



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**Combustión In Situ: Consideraciones para su
aplicación en campo.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

Edgar Luis Fisher Izaguirre.

Director de Tesis:

M.I. Edgar Antonio Meza Pérez.

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., AGOSTO 2015





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
OFICIO/FING/DICT/195/2015

SR. EDGAR LUIS FISHER IZAGUIRRE

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación: **POR TESIS**, así como el tema y contenido propuestos por el **M.I. Edgar A. Meza Pérez**, en calidad de **Director de Tesis**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

COMBUSTIÓN IN SITU: CONSIDERACIONES PARA SU APLICACIÓN EN CAMPO

- I INTRODUCCIÓN
- II CONCEPTOS GENERALES DE LA COMBUSTIÓN IN SITU
- III IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO COMBUSTIÓN IN SITU
- IV VARIACIÓN DEL PROCESO CIS

Por otra parte, le comunico que le ha sido asignado el siguiente jurado que tendrá como función básica, avalar su trabajo escrito y autorizar la réplica oral requerida para la obtención del título profesional, de acuerdo al Reglamento de Opciones de Titulación vigente

PRESIDENTE: ING. MARIO BECERRA ZEPEDA
VOCAL: M.I. EDGAR A. MEZA PÉREZ
SECRETARIO: DR. SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ
1ER. SUPLENTE: ING. GUSTAVO PRADO MORALES
2DO. SUPLENTE: ING. ALFONSO A. CORONA BECERRA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de Administración Escolar, en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del trabajo escrito, el título de este.

Asimismo, le recuerdo que para optar por el título profesional, es necesario haber acreditado el 100% de los créditos establecidos en el plan de estudios, haber realizado el Servicio Social de acuerdo con la Legislación Universitaria y haber aprobado el examen de comprensión de lectura de un idioma extranjero, en términos de lo dispuesto por el Consejo Técnico.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F. a 9 de Febrero de 2015

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

ccp Coordinador de la Carrera
ccp Interesado

gt

Me permito este espacio para hacer saber que el único responsable de cualquier acierto y avance en mi vida es y ha sido Dios. Que siguiendo su camino recto he podido alcanzar esta meta tan importante para mí y mi familia.

Quisiera agradecer a la persona más importante tanto en mi vida como en mi formación humana y profesional a la Lic. Rafaela Izaguirre Ovando, la cual ha sido el mentor más grande que he tenido la fortuna de tener.

Gracias madre, este triunfo es solo el fruto de tus palabras, consejos y sacrificios. Te amo.

Al Sr. José Luis Fisher López †.

Gracias Padre, por darme el apoyo cuando pudiste, sé que miras este gran evento en nuestras vidas desde donde te encuentres.

A la Ing. Karen Yazmín Fisher Izaguirre.

Hermana mía, quiero agradecer tu fuerza y tu hermandad, tú eres la fuerza de esta familia, eres un elemento vital en este equipo, eres una de las personas que más amo en este mundo. Veo un futuro de grandes éxitos en tu vida. Te amo.

A la Sra. Catalina Ovando Melgarejo.

Usted ha sido una segunda madre para mí, su tenacidad, fortaleza, honestidad e innumerables virtudes me han cobijado en este largo camino, ha sido un faro moral y espiritual en mi vida. Me ha consentido en sobremanera irradiando no otra cosa más que amor. Parte de este logro es de usted. La amo con todo mi corazón.

A la Dra. Rosario Izaguirre Ovando.

Tía, quiero agradecer el apoyo constante que usted ha tenido con mi madre, mi hermana y conmigo. Usted es un pilar muy importante en esta familia. La admiro y así como usted, ahora también soy un universitario. La quiero mucho.

Al Lic. Elpidio Hernández Velázquez.

Me extendió su mano y me mostró el camino de la rectitud y el trabajo, usted es un ejemplo a seguir, mi sincera admiración, le estimo en gran manera.

Al MI. Edgar Antonio Meza Pérez.

Maestro Meza, quiero agradecer su apoyo y tiempo en esta última etapa de mi formación, usted ha sido un modelo a seguir, he tratado de aprender lo que he podido en sus clases y de sus consejos. Le estimo.

A la Ing. Cinthya Karina Ceballos Rivera.

Cinthya, eres mi mejor de amiga, hemos pasado mucho tiempo y situaciones juntos en este camino formador, espero que en un futuro no muy lejano trabajemos y seamos un excelente grupo de trabajo. Te quiero mucho.

A la familia Ojeda Torres.

Quiero agradecer especialmente a la Sra. Balbina y al Sr. Rubén por su humanidad, hospitalidad y ayuda, siempre los voy a recordar con mucho cariño, muchas gracias.

Quiero agradecer a mis amigos: Oswaldo y su esposa Mariana, Oscar, Edgar Gibrant, José Luis y Edgar Chirino su amistad y compañerismo.

Gratias Deus, adoramus te.

Índice de general.

Resumen.	xi
Abstract.	xii
1. Capítulo primero: Introducción.	1
1.1. Objetivo y alcance.	2
1.2. Definición de recuperación mejorada.	3
1.3. El objetivo de la recuperación mejorada.	3
1.4. La necesidad de implantación de un sistema mejorado.	4
1.5. Volúmenes recuperados por métodos de RM en E.U. y el mundo.	7
1.6. Tipos de procesos de recuperación mejorada.	10
1.6.1. Métodos térmicos	12
1.6.2. Métodos químicos.	21
1.6.3. Inyección de gases miscibles.	30
2. Capítulo segundo: conceptos generales de la combustión in situ.	36
2.1. Combustión in Situ.	37
2.1.1. Combustión in Situ convencional	40
2.1.2. Combustion in Situ seca.	41
2.1.3. Combustión in Situ húmeda.	45
2.1.4. Combustión in Situ en reverso.	49
2.2. Primer proyecto de combustión in Situ.	50
2.2.1. Procedimiento en campo.	52
2.2.2. Propagación del frente de calor.	56
2.2.3. Conclusiones del proyecto.	57
2.3. Proyecto de CIS más grande y documentado.	60
2.3.1. Estudios realizados lo largo del proyecto Suplacu de Barcau.	64
2.3.2. Ignición e instalaciones superficiales del proyecto Suplacu de Barcau.	66
2.4. Otros casos históricos.	68
3. Capítulo Tercero: implementación del proceso Combustión in Situ.	74
3.1. Consideraciones para aplicación.	74
3.3. Criterios físicos de selección para implementación de CIS.	78
3.3.1. Interacción del método con el fluido presente.	79
3.3.2. Interacción con características físicas de la formación.	79
3.3.3. Comportamiento con agua de formación.	82

3.3.4.	Efecto de la Porosidad y la Permeabilidad. _____	82
3.3.5.	Efecto de la temperatura en la Presión Capilar. _____	85
3.4.	Factores que afectan la forma del FC. _____	87
3.4.1.	Arena delgada. _____	88
3.4.2.	Bajo ritmo de inyección. _____	88
3.4.3.	Alta viscosidad. _____	89
3.4.4.	Permeabilidad vertical. _____	89
3.5.	Correlaciones de CIS. _____	90
3.6.	Tubos de combustión _____	92
3.7.	Diseño de piloto _____	95
3.7.1.	Ejemplo de implantación del método CIS. _____	96
3.7.2.	Concentración de combustible. _____	98
3.7.3.	Masa de aire. _____	100
3.7.4.	Gasto máximo de inyección. _____	102
3.7.5.	Programa de inyección. _____	104
3.7.6.	Aceite consumido como combustible por el FC. _____	111
3.7.7.	Relación de agua producida. _____	113
3.7.8.	Recuperación final. _____	114
3.8.	Requerimiento de energía del compresor. _____	117
3.9.	Tiempo de ignición. _____	124
3.10.	Ignición artificial. _____	127
3.11.	Masificación. _____	128
4.	Capítulo cuarto: Variaciones del proceso CIS. _____	130
4.1.	Proceso THAI _____	131
4.2.	Proceso CAPRI _____	139
4.3.	Variaciones del método CIS no aplicadas en campo. _____	142
4.4.	Manejo del método CIS en campo. _____	145
4.4.1.	Medidas de seguridad generales. _____	145
4.4.2.	Control de arena _____	146
4.4.3.	Elección de tipo de terminación en el método CIS. _____	148
4.4.4.	Procedimientos de perforación y terminación sugeridos para el método CIS. _____	149
4.4.5.	Monitoreo y manejo de residuos. _____	155
4.4.6.	Seguridad en compresores. _____	157
	Conclusiones. _____	160

Bibliografía. _____	164
Mesografía. _____	166

Índice de figuras capítulo 1.

Fig. 1.1. Volumen remanente de aceite en México, (CNH, 2012). _____	5
Fig. 1.2. Distribución del volumen remanente de aceite en México por tipo de litología, (CNH, 2012). _____	5
Fig. 1.3. Representación gráfica de 1507 proyectos de EOR divididos por litología, (Manrique, 2010). _____	6
Fig. 1.4. Consumo energético regional, U.S. Energy Information Administration, (EIA, 2012). _____	7
Fig. 1.5. Volumen de crudo producido en Estados Unidos por métodos EOR, Biennial survey, Oil and Gas Journal, 2010. _____	8
Fig. 1.6. Volumen de crudo producido en el Mundo por métodos EOR, Biennial Survey, Oil and Gas Journal, 2010. _____	9
Fig. 1.7. Procesos de recuperación Primaria, Secundaria y Mejorada de hidrocarburos, (Oil and Gas Journal, 1996). _____	10
Fig. 1.8. Diagrama de inyección cíclica de vapor, Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013). _____	14
Fig. 1.9. Típico desempeño del proceso de inyección cíclica de vapor, (Carcoana, 1992). _____	15
Fig. 1.10. Diagrama de inyección continua de vapor, Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013). _____	16
Fig. 1.11. Diagrama de Combustión in Situ, Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013). _____	19
Fig. 1.12. Porcentaje de Recuperación en función del Número Capilar, (Salager, 1993). _____	22
Fig. 1.13. Diagrama de inyección de polímeros, Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013). _____	24
Fig. 1.14. Diagrama de inyección de agentes alcalinos. Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013). _____	26
Fig. 1.15. Diagrama de inyección de agentes surfactantes. Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013). _____	29
Fig. 1.16. Diagrama de inyección de dióxido de carbono. Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013). _____	34

Índice de figuras capítulo 2.

Fig. 2. 1. Diagrama de Combustión in Situ, Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013). _____	44
Fig. 2. 2. Combustión in Situ húmeda o COFCAW, (Turta, 2014). _____	48
Fig. 2. 3. Combustión in Situ en reverso, (Alvarado, 2002). _____	50
Fig. 2. 4. Pozo ignitor, (Gates & Szaz, 1959). _____	53

Fig. 2. 5. Producción semanal de 29/Dic/1951 al 21/Nov/1953, (Grant & Szaz, 1954).	58
Fig. 2. 6. Vista en planta del arreglo de inyección en Linde drive. (Turta, 2014).	61
Fig. 2. 7. Desempeño del proyecto de CIS en el campo Suplacu de Barcau. (Turta et al., 2007).	62
Fig. 2. 8. Desempeño del proyecto de CIS en el campo Suplacu de Barcau. (Turta 2007).	63
Fig. 2. 9. Datos de los pilotos de CIS más documentados al año 2000, (Boberg, 2000).	73

Índice de figuras capítulo 3.

Fig. 3. 1. Recuperación contra volumen consumido en corridas de combustión. (Gates y Ramey, 1980).	76
Fig. 3. 2. Desempeño típico del método CIS en el campo Balol, India. (Turta et al. 2007).	76
Fig. 3. 3. Frente de Combustión. Combustión centrada y desfasada, (Boberg, 2000).	81
Fig. 3. 4. Porosidad en función de la permeabilidad y depósito de combustible para un aceite pesado (15° API), (Couch y Rodriguez, 1970).	83
Fig. 3. 5. Porosidad en función de la permeabilidad y depósito de combustible para un aceite pesado (25° API), (Couch y Rodriguez, 1970).	83
Fig. 3. 6. Porosidad en función de la permeabilidad y depósito de combustible para un aceite ligero (36° API), (Couch y Rodriguez, 1970).	84
Fig. 3. 7. Comportamiento del drene e imbibición en una formación siliciclástica en función de la saturación de agua irreductible y permeabilidades efectivas al agua y aceite, (Sinnokrot et al. 1971).	86
Fig. 3. 8. Esquema de un aparato de laboratorio para corridas de combustion. (Penberthy y Ramey en 1968).	93
Fig. 3. 9. Diagrama de una celda de combustión. (Penberthy y Ramey en 1968).	94
Fig. 3. 10. Patrón de 5 puntos invertidos. (Nelson & McNeil, 1961).	97
Fig. 3. 11. Diagrama del piloto de CIS.	97
Fig. 3. 12. Concentración de combustible en función de la densidad API, (Orkiszewski, 1968)	98
Fig. 3. 13. Concentración de combustible en función de la temperatura del yacimiento, (Orkiszewski, 1968).	98
Fig. 3. 14. Diagrama de eficiencia areal de patrón desarrollada para un patrón de 5 puntos. (McNeil y Moss, 1958).	102
Fig. 3. 15. Forma areal del FC Athabas (Hallam, 1991).	103
Fig. 3. 16. Forma areal del FC del proyecto Kyrock. (Hallam, 1991).	103
Fig. 3. 17. Comportamiento de la velocidad del FC con una declinación del 1% mensual.	108
Fig. 3. 18. Comportamiento del avance del FC en el tiempo.	110
Fig. 3. 20. Eficiencia mecánica contra la presión de succión. (Tulsa, 1966).	122
Fig. 3. 21. Programa de inyección y operación, para un número de patrones de 5 puntos. (Nelson y McNeil, 1961).	129

Índice de figuras capítulo 4.

