilson, H. Surkalo, R.S. Wilson. "The Fry In Situ Combustion Test-Field Performance". Marathon Oil Co. SPE 954. Marzo de 1964.
- G.A. Huffman, J.P. Benton, A.E. El-Messidi, K.M. Riley, "Pressure Maintenance by In-Situ Combustion West Heidelberg Unit, Jasper County, Mississippi", SPE, Gulf Oil E&P Co. Octubre 1983.
- G.V. Cady; S.J. Hoffman; R.M. Scarborough. "Silverdale Combination Thermal Drive Project". SPE 8904. 1980.
- George J. Stosur SPE Petroleum Consultant. "EOR: Past, Present and What the Next 25 Years May Bring". SPE 84864.
- George R. Jenkins, John W. Kirkpatrick, "Twenty Year's Operation of an In-situ Combustion Project", Amoco Canada Petroleum Company Ltd., Amoco Production Company, Research Center, Canada. JCPT79-01-03. (Página 66). Marzo de 1979.
- Grant Duncan, Abe Khallad y Phil Stemler, "Enhanced Recovery Engineering...including well design, completion and production practices", Petro-Canada, Calgary, Alberta. (Página 67). Enero de 1996.
- Gutiérrez, SPE, Computer Modelling Group Ltd; R.J. Miller, SPE, MRM Engineering Consultants; A.R. Taylor, SPE, y B.P. Thies, Continental Resources Inc; V.K. Kumar, El Paso Exploration and Production Co. "Buffalo Field High – Pressure Air Injection Projects: Technical Performance and Operational Challenges". SPE 113254. Abril de 2008.
- Henry J. Ramey, Jr. "In-Situ Combustion". Universidad de Standford, Stanford, California, U.S.A.
- Ignatius Obinna Ugwu, "Cement Fatigue and HPHT Well Integrity with Application to Life of Well Prediction", Texas A&M University. Diciembre de 2008.

- Ing. Néstor Alexis Hernández Estévez. “Evaluación Experimental del Proceso de Combustión In-Situ Empleando Crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco”. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Octubre de 2003.
- Innovation in Subsurface Products and Services for the completion of Oil & Gas Wells. Concept 2 Completion Pte Ltd. Service Company. Abril de 2013.
- J. T. Moss, P. D. White, J. S. McNiel Jr.; MEMBERS AIME. “In Situ Combustion Process – Results of a Five – Well Field Experiment in South Oklahoma”. Magnolia Petroleum Co – Dallas, Texas. 1959.
- J.H. Alderman, Cordova Resources Inc., R.L. Fox, General American Oils Ltd., R.G. Antonation, Phillips Oil Co. “In-Situ Combustion Pilot Operations in the Wabasca Heavy Oil Sand Deposit of North Central Alberta, Canada”. SPE 11953. 1983.
- James C. Howell; Mark E. Peterson. “The Fry In-Situ Combustion Project Performance and Economic Status”. Marathon Oil Co. SPE 8381. 1979
- Jean Cristofari, “Laboratory Investigation of the Effect of Solvent Injection on In-Situ Combustion for Viscous Oils”, Department of Petroleum Engineering of Standford University, Marzo de 2006.
- John Carlson-Chevron Service Co, Derrel Gurley, George King-Amoco Production Co, Colin Price-Smith, Frank Waters, “Sand Control: Why and How?”.– BP Exploration Inc.
- K. A. Miller – Consultor, R. G. Moore, M. G. Ursenbach, C. J. Laureshen, S. A. Mehat. “Proposed Air Injection Recovery of Cold-Produced Heavy Oil Reservoirs”. Universidad de Calgary. 2001.
- K.M. Suyan, D. Dasgupta, S.P. Garg, V.K. Jain. “Novel Cement Composition for Completion of Thermal Recovery (ISC) Wellbores”. Oil Natural and Gas Corp. Ltd. SPE/IADC 101848. 2006
- Karianne Skarnes Vagenes. “Completion Design with Focus on Well Integrity and Productivity”. Norwegian University of Science and Technology – Trondheim. Junio de 2012.
- Karl A. Miller, Darrel D. Jaques. “Recent Observations at the Golden Lake Sparky Fireflood Pilot”. Husky Oil Operations Ltd., Calgary, Alberta. JCPT88 – 01 – 04. Enero – Febrero de 1988.