Fig. 4. 1. Vista en planta del arreglo de pozos del proceso THAI con un pozo o dos pozos inyectores. (Turta, 2014).	134
Fig. 4. 2. Esquema del proceso Toe to Heel Air Injection. (Petrobank, 2014).	135
Fig. 4. 3. Diagrama del proceso CAPRI. (Petrobank, 2014).	141
Fig. 4. 4. Diagrama del proceso COSH. (Turta, 2014).	142
Fig. 4. 5 Diagrama del proceso COSH visto en planta. (Turta, 2014).	143
Fig. 4. 6. Diagrama del diseño TDIP. (Turta, 2014)	144
Fig. 4. 7. Empaquetamiento de grava típico de un pozo productor para CIS. (Sarathi, 1999).	148
Fig. 4. 8. Rangos de temperatura y presión para pozos. (Pemex, 2009).	150
Fig. 4. 9. Arreglo típico de un pozo inyector para el método CIS. (Sarathi, 1999).	152
Fig. 4. 10. Arreglo típico de pozo productor para el método CIS. (Sarathi, 1999).	154
Fig. 4. 11. Requerimiento de agua de enfriamiento para un pozo productor con temperatura de fondo de 250° [F]. (Sarathi, 1999).	155

Índice de tablas capítulo 1.

Tabla 1.1. División de los procesos de recuperación mejorada. (Audibert-Hayet, 2010).	11
---	----

Índice de tablas capítulo 2.

Tabla 2. 1. Características físicas del campo Delaware-Childers, (Gates & Szaz, 1959).	52
Tabla 2. 2. Información necesaria utilizada para realizar los cálculos previos a la aplicación del piloto. (Gates & Szaz, 1959).	55
Tabla 2. 3. Características de la formación Suplacu de Barcau. (Panait et al., 2006).	60
Tabla 2. 4. Datos de campo de los pilotos de CIS más documentados al año 2000, (Boberg, 2000).	72

Índice de tablas capítulo 3.

Tabla 3. 1. Consideraciones de selección para CIS.	78
Tabla 3. 2. Datos iniciales del experimento del comportamiento de la porosidad en el depósito de crudo contra permeabilidad. (Couch y Rodriguez, 1970).	84
Tabla 3. 3. Rango de uso de la correlación Satman y Brigham. (Satman et al., 1979).	91
Tabla 3. 4. Parámetro de uso en la correlación de Gates y Ramey. (Gates y Ramey, 1980).	92
Tabla 3. 5. Características físicas de la formación.	96
Tabla 3. 6. Propiedades de los fluidos.	96

Tabla 3. 7. Datos de la corrida de tubo. _____	96
Tabla 3. 8. Valores de eficiencia de movilidad contra qD. (Smith, 1985). _____	97
Tabla 3. 9. Programa de inyección según el método de Nelson & McNeil, 1961. _____	107
Tabla 3. 10. Avance del FC y velocidad media por etapa. _____	110
Tabla 3. 11 Resumen de resultados de los cálculos realizados del piloto. _____	123
Tabla 3. 12. Tiempos de ignición en algunos proyectos. (Schoepel & Ersoy, 1968). _____	125
Tabla 3. 13. Tipos de ignición artificial utilizados en algunos proyectos. (Boberg, 2000). _____	128

Índice de tablas capítulo 4.

Tabla 4. 1. Consideraciones de aplicación para el proceso THAI. _____	135
---	-----

Resumen.

Combustión In Situ: Consideraciones para su aplicación en campo.

El objetivo de este documento es proporcionar un análisis histórico acerca del desarrollo, mejoras y avances en el método térmico denominado “Combustión in Situ”, así como proponer una metodología de implementación que describa las actividades y parámetros a considerar durante la selección, diseño, implementación y manejo en campo en una formación de arena.

Uno de los grandes motores de la industria y economía a lo largo del siglo XX e inicios del actual ha sido y es la explotación de los recursos naturales no renovables, como ejemplo uno de ellos son los hidrocarburos.

De acuerdo a lo publicado por Petróleos Mexicanos (PEMEX) en 2008, en México la mayoría de los yacimientos que se encuentra en producción están cerca o en una etapa avanzada de producción, por este motivo es necesario plantear opciones para mejorar la explotación de los yacimientos o reactivar aquellos que se encuentran sin actividad, unos de los procesos que mejoran la recuperación de hidrocarburos son conocidos como métodos de recuperación (RM).

Después de agotar las opciones de producción secundaria o analizar que estas no son viables, generalmente se apunta a intervenir el yacimiento con un proceso de recuperación mejorada. Las técnicas de recuperación mejorada ofrecen una producción del 30% al 60% del aceite original, como lo publica el Departamento de Energía de Estados Unidos en el 2013.

Y los volúmenes reportados por el Oil and Gas Journal en 2010 muestra que los métodos de recuperación mejorada térmicas son los mayores contribuyentes de petróleo en esta categoría.

Por lo tanto la búsqueda de alternativas para aumentar la tasa de recuperación de los yacimientos en fases de producción avanzadas por un método de recuperación mejorada, propósito de este trabajo, concretamente, la inyección de aire que ha demostrado en algunos pilotos recuperaciones de hasta el 60%.

Abstract.

In Situ Combustion: Considerations for field application.

The purpose of this document is to provide a historical analysis of the development, improvement and progress in the thermal method called "in Situ Combustion" and propose an implementation methodology that describes the activities and parameters to be considered during the selection, design and implementation and field management in a sand formation.

One of the great engines of industry and economy throughout the twentieth century and the beginning of the current has been and is the exploitation of non-renewable natural resources, an example of which are hydrocarbons.

According to data published by PEMEX in 2008, In Mexico the most importante fields are marked like in a advanced stage of producción or near (80 of 129) thats why we need to consider options to improve the exploitation of the fields or reactivate those found with no activity, some of the processes that improve oil recovery are known as enhanced recovery methods (EOR).

Therefore a comprehensive plan of operation is necessary, so after exhausting options for primary and secondary production generally aims to intervene the site with enhanced oil recovery process. These techniques provide an additional production from 30% to 60% of the original oil in place, as published by the Department of Energy of the United States in 2013.

And the volumes reported by the Oil and Gas Journal in 2010 shows that the thermal enhanced recovery methods are the largest contributors of oil in this category.

Therefore the search for alternatives to increase the recovery rate of reservoirs in advanced production phases with enhanced oil recovery methods, purpose of this study specifically, the air injection that has been shown in some recoveries of up to 60 drivers %.

1. Capítulo primero: Introducción.

Uno de los grandes motores de la economía a lo largo del siglo XX e inicios del actual ha sido y es la explotación de los recursos naturales no renovables, uno de ellos son los hidrocarburos.

Estos importantes recursos se encuentran confinados o atrapados en formaciones rocosas en el subsuelo y solo son recuperables en la mayoría de los casos, hasta que se establece su comunicación con la superficie por medio de una instalación propia para este fin, comúnmente denominado como pozo productor.

Actualmente la explotación de estos recursos energéticos de consumo creciente y los recursos económicos que generan, lleva a plantear de forma más cuidadosa un plan de explotación mucho más eficiente.

De acuerdo a lo publicado por Petróleos Mexicanos (PEMEX) en 2008, en México la mayoría de los yacimientos que se encuentran en producción, están cerca o en una etapa avanzada de producción, por este motivo es necesario plantear opciones para mejorar la explotación de los yacimientos o reactivar aquellos que se encuentran sin actividad, unos de los procesos que mejoran la recuperación de hidrocarburos son conocidos como métodos de recuperación mejorada (RM).

En los volúmenes reportados por el Oil and Gas Journal al año 2010 se observa que los métodos térmicos de recuperación mejorada son los mayores aportadores de aceite en este rubro.

A lo largo de la vida productiva de un yacimiento, se debe tener una visión para cada etapa del mismo. En fases avanzadas de producción, los métodos de recuperación mejorada son una opción para el incremento de producción o aumento del factor de recuperación de aceite (f_r), ya que los depósitos de hidrocarburos experimentan una pérdida de energía propia debido a sus mecanismos primarios de producción y esto a su vez provoca una disminución de la movilidad del aceite in situ. Por lo anterior se puede hablar de dos etapas de producción en la vida productiva de un yacimiento: recuperación primaria y recuperación adicional.

La recuperación primaria es regida por los mecanismos de producción así como la expansión de los fluidos contenidos en el yacimiento, expansión de la roca, expansión del gas en solución, segregación gravitacional (SG) o el empuje hidráulico, aunado con la combinación de herramientas de producción como lo son los Sistemas Artificiales de Producción (SAP). En esta etapa oscila un porcentaje de recuperación de entre 25 al 30% en promedio del volumen original.

La recuperación secundaria utiliza técnicas que extienden la vida productiva del yacimiento, generalmente utilizando inyección de agua o gas para desplazar el aceite hacía los pozos productores o mantener la presión del yacimiento, resultando en un incremento adicional del 20% al 40% del aceite original contenido.

Después de agotar las opciones de producción secundaria o analizar que estas no son viables, generalmente se apunta a intervenir el yacimiento con un proceso de recuperación mejorada.

Las técnicas de recuperación mejorada ofrecen una producción adicional del 30% al 60% del aceite original, como lo publica el Departamento de Energía de Estados Unidos en el 2013.

Con lo anterior en mente, el buscar alternativas para aumentar el porcentaje de recuperación de los yacimientos en etapas de producción avanzadas, es uno de los objetivos del ingeniero petrolero y propósito de este trabajo.

1.1. Objetivo y alcance.

El objetivo de este documento es proporcionar un análisis histórico acerca del desarrollo, mejoras y avances en el método térmico denominado “Combustión in Situ”, así como proponer una metodología de implementación que describa las actividades y parámetros a considerar durante la selección, diseño, implementación y manejo en campo en una formación de arena.

1.2 Definición de recuperación mejorada.

Alvarado en 2010 expone que los métodos de recuperación son una variedad de procesos que dan continuidad en el mejoramiento de la extracción del hidrocarburo desde el yacimiento, después de la etapa primaria de explotación, Lake en 1989 define el concepto como: una recuperación de aceite por inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento.

Por otro lado, Carcoana en 1992 describe la intención de estos métodos como la mejora en la eficiencia de barrido, aumentando la relación de movilidad entre los fluidos inyectados y los fluidos presentes, reduciendo o disminuyendo las fuerzas capilares y las fuerzas de tensión interfacial (FIF), lo que mejora la eficiencia de desplazamiento debido a la combinación de ambos fenómenos.

Basados en estas definiciones se puede dar una idea más general sobre la definición de recuperación mejorada.

La recuperación mejorada es aumentar el factor de recuperación (f_r) más allá de las etapas primaria y secundaria, mediante agentes que no están presentes en el yacimiento, mejorando la eficiencia de barrido y la movilidad de los fluidos a través la disminución de las fuerzas capilares (FC) e interfaciales (FIF).

1.3. El objetivo de la recuperación mejorada.

Las características de los aceites a extraer en el mundo se encuentran en un amplio intervalo, significando una gran cantidad de objetivos específicos en el espectro de propiedades fisicoquímicas, por lo tanto, las tecnologías de recuperación mejorada se sitúan en objetivos que comparten similitudes en sus propiedades, así como en sus litologías.

Por consiguiente ningún método puede aplicarse a todos los crudos o formaciones rocosas, otro sentido que se debe tomar en cuenta, es la gran variedad de las características de los yacimientos, como lo son la saturación de aceite y agua

(S_o, S_w) , la distribución y el estado físico del aceite en el yacimiento. Otro aspecto importante para una implementación, son las operaciones previas de producción o intervenciones realizadas a la formación que alteraran las características del yacimiento, factores a considerar en el diseño y manejo de un método.

Como resultado, estas diversidades, han llevado a desarrollar diferentes procesos de RM para ciertos rangos de algunas propiedades y diferentes tipos de yacimientos.