- L.F. Elkins; A.M. Skov; P.J. Martin; D.R. Lutton. "Experimental Fireflood – Carlyle Field, Kansas". Sohio Petroleum Co. SPE 5014. 1974.
- Luke Connell, Deasy Heryanto, Nicholas Lupton. "Integrity of Wellbore Cement in CO2 Storage Wells – State of the Art Review". Australian National low Emissions Coal Research and Development (ANLEC R&D), CSIRO. 28 de Mayo del 2012.
- M. Villalba; M. Estrada; J. Bolivar. "In-Situ Combustion Field Experiences in Venezuela". INTEVEP, S.A., Caracas, Venezuela. 1994.
- M.A. Langley. "In Situ Combustion Experiences, Husky Oil – Operations". Husky Oil Operations Ltd. 1985.
- M.L. Byl, Petro-Canada, R.G. Moore y M.G. Ursenbach, University of Calgary, "Field Observations of In-Situ Combustion in a Waterflood Reservoir in the Kinsella Field". (Página 37). Septiembre de 1993.
- Mahiampey, N: "In Situ Combustion in Enhanced Oil Recovery (EOR)": A Review, Taylor and Francis Group, 2007.
- Maurice W. Smith, "Simultaneous Underground Combustion and Water Injection In the Carlyle Pool, Iola Field, Kansas", Layton Oil Co. Enero de 1966.
- Nediljka Gaurina-Meimurec, Davorin Matanovic y Gracijan Krklec. "Cement Slurries for Geothermal Wells Cementing". Faculty of Mining Geology, and Petroleum Engineering, Pierottijeva 6, 41000 Zagreb, Croacia. 1994.
- O. Chacon. "Well Completion for In-Situ Heating Oil Recovery Technique". PDVSA Intevep.. PAPER 2009-573. 2009.
- P.J. Dugdale. "Comparison of Recovery and Economics for Oxygen and Air Fireflood in Canadian Heavy Oil Areas". Petro-Canada Resources. SPE/DOE 14921. Abril de 1986.
- Partha S. Sarathi y David K. Olsen. "Practical Aspects of Steam Injection Processes A Handbook for Independent Operators". Octubre 1992
- Partha S. Sarathi y David K. Olsen. "Practical Aspects of Steam Injection Processes A Handbook for Independent Operators". Octubre 1992.
- Partha S. Sarathi. "In-Situ Combustion Handbook-Principles and Practices". Enero de 1999.

- R. G. Moore, C. J. Laureshen, J. D. M. Belgrave, M. G. Ursenbach, S. A. Mehta. "In-Situ Combustion in Heavy Oil Reservoirs: Problems and Perspectives". University of Calgary. Calgary, Alberta, Canada.
- R. Zawierucha, UCC-Linde Division; C.J. Henningson, Union Carbide Canada Limited."Materials Performance in Thermal Enhanced Oil Recovery Environments". JCPT85-03-05. Mayo-Junio de 1985.
- R.G. Moore, C.J. Lauresehen, S.A. Mehta, M.G. Ursenbach. "Observations and Design Considerations For In Situ Combustion Projects". University of Calgary. Año de 1999.
- R.G. Moore, SPE; S.A. Mehta, SPE; M.G. Ursenbach, SPE, University of Calgary; D. Gutiérrez, SPE, Computer Modelling Group Ltd. "Potential for In Situ in Depleted Conventional Oil Reservoirs". Abril de 2012.
- R.K. Meher, K.M. Suyan, D. Dasgupta, S. Deodhar, Vinod Sharma, V.K. Jain. "Successful Field Implementation of Novel Cementing Solution for ISC Wells: Case Histories". SPE, ONGC. SPE/PS/CHOA 117590. 2008.
- R.L. Williams, J.A. Jones, y T.M. Counihan, "Expansion of a Successful In-situ Combustion Pilot in the Midway Sunset Field", Santa Fe Energy Corp. SPE 16873. 1987.
- R.W. Pollock, W.H. Beecroft y L.G. Carter. "Cementing Practices for Thermal Wells". 17th Annual Technical Meeting, The Petroleum Society of C.L.M, Edmonton. JCPT66-03-03. Mayo de 1966.
- Shallcross, David. Devices and methods for in-situ combustion ignition. Stanford University petroleum research institute, 1989.
- Stephen M. Struna, SPE, Tenneco Oil Co.; Fred H. Poettmann, SPE, Colorado School of Mines. "In-Situ Combustion in the Lower Hospah Formation, McKinley County, New Mexico. Mayo de 1988.
- Thomas M. Counihan. "A Successful In-Situ Combustion Pilot in the Midway-Sunset Field, California", Member SPE-AIME, Chanslor-Western Oil and Development Co. SPE 6525. 1977
- V. Pratap, R.K. Sood, and Binay Ram, Oil and Natural Gas Corp. Ltd. " IOR Strategies in Brownfields of Mehsana Asset, North Cambay Basin, India". SPE/IADC 102298. 2006.

- V.K. Kumar, SPE, Koch Exploration Co.; M.R, Fassihi, SPE, y D.V. Yannimaras, SPE, Amoco Production Co. “Case History and Appraisal of the Medicine Pole Hills Unit Air Injection Project”. SPE – 27792. Abril de 1994
- Vallourec Group. “V & M Steel Grades for Sour Service”. Vallourec & Mannesmann Tubes.
- Vargas, J. Garcia, J. Rodriguez, H. Reverol, “Design Aspects to Consider During Drilling and Completion of Wells of the Pilot Test in the “In Situ Combustion Project”, Bare Field”, PDVSA E&P. Venezuela 2009.
- W.C. Hardy; P.B. Fletcher; J.C. Shepard; E.W. Dittman; D.W. Zadow. “In-Situ Combustion in a Thin Reservoir Containing High – Gravity Oil”. Sun Oil Co. SPE 3053. Febrero de 1972.
- W.L. Martin; J.D. Alexander; J.N. Dew; J.W. Tynan. “Thermal Recovery at North Tisdale”. Continental Oil Co. SPE 3595. Mayo de 1972.
- World Wide EOR Survey. Oil & Gas Journal. 2012.
- Xu Ruiyi, Zhou Zhiqi y Zhang Xu. “An Applied High Temperature Sand Control Well Completion Technique for Horizontal Wells”. Oil Production Technology Research Institute Shengli Petroleum Administrative Bureau.