1.4. La necesidad de implantación de un sistema mejorado.

En México la producción acumulada de aceite (N_p) está muy cerca al volumen de la reserva original documentada; por lo tanto, la mayoría de sus yacimientos están o estarán en poco tiempo en una etapa muy avanzada de explotación (PEMEX, 2008).

El factor de recuperación promedio (f_r) actual en México es del 20% y considerando que la reserva remanente se extrae totalmente, se llegaría a un 29%, lo que significa que un porcentaje importante del volumen original de aceite remanente (71%), podría extraerse con tecnologías que actualmente no son aplicadas en México como lo es la recuperación mejorada, las cuales se deben ser seleccionadas en función de los yacimientos como lo muestra Manrique en el 2010.

En México, el 90% del volumen de aceite remanente está en un número relativamente pequeño de yacimientos, estableciendo así una oportunidad para el análisis detallado de los métodos de recuperación mejorada más recomendables para cada uno de ellos (Pemex, 2008).

Según los estudios realizados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), existe un volumen remanente de 216 mil millones de barriles de aceite crudo aproximadamente, no considerando aguas profundas ni el área de Chicontepec en los estados de Veracruz y Puebla (fig. 1.1).

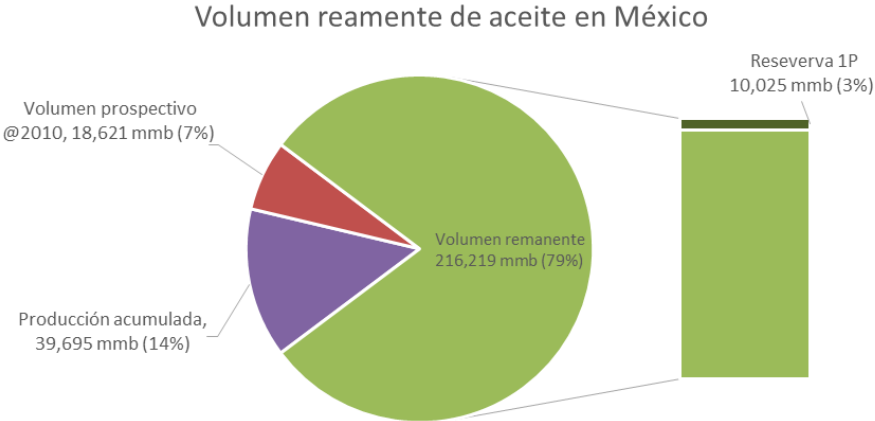


Fig. 1.1. Volumen remanente de aceite en México, (CNH, 2012).

Por consiguiente quedan grandes volúmenes a producir y una de las vías para hacerlo es el desarrollo de proyectos que apliquen procesos de recuperación adicional.

De los volúmenes anteriores, la CNH los divide por tipo de litología. (fig. 1.2).

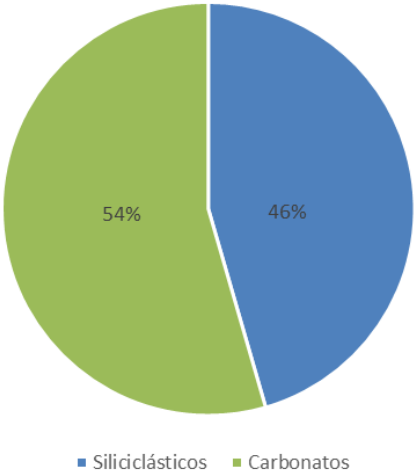


Fig. 1.2. Distribución del volumen remanente de aceite en México por tipo de litología, (CNH, 2012).

Utilizando los métodos más comunes de recuperación mejorada se puede identificar que los yacimientos en rocas carbonatadas requieren principalmente de la inyección de gases. Los yacimientos en rocas de origen clástico permiten, para el caso de aceites pesados el uso de métodos térmicos (CNH, 2012). Esto podemos observarlo en la (fig. 1.3) de acuerdo al trabajo de Manrique en 2010, el cual está basado en 1507 proyectos de recuperación adicional en el mundo.

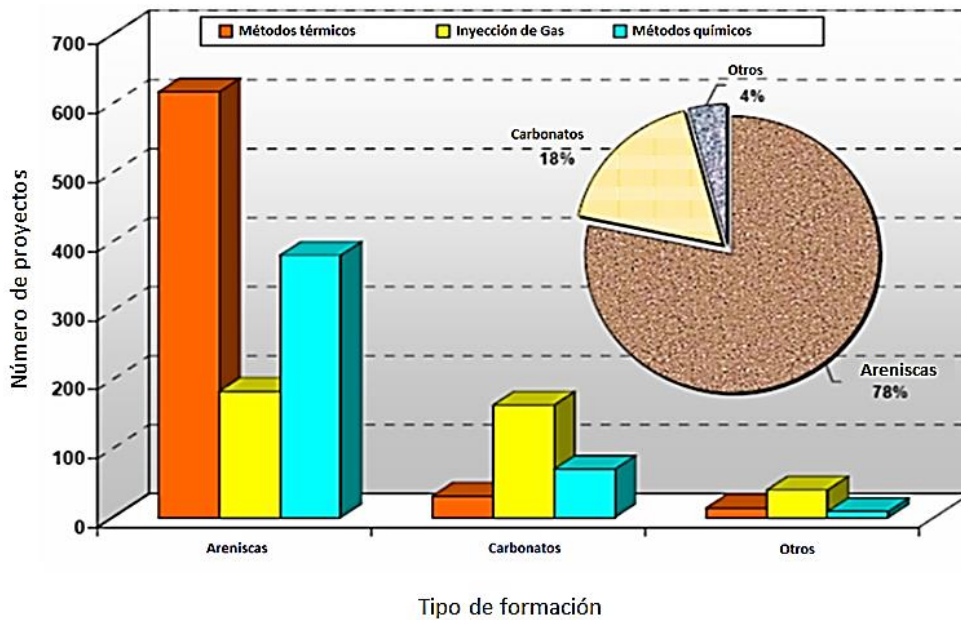


Fig. 1.3. Representación gráfica de 1507 proyectos de EOR divididos por litología, (Manrique, 2010).

Observamos que el mayor número de proyectos de RM es en arenas y por métodos térmicos y en carbonatos es la inyección de gas.

Por consiguiente en cualquier proyecto petrolero en el mundo debe tener un plan de explotación que incluya métodos de recuperación mejorada.

1.5. Volúmenes recuperados por métodos de RM en E.U. y el mundo.

Se reporta que el volumen mundial de aceite es de 9 billones de barriles de crudo de los cuales se han producido 3.3 billones de barriles hasta el año 2010. De este volumen producido 2.2 billones de barriles son de campos nuevos. Estos datos representan el 33% de la totalidad del crudo en el mundo como lo reportó el Oil and Gas Journey al 2010 (OGJ por sus siglas en inglés).

El consumo energético en el mundo ha crecido de forma exponencial en poco tiempo y los yacimientos en explotación pueden producir hidrocarburos adicionales aplicando los procesos de RM, esto será la clave para cubrir la demanda energética en estos tiempos, (Manrique, 2010).

La fig. 1.4 muestra el consumo y la producción de algunos países productores de crudo en el continente americano.

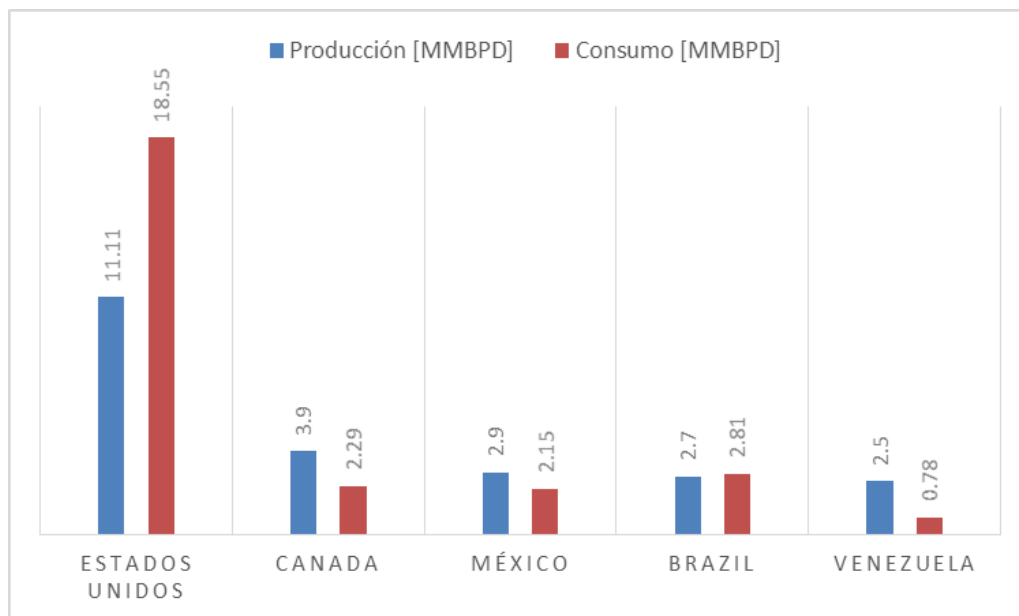


Fig. 1.4. Consumo energético regional, U.S. Energy Information Administration, (EIA, 2012).

En el caso de México se observa un excedente, sin embargo debido al ritmo de crecimiento del país tal excedente será nulo. Como se mencionó anteriormente se tienen proyectados 20 mil millones de barriles entre reservas 1P y 2P, un aliciente más hacía métodos de recuperación mejorada y su desarrollo en nuestro país.

Estados Unidos, el mayor consumidor de crudo en el mundo (18.5 MMBPD @ 2012), ha puesto su atención en los métodos de recuperación mejorada desde los años ochenta.

La fig. 1.5 muestra los volúmenes producidos desde el año 1986 a 2010 por cada método, y en suma han reportado una producción de 640 [MMMB] @ 2010.

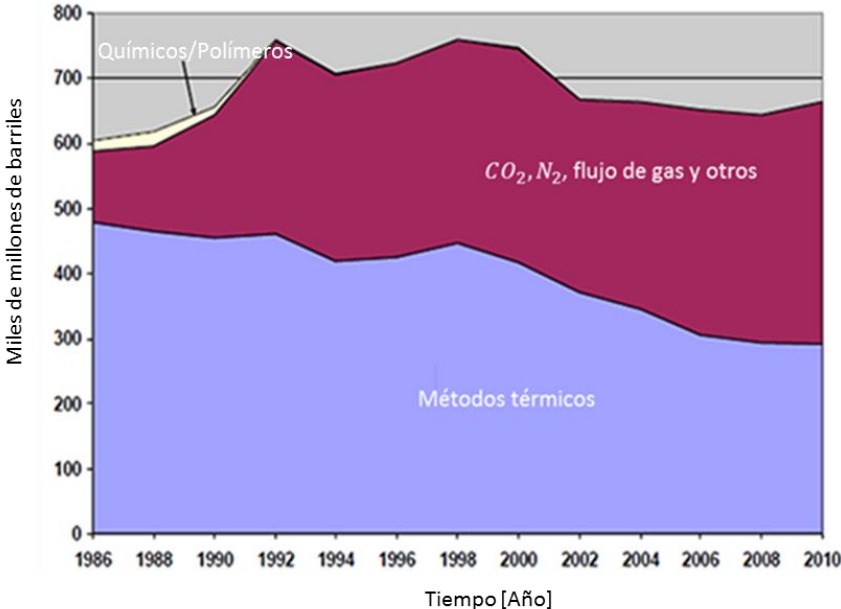


Fig. 1.5. Volumen de crudo producido en Estados Unidos por métodos EOR, Biennial survey, Oil and Gas Journal, 2010.

Se puede observar que los métodos térmicos, básicamente inyección de vapor, son los métodos que más crudo han aportado y según Lake en 1989 son los métodos más desarrollados dentro de los métodos de recuperación mejorada, seguido por la inyección de dióxido de carbono.

La fig. 1.6 muestra los volúmenes producidos en el mundo con los métodos de recuperación mejorada que son del orden de 550 [MMMB] sin contabilizar la producción de Estados Unidos.

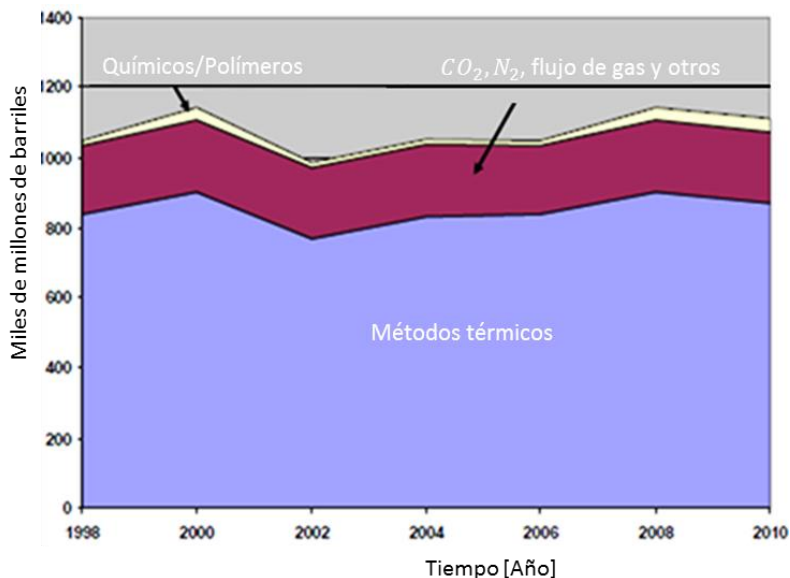


Fig. 1.6. Volumen de crudo producido en el Mundo por métodos EOR, Biennial Survey, Oil and Gas Journal, 2010.

Dentro de la recuperación por métodos térmicos, se contabilizó a Canadá, pionero en desarrollo de estos métodos. Por otro lado Venezuela inventó prácticamente en los años 50's la inyección cíclica de vapor en el campo Tía Juana.

Dentro de estos volúmenes reportados nuevamente los métodos de mayor aporte fueron los métodos térmicos y en segundo lugar la inyección de gases miscibles. Con una recuperación marginal se encuentra la inyección de químicos y surfactantes.

Estos volúmenes dan pie al análisis de los campos en México tomando en cuenta los parámetros de cada método.

Ya que se ha hablado de la oportunidad y el propósito de los métodos de RM en nuestro país, también se hablará de cuáles son las grandes divisiones entre los métodos y cuáles son estos.

1.6. Tipos de procesos de recuperación mejorada.

Los métodos de RM, se pueden dividir por tipos de agentes o reacción con el hidrocarburo como lo dividió el OGJ en 1996 (fig. 1.7).

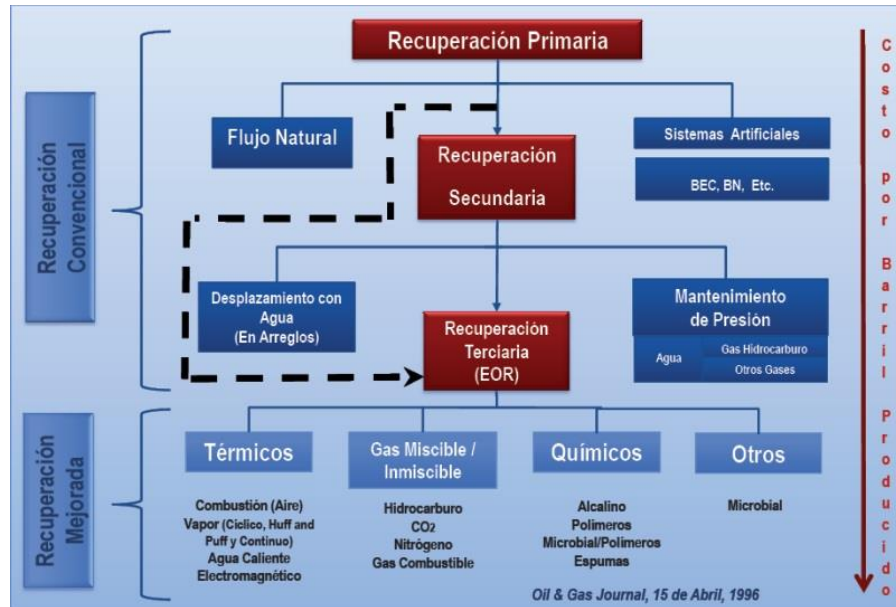


Fig. 1.7. Procesos de recuperación Primaria, Secundaria y Mejorada de hidrocarburos, (Oil and Gas Journal, 1996).

Las etapas de la vida productiva de un yacimiento son en cierta manera divisiones y etapas secuenciales de una explotación más eficiente, más esto no es una regla general ya que un proyecto de RM puede ser en primer instancia el método de producción inicial o idóneo para el plan de desarrollo de un yacimiento en particular.

Las tecnologías de recuperación adicional consideradas como “maduras” que han sido aplicadas en el mundo de forma satisfactoria son:

- Inyección de agua
- Inyección de vapor
- Inyección de gas miscible.
- Combustión in Situ.
- Inyección de químicos.
- Inyección de espumas y geles.

La inyección de agentes químicos (Surfactantes, Espumas y Geles) se encuentra aún en desarrollo e investigación en Estados Unidos como lo mencionó Silva en el año 2010.

Audibert-Hayet en 2010, muestra una división de los métodos de recuperación mejorada. Los clasifica por los agentes, mecanismos y porcentajes recuperación de aceite incremental (Tabla 1.1).

Proceso	Agente de recuperación	Mecanismo	Porcentaje de recuperación
Térmico	Vapor	Reducción de viscosidad.	5 - 40%
	Agua caliente	Reducción de viscosidad Vaporización de ligeros.	10 - 15%
	Combustión in Situ Hidrocarburo miscible	Reducción de viscosidad.	5 - 10%
		Desarrolla miscibilidad.	5 - 10%
Inyección de gases	Dióxido de carbono miscible	Desarrolla miscibilidad, evaporación de ligeros y cambios de fases (hinchamiento).	5 - 15%
	Dióxido de carbono no miscible		
	Nitrógeno Aire	Mejora movilidad y disuelve gas.	5 - 10%
	Gases de combustión		
Químico	Surfactantes	Reduce la tensión interfacial, modifica el ángulo de contacto, control de movilidad y migración.	15%
	Polimeros y gases	Control de movilidad.	5%
	Soluciones alcalinas	Cambio del potencial hidrógeno, alteración de carga superficial, modificación de ángulo de contacto.	5%
		Control de movilidad, empuje viscoso.	5%
MEOR	Biosurfactantes	Reduce la tensión interfacial, modifica el ángulo de contacto, nuevas zonas de flujo.	7 - 30%
	Biopolímeros		

Tabla 1.1. División de los procesos de recuperación mejorada. (Audibert-Hayet, 2010).

1.6.1. Métodos térmicos

Dentro de los procesos de recuperación mejorada, como muestra la Tabla 1, se encuentran los métodos térmicos, los cuales se basan en la adición de energía de manera térmica al yacimiento para incrementar la temperatura, inicialmente en las vecindades del pozo y después en cierta área de la formación, así reduciendo la viscosidad del aceite (μ_o) dando movilidad y desplazándolo hacia los pozos productores.

El objetivo del desarrollo de este tipo de tecnología fue la existencia de grandes yacimientos de aceite pesado que contienen miles de barriles que no pueden ser producidos por métodos convencionales por su baja densidad API o por el tipo litología poco favorable.

Los volúmenes estimados de aceite en el mundo son entre 9 y 13 billones de barriles, de los cuales el 30% es aceite convencional, otro 30% se encuentran en arenas bituminosas, 25% es aceite extra pesado y un 15% aceite pesado como lo describe Alikhlalov al 2011.

Una clasificación de aceite pesado por el Departamento de Energía de Estado Unidos (DOE, por sus siglas en inglés), es aquel aceite muerto que tenga una viscosidad entre 100 a 1,000 [cP] a temperatura del yacimiento (T_y) con densidades que oscilan entre 10° a 20° API, entendiéndose como aceite muerto aquel que no contiene gas disuelto.

Los aceites extra pesados comprenden densidades menores a 10° API. Cuando estos crudos exceden este límite y la instrumentaría no pueden cuantificar la densidad equivalente en grados °API, se toma como valor el de 4° API de acuerdo al World Petroleum Council al 2007, (WPC, por sus siglas en inglés).

Por estos volúmenes y retos, se han desarrollado métodos que aligeren dichas densidades y poder recuperar estos aceites con escasa movilidad.

Los métodos térmicos son los procesos más desarrollados e investigados dentro de la recuperación mejorada y cuyo objetivo se centra en la movilidad del aceite agregando energía térmica.

Tres procesos han sido desarrollados a lo largo de 50 años desde el punto de vista comercial y estos son: la inyección cíclica de vapor, inyección continua de vapor y combustión in Situ.

1.6.1.1. Inyección cíclica de vapor.

El proceso de inyección cíclica de vapor (ICV) es aquel método en el cual se inyecta un volumen predeterminado de vapor cada cierto tiempo.

Este método de inyección, es la variante más utilizada de la inyección de vapor ya que permite obtener resultados rápidamente para evaluar la eficiencia en la recuperación de aceite en yacimientos de aceite pesado.

El propósito u objetivo de la inyección cíclica de vapor es estimular al yacimiento a producir en un mayor ritmo, mediante fases o etapas.

El método consta de tres fases:

- Inyección
- Remojo
- Producción

Arteaga en el año 2002 lo describe básicamente como inyectar una cantidad determinada de vapor al yacimiento a un ritmo calculado, por espacio de una o varias semanas dependiendo de las características de la formación productora. Al finalizar la inyección el pozo se cierra por un periodo de remojo de 3 a 15 días, con el propósito de permitir que el vapor entre en contacto con la formación y se disperse uniformemente alrededor del pozo, posteriormente se abre a producción hasta que deja de ser económicamente rentable, periodo que puede durar de 2 meses hasta 2 años.

Un pozo puede someterse a varios ciclos de inyección (mínimo tres), que dependerán de las condiciones mecánicas del pozo y de la producción del mismo.

El número de ciclos para cada pozo, obedece al análisis económico y puede oscilar entre 3 y 7 ciclos, la respuesta de producción es de 8 a 10 más veces que la producción en frío (Carcoana, 1992).

En la primera etapa se inyecta vapor el cual entra en contacto con el yacimiento transfiriendo calor a la formación y a los fluidos por inducción. A continuación se cierra el pozo y entra en etapa de remojo. Esto disuelve las parafinas y/o asfáltenos depositados tanto en la litología como en el pozo dando una limpieza a la tubería como a la formación.

Al abrir el pozo a producción, aumenta la producción inmediata anterior desde el primer ciclo.

En la fig. 1.8 se observan las tres etapas del método: inyección, remojo y producción (DOE, 2013).

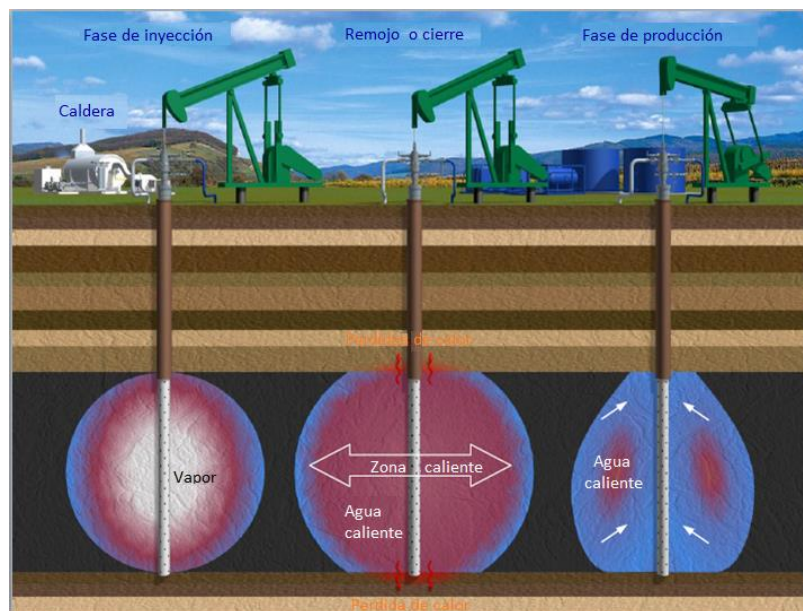


Fig. 1.8. Diagrama de inyección cíclica de vapor, Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013).

La fig. 1.9 muestra la respuesta del yacimiento a la inyección cíclica de vapor.

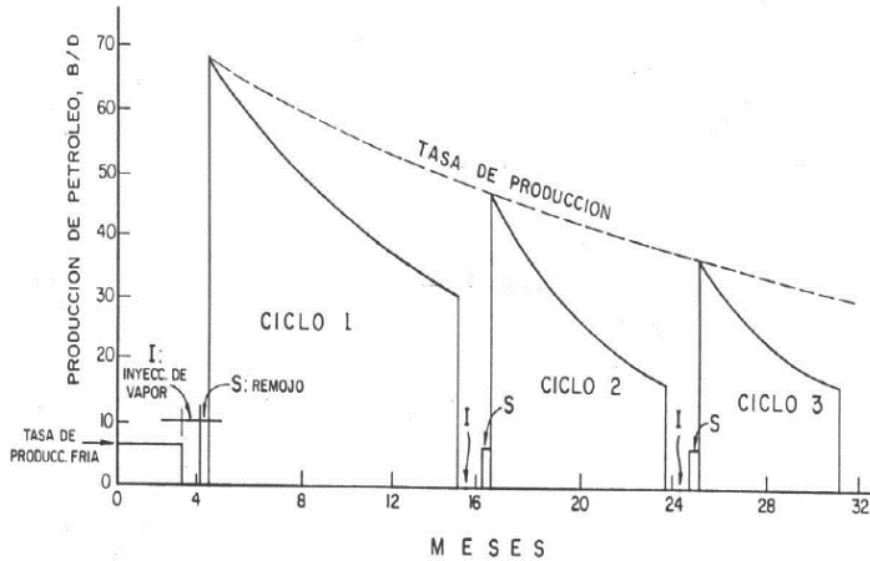


Fig. 1.9. Típico desempeño del proceso de inyección cíclica de vapor, (Carcoana, 1992).

En el primero ciclo, hay una clara mejoría de producción ya que se han limpiado los asentamientos en la comunicación del yacimiento y las instalaciones. Los hidrocarburos cerca de la periferia de influencia del vapor se producirán además de reducir la viscosidad en los fluidos entrampados y vecindades del pozo, esto explica que el mejor desempeño se logre en el primer ciclo.

En el segundo ciclo se repite el proceso y se observa el mismo comportamiento solo que con menor producción, ya que durante el primer proceso se recupera el aceite cercano al pozo. Este comportamiento se repite en el último ciclo (tercero) con una tendencia menor al del segundo ciclo ya que el aceite en este ciclo proviene de zonas más alejadas del pozo.

En la inyección de vapor se tiene un promedio de recuperación adicional del 5 al 40% del aceite original.

1.6.1.2. Inyección continua de vapor.

La inyección de vapor es el proceso térmico por el cual se proporciona calor para incrementar la temperatura del yacimiento y desplazar el aceite (Carcoana, 1992).

La necesidad de esta transferencia de calor al yacimiento es para disminuir la densidad que tiene el aceite a condiciones del propio yacimiento (Alikhlalov, 2011).

El medio o agente que transmite la energía extra es el vapor el cual es inyectado en la cara de la formación e inyectando hasta que inicia un proceso de desplazamiento.

Se inyecta vapor a la formación, pero por pérdidas de calor y cambios entálpicos el desplazamiento se logra mediante el agua caliente que entra en contacto con el banco de aceite con escaso movimiento, la limitante podría verse como la segregación del vapor y la distribución de los poros conectados, ya que no se podrá producir el aceite aislado.

Al haberse enfriado el vapor en el yacimiento desde el pozo inyector hasta el banco de aceite, este se condensa y se convierte a su vez en agua, la cual es empujada a los pozos productores donde se recupera.

El propósito principal de la inyección de vapor es incrementar el factor de recuperación alcanzando originalmente dentro de una explotación primaria.

La fig. 1.10 muestra las cuatro zonas formadas debido a la inyección de vapor continua.

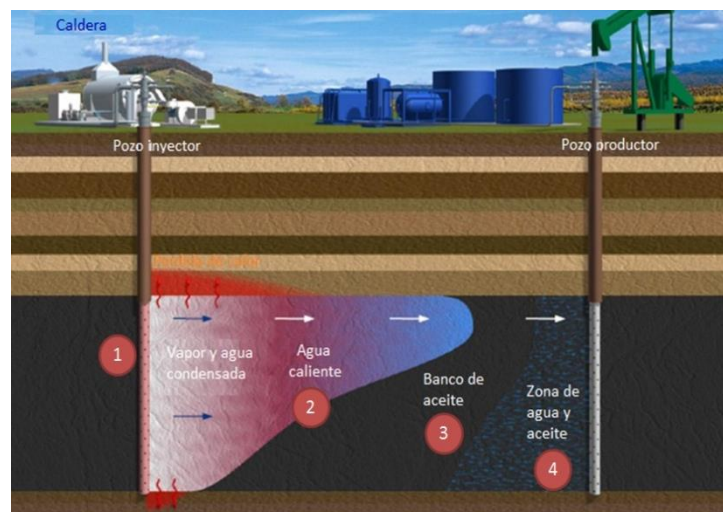


Fig. 1.10. Diagrama de inyección continua de vapor, Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013).

La diferencia de densidades entre el vapor y el aceite crea una segregación y tiende a avanzar por la parte superior de la roca productora, debido a esto solo una tercera parte del vapor inyectado barre el banco de aceite hasta los pozos productores.

Las zonas de barrido se describen de la siguiente manera:

1. Zona de condensación con agua caliente esencialmente a la temperatura del vapor. (si el yacimiento contiene elementos ligeros, los vapores de los componentes ligeros enriquecen la mezcla a producir).
2. Zona de vapor saturado en donde la saturación del aceite es reducida a menos del 15%, esto depende de la viscosidad del aceite a la temperatura del yacimiento y la temperatura del vapor (el aceite es desplazado por vapor y el proceso de destilación comienza).
3. Transición de agua caliente con un decremento de temperatura desde la del agua caliente, hasta la del yacimiento (expansión térmica del aceite, el aceite caliente, se expande y el aceite frío residual es reducido).
4. Frente de desplazamiento, donde el banco de aceite es desplazado a los pozos productores.

El efecto de estas zonas es lo que aumenta la movilidad y por consiguiente el factor de recuperación en el yacimiento.

La distribución de la permeabilidad, la distribución del aceite atrapado y la pérdida de calor con la formación serán una limitante en forma operativa.

Algunos operadores después de algunos ciclos de producción por inyección cíclica pasan a una inyección continua de vapor como lo menciona Carcoana en 1992.

Este proceso tienes algunos puntos favorables como:

- Disminución de viscosidad por aumento de energía interna.
- Movilidad al banco de aceite.
- Limpieza de la formación así como de las instalaciones
- Destilación del hidrocarburo.
- Genera canales de flujo.

Para este método se tiene un promedio de recuperación adicional del 5 hasta un 40% del aceite original.

1.6.1.3. Combustión in Situ

La combustión in situ es la inyección de aire u oxígeno puro al yacimiento para crear un frente de combustión (FC). (Douglas, 2002).

Al mezclarse este oxidante con los hidrocarburos presentes en el yacimiento se reúnen los elementos necesarios para una combustión espontánea o inducida. La energía térmica generada por esta reacción es alta pero aplicada a una pequeña área de la formación debido a varios factores como las características litológicas o el tipo de fluido presente. Lake en 1989 menciona que la longitud de este frente es de alrededor de 3 [ft]. Este frente genera altas temperaturas y da lugar a una serie de reacciones químicas tales como oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización, que contribuyen simultáneamente con otros mecanismo tales como empuje por vapor y vaporización.

Para mantener este FC, una porción de hidrocarburo (5 a 15%) es consumida por el frente. Este frente transfiere calor a la formación y a los fluidos presentes moviendo el crudo desde la zona de combustión y el banco de aceite hacia los pozos productores.

Este método actúa en forma positiva en los siguientes puntos:

- Reduce la viscosidad del acetite (μ_o) e incrementa la movilidad del mismo.
- Incrementa la eficiencia de barrido y reduce la saturación residual de aceite.
- Vaporiza algunos de los líquidos de la formación generando vapores calientes.
- Produce miscibilidad entre los fluidos y condensación de los componentes ligeros del aceite vaporizado.
- El producto de la reacción de altas temperaturas pueden también crear desplazamiento por dióxido de carbono.

Existen dos modalidades de avance en el yacimiento para la CIS:

- 1) Convencional (combustión de avance frontal). Donde la combustión avanza en la misma dirección que los fluidos fluyen.
- 2) En reversa (combustión en avance en reversa). Esto debido a que la combustión y el flujo avanzan en direcciones contrarias.

El método más común es el avance frontal (Convencional).

En yacimientos donde la presión o profundidad es muy grande para trabajar con métodos de inyección de vapor, la combustión in situ puede ser una buena alternativa (Lake, 1989).

El mecanismo de desplazamiento del frente de combustión es muy complejo y se describe de forma cualitativa en una visión lateral en la fig. 1.11.

Podemos observar diferentes etapas como sigue:

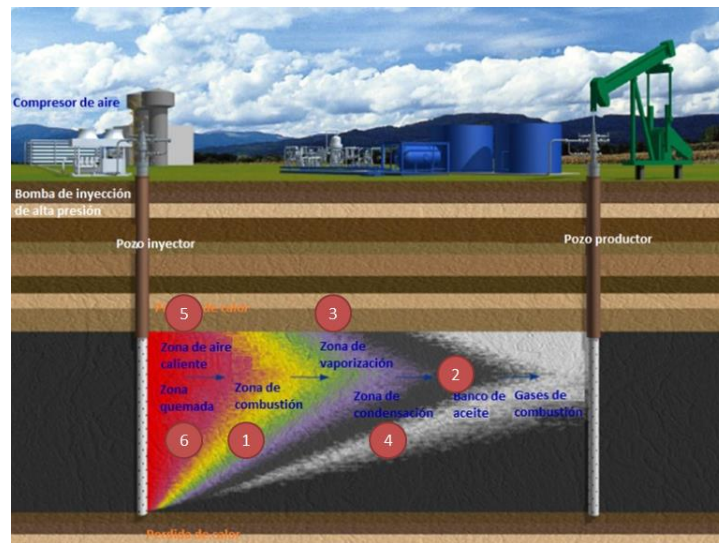


Fig. 1.11. Diagrama de Combustión in Situ, Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013).

- 1) Frente de combustión, el oxígeno es consumido por la quema del coque depositado en la superficie de los granos de la arena. El vapor es uno de los productos formados por esta acción. Esta zona es la de mayor temperatura entre 600° a 1200° [F].

- 2) Banco de aceite, sin movilidad por diferentes factores entre ellos aceite muerto, yacimiento depresionado o temperatura de yacimiento baja.
- 3) Zona de vaporización frente a la zona de combustión, donde los hidrocarburos ligeros y el agua interfacial son vaporizados y los hidrocarburos pesados son craqueados o destilados, el FC a su paso deja el coque como depósito en las paredes de la formación.
- 4) Zona de condensación, donde el vapor y los gases de hidrocarburos se mueven hacia el frente del FC, a zonas más frías y al moverse a estas zonas por cambio térmico, se condensan y una gran cantidad de calor es liberado hacia otros lugares del banco de aceite y formación.
- 5) Zona de aire caliente, donde el aire y gases de combustión tienden a ir por las zonas altas de la formación debido a la segregación gravitacional.
- 6) La zona quemada, donde el frente ha dejado atrás el coque quemado a través de su paso por la formación.

El incremento del factor de recuperación se da por el aceite desplazado debido a las mejoras de las fuerzas capilares y la disminución de la viscosidad del aceite.

Algunas Limitantes del proceso son:

- Masa de aire inyectada (Admisión de la formación).
- Velocidad de avance del frente de combustión este en función de la cantidad de aire mínima inyectada.
- Presión y temperatura del yacimiento.
- Densidad del crudo.

En el método de combustión in Situ se tiene un promedio de recuperación adicional del 10% del aceite original.

1.6.2. Métodos químicos.

Otra gama de los métodos de RM son los métodos químicos, cuyo objetivo es incrementar el factor de recuperación, mejorando el desplazamiento del aceite disminuyendo la fuerza interfacial (FIT) entre el fluido inyectado con el aceite (Lake, 1989).

La mojabilidad es responsable por el límite de la eficiencia de barrido o desplazamiento del agua en el sistema, ya que afecta la interacción entre fases y la fuerza generada es fundamental para el movimiento de los fluidos junto con la capilaridad y la tensión interfacial (FIT). La relación entre ambas fuerzas es el número capilar N_{Ca} .

El número capilar da una noción entre las fuerzas retentivas o capilares y las fuerzas viscosas, esta relación representa la movilidad en el yacimiento.

Green et al. en 1998 enfatizan que los procesos polímero-miscelares obtienen números capilares grandes. En otras palabras estos procesos aumentan las fuerzas viscosas y disminuyen las fuerzas retentivas conocidas como fuerza capilares. Esto se refleja en un aumento de movilidad y mayor volumen de hidrocarburo recuperado.

Esto nos lleva al concepto de aceite residual o fracción inmóvil en la roca. A mayor aceite entrampado, menor la recuperación y por esto debemos modificar las fuerzas involucradas.

El número capilar refleja la relación entre fuerzas viscosas $FV (v\mu)$ y las fuerzas retentivas o interfaciales $(\sigma \cos\theta)$, los métodos químicos mejoran el número capilar mitigando las fuerzas retentivas y favoreciendo a las fuerzas viscosas, como su principal función.

La movilidad de estos fluidos o la interacción entre fases, lo indica la relación del número capilar (Ec. 1).

$$N_{ca} = \frac{v\mu}{\sigma \cos\theta} \quad \text{Ec. 1.}$$

Donde involucra la velocidad de flujo, viscosidad dinámica de los fluidos, la fuerza interfacial entre fases y el ángulo de contacto de las mismas fases.

Podremos conocer si el sistema favorece a la fase con movimiento o no, mediante las relaciones:

- $N_{ca} > 1$ las fuerzas viscosas dominan el medio y puede aumentar el desplazamiento y la eficiencia de barrido.
- $N_{ca} < 1$ las fuerzas capilares (F_{ca}) sobrepasan a las fuerzas viscosas y por consiguiente existe inmovilidad de fluidos.

El número capilar ronda las magnitudes entre 10^{-6} a 10^{-2} como la muestra la fig. 1.12.

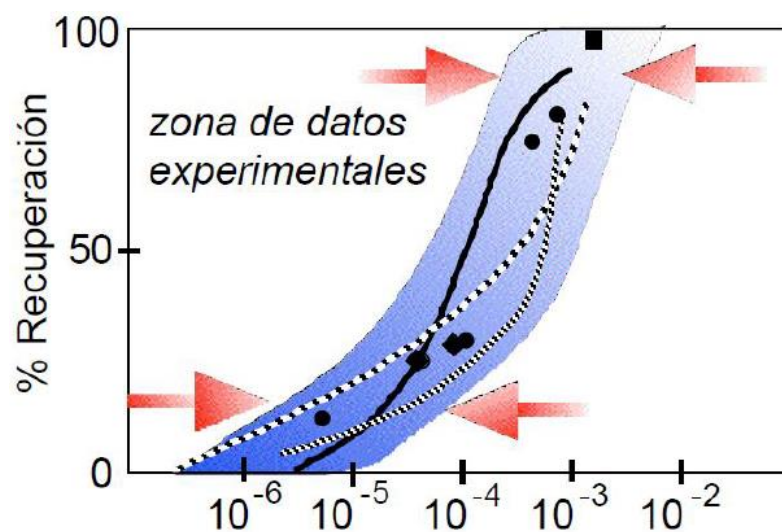


Fig. 1.12. Porcentaje de Recuperación en función del Número Capilar, (Salager, 1993).

En los métodos químicos hay tres grandes grupos: inyección de polímeros, métodos alcalinos y agentes surfactantes.

1.6.2.1. Inyección de polímeros.

Los polímeros son moléculas de gran peso molecular cuya función es capturar las moléculas dispersas de aceite en el medio poroso en su paso por la formación. Parte del objetivo de los polímeros es reducir la permeabilidad relativa al agua (k_w) y así como evitar el paso de agua hacia zonas preferentes o canales de producción y facilitar el movimiento del aceite.

La literatura menciona que el método de inyección de polímeros es un mejoramiento del barrido por agua, ya que la adición de polímeros al agua que se inyectarán al yacimiento aumentará la viscosidad del agua (μ_w) y disminuirá su movilidad, con esto se quiere lograr que el barrido de agua convencional sea más eficaz con agua más viscosa (70 veces mayor que el agua fresca de 1 [cP]) y que en su recorrido logré un desplazamiento más eficiente, además de evitar la digitación en el banco de aceite por rebasamiento viscoso. (Sheng. 2012).

Un método químico es económicamente viable cuando hay una alta movilidad o la inyección de agua es grande, queriendo decir con esto que los métodos químicos conllevan el uso de cantidades de agua considerables, que la heterogeneidad del yacimiento también es alta o existe una combinación de ambas (Lake, 1989).

Los tipos de polímeros que se inyectan los distingue Sheng en el 2012 de la siguiente manera:

- Policromada hidrolizada. (Polímero más usado en métodos de RM).
- Goma Xanthan.
- Policramida tolerante a la salinidad.
- Polímero hidrofóbicamente asociado.

Las limitaciones o factores a considerar que se toman en cuenta en el diseño del método son las siguientes:

- La temperatura del yacimiento (T_y), ya que a más de 194° [F] el polímero se degrada.
- La profundidad no deber ser mayor a 9000 [ft], por el gradiente geotérmico o la presión del yacimiento.
- La salinidad afecta al polímero ya que detendrá el proceso de captura de partículas dispersas de aceite.
- Al adsorción del producto a la formación a ritmos entre 0.05 a 0.09 $\left[\frac{lb}{ft^3}\right]$.

En la fig. 1.13 se muestra una típica inyección de polímeros seguida de baches de agua o una salmuera de baja salinidad, la solución polimérica en si misma lleva una protección o regulador de salinidad, esta es agua fresca desde la parte trasera del polímero para evitar disolución y finalmente se llega a un desplazamiento por agua. Muchas veces la barrera reguladora contiene polímeros en cantidades decrecientes para reducir la solución de polímeros, porque la naturaleza del proceso de inyección es a través de fases separadas en pozos de inyección y producción (Lake, 1989).

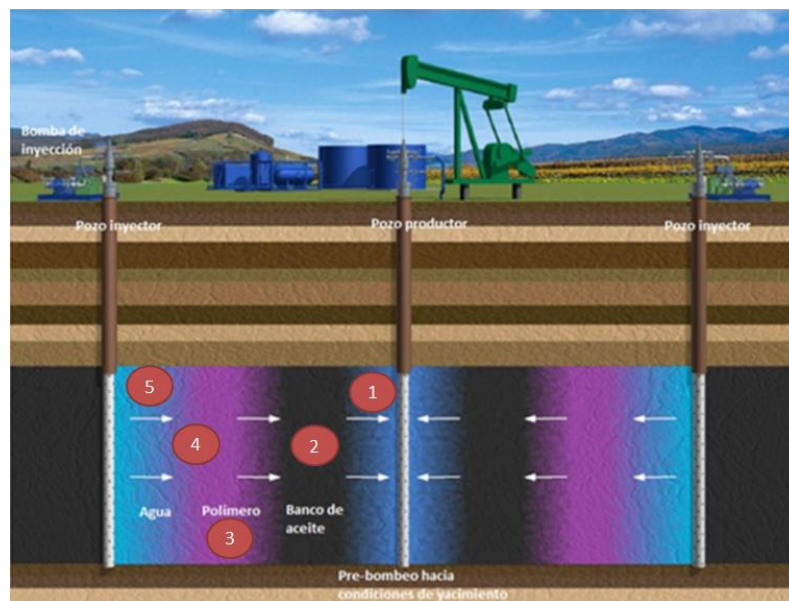


Fig. 1.13. Diagrama de inyección de polímeros, Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013).

El método se describe en la fig. 1.13 como sigue:

1. Una primera inyección de agua fresca para pre-condicionar la salinidad del yacimiento ya que los polímeros son sensibles a la salinidad.
2. Banco de aceite con escasa movilidad.
3. Inyección del polímero soluble en agua que aumenta la viscosidad del agua (μ_w).
4. Se inyecta un segundo bache de polímeros con concentraciones decrecientes para poder controlar el avance del polímero, ya que este depende de la inyectabilidad del mismo hacia la formación y así evitar el taponamiento.
5. Bache de agua con el objetivo de dispersar la solución acuosa a través del yacimiento.

En los métodos químicos, para el método de inyección de polímeros, la literatura reporta que el promedio del factor recuperación ronda de 5 al 15% del aceite original. (Meza, 2014).

1.6.2.2. Inyección de agentes alcalinos.

En los métodos químicos se encuentra la inyección de agentes alcalinos, conocido como Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP, por sus siglas en inglés). La reacción en el yacimiento con los elementos presentes es parecida a la inyección de un agente surfactante ya que la reacción de un agente alcalino con los ácidos grasos crea surfactantes in situ.

El método ASP se comprende como inyectar a la formación una solución alcalina generalmente Hidróxido de Sodio (NaOH) durante operaciones de inyección de agua y polímeros al banco de aceite, con el fin de cambiar la FIF y la mojabilidad de la fase mojante y mejorar la movilidad del aceite desplazándolo a la hacia los pozos productores.

La recuperación se obtiene mediante la inyección de un bache de agente alcalino a un concentración de entre el 10% al 30% en solución acuosa generando con esto reacción química entre los ácidos grasos del crudo presente y el agente básico, el resultado, surfactantes in Situ. Estos a su vez causan modificaciones a las fuerzas interfaciales y cambios a la mojabilidad entre la formación y el fluido.

La naturaleza química de los agentes alcalinos no reduce la tensión interfacial como tal, los surfactantes resultantes de la reacción son los que modifican la FIF entre las fases (Hirasaki, 2008).

Para efectos de diseño Craig en 1971 menciona que se debe tomar en cuenta los efectos de distribución de los fluidos en la formación durante la inyección del agente alcalino, saturación de aceite residual (S_{or}) y la dirección en que se está drenando el hidrocarburo.

La fig. 1.14 muestra de forma horizontal la forma de comportamiento de inyección y hacia el frente el desplazamiento del banco de aceite.

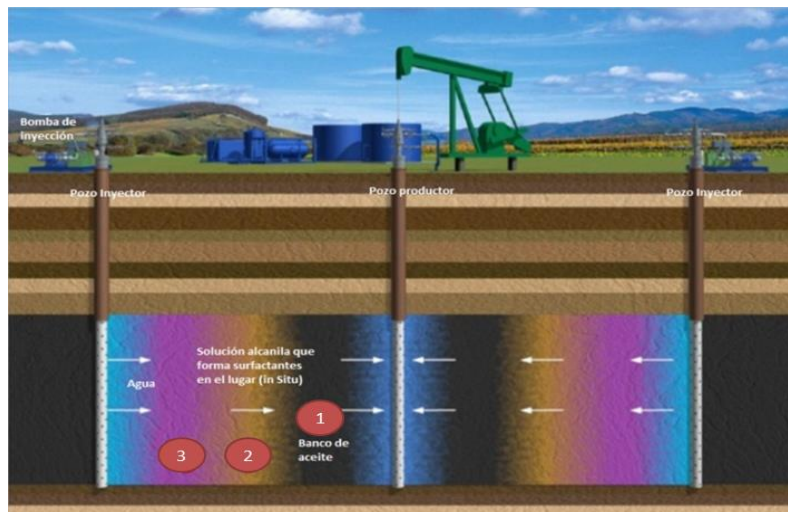


Fig. 1.14. Diagrama de inyección de agentes alcalinos. Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013).

El proceso se explica de la siguiente manera:

1. Banco de aceite adherido a las paredes de los poros en el yacimiento.

2. Inyección de agente para pre-condicionar la formación y la salinidad de la formación.
3. Primer bache de agente alcalino que se propaga con agua y tiempo de remojo, el tiempo de reacción de ácidos grasos y agente alcalino.

Craig en 1971 menciona las siguientes limitaciones del método ASP:

- La presencia de arcillas, el proceso depende en gran medida en los minerales en la superficie de la roca, que no son químicamente inertes y afecta la reacción puede crear precipitación por intercambio iónico disminuyendo la permeabilidad.
- Alta salinidad, la concentración de sal desactiva la mayoría de los surfactantes.

En la aplicación de métodos de RM, los agentes alcalinos incrementan el f_r de aceite original en un 5%.

1.6.2.3 Inyección de agentes surfactantes.

Los agentes surfactantes están en completa relación con la inyección de agentes alcalinos en cuanto a disminución de tensión interfacial (FIF). Como ya se mencionó, al inyectar elementos alcalinos, estos reaccionan con los ácidos naturales de los hidrocarburos, dando como resultado compuestos surfactantes. La diferencia entre ambos métodos radica en que la reacción de los elementos alcalinos crea surfactantes en el propio yacimiento a diferencia de la inyección de surfactantes externos al mismo.

Los surfactantes son partículas anfipáticas, moléculas que poseen un extremo hidrofílico (preferencia hacia el agua) y el otro hidrofóbico (repele el agua), estas incrementan o disminuyen la concentración del surfactante en el yacimiento.

La interacción entre los fluidos y la formación es de tal manera que se modifica la FIF así como las fuerzas capilares.

Los surfactantes son clasificados de acuerdo a su naturaleza iónica:

- Aniónico.

Ión de naturaleza negativa en solución acuosa, los más ampliamente utilizados para métodos de RM ya que exhiben relativa baja absorción en rocas areniscas donde la carga de los surfactantes es negativa.

- Catiónico.

Ión de naturaleza positiva en solución acuosa, este agente es altamente absorbido en rocas areniscas pero son utilizados en yacimientos carbonatados para cambiar la mojabilidad de aceite a agua.

- No iónico.

Estos iones no se disocian en el agua por consiguiente carecen de carga, la función principal es ser utilizados como co-surfactante o mejor conocido como tensoactivo para mejorar el comportamiento de la fase en movimiento, además de ser los elementos más resistentes a altas salinidades, su función es reducir la tensión interfacial (FIF).

- Zwitteriónico (híbrido).

Contienen dos grupos activos dentro de los cuales se pueden hacer combinaciones de los tres anteriores que se mencionaron y pueden ser: no iónico-aniónico, no iónico-catiónico y aniónico-catiónico, son tolerantes a la alta salinidad y las altas temperaturas.

En la fig. 1.15 se muestra en forma horizontal la inyección de agentes surfactantes seguido de un barrido de agua, ya que estos agentes aumentan la eficiencia del barrido. Su principal función es modificar la tensión interfacial de las fases, creando movilidad, a diferencia de la inyección polimérica que bloquean ciertas partes de la matriz en la formación, solo se disminuye la FIF creando un banco de aceite móvil hacia el pozo productor.

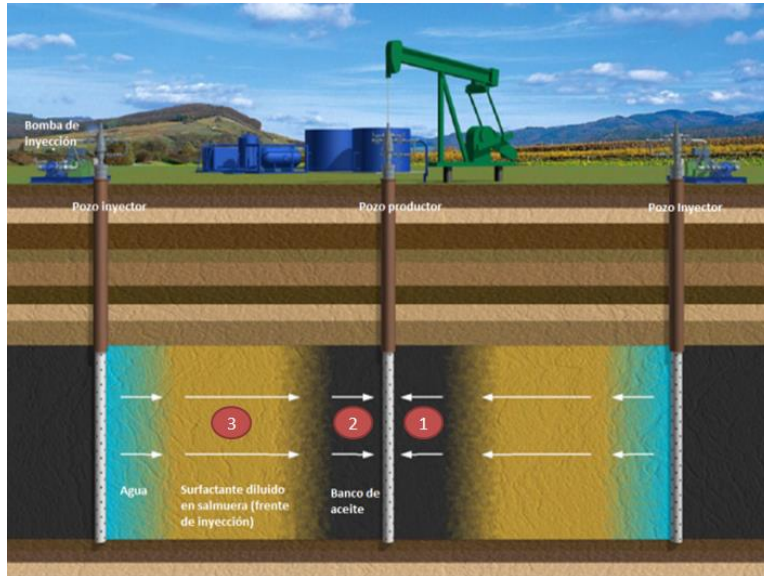


Fig. 1.15. Diagrama de inyección de agentes surfactantes. Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013).

El método se puede describir de la siguiente manera:

1. Banco de aceite adherido a las paredes de los poros en el yacimiento.
2. Inyección de agente surfactante para cambiar la mojabilidad y FIF entre fases con el fin de mejorar la movilidad del aceite atrapado.
3. Bache de agua para desplazar la emulsión de surfactante e hidrocarburo. Como menciona Hirasaki en 2008, este debe ser más viscosa que el mismo aceite para poder ser desplazado y no ocurra digitación.

La gran limitante del método de inyección de agentes surfactantes es la salinidad del agua de formación ya que la sal o sales presentes suprimen cualquier tipo de efecto de los surfactantes in Situ, evitando cualquier desplazamiento por mejora de movilidad.

Entre los métodos de recuperación mejorada, la inyección de agentes surfactantes tiene un promedio de recuperación adicional del 15% del volumen original.

1.6.3. Inyección de gases miscibles.

Cuando el aceite remanente está atrapado en el yacimiento como una fase discontinua (bache) o en la zona de barrido formando fases continuas que poseen nula movilidad, se atribuye a la interacción entre las fuerzas capilares (F_{ca}) y tensión interfacial (FIF) que mantienen estas condiciones sin importar cuantos volúmenes porosos de agua se inyecten al yacimiento.

Para llegar a una recuperación en donde se encuentren estos baches aislados, se debe inyectar un agente cuya función sea disminuir las (F_{ca}) disminuyendo la densidad del aceite al mezclarse con el fluido inyectado.

El desplazamiento de fluidos no se logrará a menos de que el agente desplazante sea una fase continua dentro de los poros y su movimiento en el yacimiento sea la tendencia de ir a zonas de menor presión así como de los canales de flujo y los pozos productores.

La miscibilidad dinámica es un proceso de desplazamiento miscible que mantiene la presión del yacimiento y mejora el desplazamiento del petróleo debido a que se reduce la tensión interfacial entre el petróleo y el agua. Los gases inyectados incluyen Gas licuado de petróleo (GLP), como el propano, metano a alta presión, metano enriquecido con hidrocarburos ligeros, nitrógeno (N_2) a alta presión y dióxido de carbono (CO_2) en condiciones del yacimiento adecuadas de temperatura y presión.

El fluido más comúnmente utilizado para el desplazamiento miscible es el dióxido de carbono porque reduce la viscosidad del petróleo y es menos costoso que el gas licuado de petróleo. (Oilfield Glossary Schlumberger, 2015).

La limitante de eficiencia de inyección estará dada por las siguientes variables:

- La producción acumulada (N_p) desde el inicio del proceso, es directamente proporcional al logaritmo del gas acumulado inyectado $\log(NG_i)$, y el ritmo de producción estará en función del ritmo de inyección.

- Cuanto mayor sea la viscosidad del aceite (μ_o) en el yacimiento, menor será el factor de recuperación (f_r). El gas tiene una limitante para crear condiciones de miscibilidad y esta es la densidad del aceite. A mayor densidad menor posibilidad de condiciones de miscibilidad.

Una dificultad al implementar el método, es el cálculo del volumen de gas a inyectar, debe ser adecuado para no llegar a condiciones de ruptura miscible. Con esto se refiere a que el volumen del bache de gas inyectado no se haya disuelto antes de llegar al banco de aceite y que atraviese hacia los pozos productores sin desplazamiento alguno.

La inyección de dióxido de carbono no moja la roca, pero barre a través del aceite y tiende a formar una fase continua a través del yacimiento (Latil et al., 1980).

Klins en 1982 menciona que la inyección de gas puede tomar lugar en dos formas:

- Inyección dentro de una capa o casquete de gas.

Al existir un casquete de gas en el yacimiento de forma natural o formado por SG durante la producción primaria, la inyección de gas al casquete ayuda a mantener la presión del yacimiento y se forzará al gas a pasar por la zona de aceite barriendo hacia los pozos productores.

- Inyección dentro de la zona de aceite.

Al inyectar directamente en el banco de aceite se espera alcanzar una presión mínima de miscibilidad (PMM), para crear un desplazamiento miscible, el cual hincha el crudo bajo condiciones de miscibilidad y barre la zona de manera más efectiva.

Se ha utilizado a lo largo del tiempo sustancias como el gas natural, gas de combustión, hidrógeno (H_2) a alta presión, Gas Licuado de petróleo (GLP) y moléculas de bajo peso molecular como los alcoholes. Estos elementos han demostrado miscibilidad y eficiencia de barrido alejados de la zona de inyección. Los cuales se han utilizado en pruebas de laboratorio y pruebas piloto, pero no han resultado ser económicamente viables además de presentar digitación en los

bancos de aceite, por consiguiente, esto no crea un desplazamiento miscible homogéneo y resta eficiencia al método, circulando gas sin producción de aceite.

El principal factor en la decisión en inyectar gas o no a la formación, es la fuente barata del gas, reciclando gas producido o una fuente de gas mayor, ya que el aspecto económico es un factor sumamente importante que da viabilidad aun proyecto.

1.6.3.1. Inyección de dióxido de carbono.

El objetivo de la inyección de CO_2 es mejorar el barrido miscible, mediante la disminución de la viscosidad del crudo pesado presente, logrando una mejoría en la movilidad del aceite.

El dióxido de carbono es altamente soluble en el aceite y en menor medida en el agua, la densidad del aceite y el dióxido de carbono son similares a condiciones de yacimiento bajo el efecto de la presión mínima de miscibilidad, adicional a esto el gas tiende a minimizar la tensión interfacial (FIF) entre fases.

La presión mínima de miscibilidad es el principio por el cual la inyección de dióxido de carbono es el mejor agente solvente de los gases, ya que en condiciones de presión mínima de miscibilidad, la tensión interfacial es cero y no existe interfaz entre los fluidos, lo cual mejora de manera notable el barrido en la zona de crudo con poca o nula movilidad en aceites pesados.

La PMM a temperatura y composición constantes, es la presión más baja a la cual se puede alcanzar la miscibilidad, y ya sea de primer contacto o de múltiple contacto (miscibilidad dinámica).

Latil et al. en 1980 mencionan que existen dos tipos de miscibilidad: absoluta y dinámica. La miscibilidad dinámica es aquella que involucra un proceso dinámico de mezcla de fluidos en el que un gas inyectado intercambia sus componentes con el aceite hasta que las fases alcanzan un estado de miscibilidad en la zona de mezcla.

El proceso de inyectabilidad de dióxido de carbono o admisión en las zonas cercanas al pozo tiene dos ventajas principales:

- El dióxido de carbono presenta una presión relativamente baja para crear miscibilidad con los fluidos del yacimiento que otros solventes como el alcohol o gases de combustión no logran.
- Abundantes fuentes naturales.

Los factores que hacen al CO_2 un agente de recuperación mejorada son:

- Reducción de la viscosidad en el aceite e incremento de la viscosidad del agua.
- Hinchamiento del aceite y reducción en la densidad del hidrocarburo.
- Efecto ácido en rocas carbonatadas y clásticas (mejoramiento de comunicación).
- El gas es reutilizable y re-inyectable.

Klins en 1982 menciona que la inyección de dióxido de carbono tiene diferentes modalidades:

- Inyección continua de gas.
- Bache de agua, inyección de gas seguido de un bache de agua con el fin de barrer la zona.
- Alternancia de inyección de baches de agua y gas, e inyección simultánea de dióxido de carbono y agua.

La presión de mínima de miscibilidad es fundamental ya que al poderse lograr habrá recuperación de hidrocarburos. Esto no es garantía de recuperación del aceite remanente ya que en ciertas condiciones el gas atraviesa el banco de aceite y no afecta las fuerzas capilares, quedando parte del aceite adherido a la formación.

Dentro del método existen procesos de alternancia con inyección de agua hasta cierto volumen de inyección de CO_2 , después esto se convierte en una inyección continua de agua para un proceso inmisible.

El efecto de hinchamiento del aceite incrementa el factor de recuperación (f_r), esto observado en el menor volumen de agua necesario para desplazar el aceite restante que no fue producido por el dióxido de carbono.

El efecto de hinchamiento dentro del espacio poral desplaza el agua contenida resultando en un decremento de la fase mojante, (proceso de imbibición). (Latil et al., 1980).

Carcoana en 1992 menciona que se ha observado que el desplazamiento por dióxido de carbono es el mejor situado para aceites de densidades API de medias a bajas.

En la fig. 1. 16 se muestra un diagrama de la inyección de CO_2 .

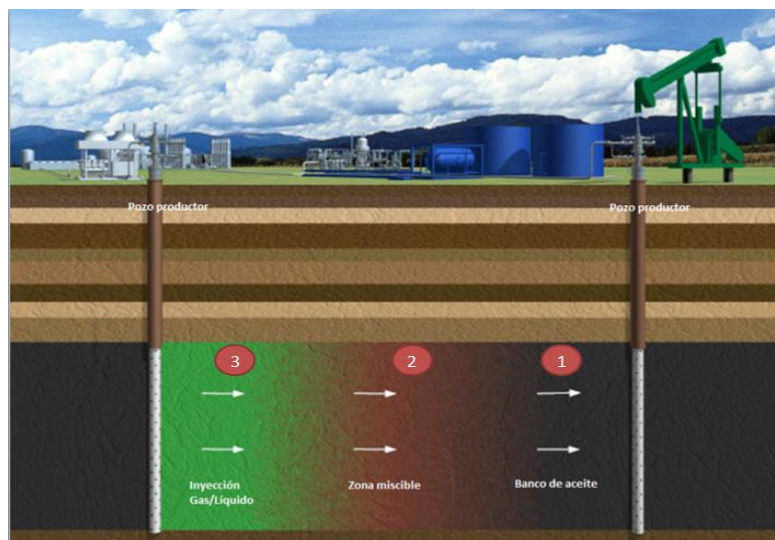


Fig. 1.16. Diagrama de inyección de dióxido de carbono. Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013).

El método de inyección de dióxido de carbono se puede describir de la siguiente manera:

1. Banco de aceite con movilidad reducida. La disminución de la densidad en el aceite, la miscibilidad del gas y la presión mínima de miscibilidad, mejoran la movilidad y provocan la producción de hidrocarburo.

2. Zona miscible, esta zona es una zona de mezcla en la cual el gas inyectado interactúa con el crudo presente disminuyendo la FIF entre fases y provoca movilidad al crudo inmóvil. La zona de miscibilidad está sujeta a la presión de mínima de miscibilidad y esta a su vez a la presión de inyección
3. Inyección de (CO_2) en las vecindades del pozo hacia al banco de aceite. La inyección o admisión de gas estará en función de las características de la formación

Una de las grandes limitantes es llegar a la PMM, ya que es directamente proporcional con la cantidad de hidrocarburos de cadenas de C_{7+} presentes en el hidrocarburo, porque a mayor cantidad de estos, mayor la dificultad de llegar a una presión de miscibilidad y menor el desplazamiento. (Latil et al., 1980).

La temperatura del yacimiento es una variable importante en la inyección de gas, ya que al ser alta afecta la presión mínima de miscibilidad, la presión de desplazamiento, el comportamiento y el estado en que entran en contacto el gas y el banco de aceite.

En el método de inyección de dióxido de carbono, el factor de recuperación promedio adicional es del 5%.

§

2. Capítulo segundo: conceptos generales de la combustión in situ.

La necesidad en México por desarrollar proyectos de recuperación mejorada con el propósito de recuperar volúmenes remanentes de los yacimientos en etapas avanzadas de producción, ha planteado como palanca de impulso para el desarrollo de este tipo de campos o reactivación de zonas que actualmente se encuentran inactivas.

Estos volúmenes se propone que sean recuperados mediante métodos de (RM). Se mostró en el capítulo anterior que los métodos térmicos han mostrado ser los métodos con mayor factor de recuperación y desarrollo actualmente.

Uno de los métodos dentro de esta clasificación es la inyección de aire o Combustión in Situ en sus diferentes variantes, (Silva, 2010).

Lake en 1989 menciona que las limitantes y objetivos de los métodos de RM los podemos entender como tipos de crudo: pesados, medios y ligeros así como su composición y el tipo de formación en que se encuentran. Con esto se quiere decir que no todos los métodos que se mencionaron se implementaran de igual manera o en forma general a cualquier tipo de yacimiento, debido a sus características litológicas o tipo de crudo a producir.

Este documento se centra en el método térmico de Combustión in Situ (CIS), el cual ha mostrado resultados alentadores en algunos casos bien registrados como son los proyectos de Bellevue Field por Ralph et al. en 1982 mencionando una recuperación del 60% o el de Suplacu de Barcau por Turta et al. en 2007 que expone una recuperación superior al 50%.

Manrique et al. en el año 2004, hace énfasis en que algunos proyectos térmicos de CIS tuvieron mucho éxito y otros fueron grandes fracasos, esto debido al limitado entendimiento del movimiento de frente de combustión y la interacción del fluido contenido en la formación, así mismo como el frente de combustión interactuará

llevando a buenos o malos resultados, ya que en algunos casos se reportó hasta un 60% de recuperación del volumen remanente y en casos contrarios, solo del 5%.

2.1. Combustión in Situ.

Los métodos térmicos en proyectos de RM son los más antiguos y desarrollados. Específicamente el método in Situ Combustion (ISC, por sus siglas en inglés) utilizado desde 1935 como lo mencionó Carcoana en 1992 y Gates en 1959.

Los métodos térmicos a fechas actuales se le clasifican en dos vertientes: los métodos de inyección de calor por un agente externo (Inyección de vapor o agua caliente) y aquellos métodos que inician un proceso de combustión dentro de la formación, los cuales se les nombra “Procesos in Situ”.

El método de combustión in situ (CIS) se caracteriza por la inyección de aire u oxígeno puro (O_2) al yacimiento. El propósito de la inyección de este fluido es inducir una combustión dentro de la formación. Y para que esto suceda se toma en consideración el triángulo del fuego el cual representa los elementos necesarios para que se produzca una combustión.

Para que se lleve a cabo una combustión es necesario: un comburente (agente oxidante), combustible y fuente de ignición. Estos elementos forman el triángulo del fuego desencadenando una reacción.

Con estos elementos se esperará una combustión in situ espontánea en el yacimiento con: la temperatura de ignición (t_{ing}), un volumen constante de aire (U_{min}) y una concentración de crudo adecuada (C_u).

Esta reacción no será autosuficiente a menos de entre un cuarto elemento, ahora tetraedro del fuego, dónde el cuarto elemento es el efecto en cadena necesario, para una combustión sustentable y estable.

White en 1985 menciona que el depósito de crudo mínimo (C_u) debería ser de $0.4 \left[\frac{Bbl}{m^3} \right] \left(500 \left[\frac{bbl}{acre-ft} \right] \right)$ a diferencia del primer rango de $1 \left[\frac{Bbl}{m^3} \right]$ o $\left(1200 \left[\frac{bbl}{acre-ft} \right] \right)$ utilizado en 1948 por Grant y Szasz en el primer proyecto piloto publicado en 1954.

La finalidad de la combustión es mejorar la movilidad del aceite por disminución de viscosidad del fluido presente y por la transferencia de calor generada por esta reacción.

Green et al. en 1998 mencionan que el rendimiento del oxígeno (O_2) inyectado en con el aire (21% en volumen) es del 100%, con esto se refiere a que todo el oxígeno reacciona con el hidrocarburo presente.

Otra característica es la ignición inducida o espontánea. Se inicia la reacción de combustión mediante el uso de parte del hidrocarburo presente en la formación, esto como combustible del cual se toma alrededor del 10% en volumen como lo indica Thomas al 2008. La reacción genera un frente de combustión (FC) y es desplazado por el aire inyectado. Esto generando a su vez desplazamiento de hidrocarburos por disminución de viscosidad y avance de los vapores calientes originados (efluente).

La disminución de viscosidad ocasionada por la gran cantidad de calor aportada por la reacción inducida, llega a temperaturas que oscilan al rededor 600° a 1200° [F] en el FC, el cual avanza hacia los pozos productores.

Sin control del flujo de aire hacía el FC, se puede tener alta probabilidad de corrosión en los pozos productores y mal barrido de la formación productora.

Un elemento a favor de la alta temperatura generada cuando el FC que cuando aún no se encuentre demasiado cerca del pozo productor la tubería de producción (TP) se ve afectada térmicamente, ayudando a los fluidos pesados a fluir a través de ella y poder ser producidos, por otro lado cuando el frente está muy cerca, corroe y destruye las terminaciones de los pozos. Turta et al. en 2007 menciona que al menos de 10% de los pozos productores serán inutilizables.

Este proceso tiene una eficiencia térmica alta ya que presenta una pérdida de calor relativamente pequeña en el límite superior e inferior del yacimiento y sin pérdidas hacia a la superficie o los pozos productores.

Estas pérdidas, como lo indica Boberg en el año 2000, son por inducción hacia formaciones adyacentes a la roca almacenadora y parte del calor generado por FC es transmitido hacia estas.

En algunos casos, son utilizados aditivos para incrementar la recuperación, mejorar la eficiencia térmica del proceso o promover la formación de monóxido de carbono CO en vez de CO_2 que es un gas invernadero. Dependiendo de la variación del proceso in Situ son utilizados aditivos o agua que son inyectados a la par del aire.

El método genera procesos de desintegración catalítica, destilación, polimerización y oxidación. Por esto los hidrocarburos producidos resultan enriquecidos por la composición o elementos ligeros que son recuperados, además los vapores generados ayudan y crean desplazamiento por vapor de agua y gases de combustión.

Los problemas más comunes son la alta corrosión, producción de gas tóxico (H_2S) y la participación de la gravedad en este proceso (Segregación gravitacional).

Dentro de este proceso hay métodos de aplicación convencional y variantes del proceso:

- Convencional, aquella en que el FC avanza en el mismo sentido que la inyección (Seca y Húmeda).
- En reversa, en la que el frente avanza en sentido contrario a la inyección.
- Toe to Heel Air Injection, (THAI por sus siglas en inglés).
- Controlled Atmospheric Pressure Resin Injection (CAPRI por sus siglas en inglés).

La combustión in Situ no es un proceso ampliamente utilizado ya que se prefiere utilizar inyección de vapor cuando ambos procesos son candidatos a implementar, pero la inyección de vapor está limitada a presiones inferiores a $2500 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$ y a profundidades menores a $3000 [ft]$ debido a pérdidas de calor en el pozo. La CIS por otro lado es el único proceso de recuperación mejorada que es potencialmente útil a grandes profundidades, yacimientos de alta presión, así como formaciones delgadas y formaciones completamente depresionadas o con baja presión.

2.1.1. Combustión in Situ convencional

La Combustion in Situ Convencional (CISC), es aquella donde el aire inyectado, así como el frente de combustión avanzan en el mismo sentido desde el pozo inyector hasta el pozo productor, esta trayectoria está en función del arreglo poral y las características litológicas.

Los mecanismos que actúan durante el proceso son aquellos relacionados con la reacción de combustión iniciada. Ejemplos son el empuje de vapor de agua, gases ligeros, gases de combustión, desplazamiento miscible, vaporización y la condensación de los elementos ligeros, por citar algunos.

Tales mecanismos desembocan en otros procesos como oxidación, destilación, desintegración catalítica y polimerización.

Estos procesos ocurren dentro de zonas que se forman en la estructura a medida que avanza el FC, debido a su temperatura o distancia al frente de combustión, distinguibles por las reacciones que suceden en cada zona.

Un ejemplo de esto sería la zona de vapor la cual se encuentra el frente del FC y desplaza a los elementos ligeros o la zona quemada la, cual se encuentra detrás del frente de combustión y no tiene hidrocarburos recuperables.

La combustión crea un incremento de presión debido al aumento del volumen de los fluidos contenidos. Uno de los ejemplos de este cambio de volumen son los vapores y gases despedidos por la reacción en el banco de aceite inmóvil o con escasa movilidad, agregando energía térmica. La cual conlleva a una producción o aumento de flujo.

Existen dos tipos de proceso convencional, proceso seco y, como lo mencionan Green et al. en 1998.

En la combustión seca solo se inyecta aire u oxígeno, generando reacciones de alta temperatura conocidas como High Temperature Oxidation (HTO, por sus siglas en inglés) las cuales rondan el rango de 600° a 1200° [F].

El proceso húmedo es el mismo proceso que HTO pero después de algún tiempo de iniciada la combustión se inyecta agua o baches de agua alternados con aire, con esto se generan menores temperaturas de combustión conocidas como Low Temperature Oxidation (LTO, por sus siglas en inglés) las cuales rondan de entre 300° a 600°, así como menor consumo de combustible. Con esto, se aumenta el rendimiento del proceso tomando parte de la energía que ha dejado el FC en la roca. Esto se ha corroborado con estudios de laboratorio así como proyectos piloto en Estados Unidos, (Philip, 1985).

2.1.2. Combustion in Situ seca.

La Combustión in Situ Convencional Seca (CISS), es aquella donde el FC tiene sentido frontal, de pozo inyector a pozo productor. Se puede iniciar la reacción por dos formas: esperar a que la misma temperatura del yacimiento (T_y) desencadene una combustión espontánea o bajar una herramienta de ignición, normalmente una resistencia eléctrica o un quemador de gas.

Si la ignición se ha iniciado o no, no puede afirmarse con certeza. Algunas veces ocurre un incremento de presión y esto es una clara señal de que se inició la reacción.

El tiempo de reacción es muy variado como lo menciona Boberg en el 2000, ya que los tiempos pueden ser en horas con una herramienta de ignición o meses esperando a que los tres elementos por si solos reaccionen. De manera empírica se encontró que la temperatura de ignición ronda de 300° a 600° [F].

Turta en el 2001, muestra que existe un tiempo de retraso " t_{ing} " o de inicio, y es definido como el tiempo que se requiere para superar 410° [F] en las vecindades del pozo inyector. Se espera que una vez alcanzada esta temperatura, el ritmo de combustión sea lo suficientemente alto para ser autosustentable hasta el pico de temperatura y se logre el frente de combustión en este estable.

Para evitar pérdidas de calor el aire antes de ser inyectado se precaliente entre 650° a 1200° [F].

Los productos debido a la reacción de combustión son agua en forma de vapor, CO_2 y CO además de otros productos, resultado del proceso del craqueo térmico como: SO_2 , CH_4 y H_2S . Estos se unen a los gases de combustión (efluente) y son absorbidos por el crudo producido. Estos productos fluyen a una velocidad de 0.125 a 1 $\left[\frac{ft}{día}\right]$ a través de la formación. El oxígeno no consumido así como el nitrógeno (N_2) sigue la misma tendencia. (Green et al., 1998).

Se la llama combustión seca ya que las temperaturas de este proceso son altas en el FC en un rango de 600° a 1200 [°F]. Este rango de temperaturas se le conoce como HTO. El rango de temperatura es alto por lo cual consume una mayor cantidad de combustible que un proceso húmedo. Este tipo de proceso utiliza 5 a 15% del volumen de aceite remanente.

Altas temperaturas sin algún control terminarán por dañar los pozos productores, dañando el liner o la tubería de producción (TP). Para protegerlos se hace recircular agua por el espacio anular (E_A) y controlar la temperatura del pozo.

Sarathi en 1999 menciona que detrás del frente de combustión no hay ninguna acumulación de hidrocarburos restantes ni recuperables económicamente.

Las variables que controlan al método de combustión in Situ, así como el avance, forma y temperatura del proceso son:

- La inyección de aire. $\left[\frac{ft^3}{bbl}\right]$
- Contenido de combustible por volumen de roca. $\left[\frac{bbl}{acre-ft}\right]$
- Características litológicas. (k, ϕ, S, h)
- Concentración de aceite. $[\phi S_o]$
- Temperatura del yacimiento. $[^{\circ}F]$
- Tipo crudo. $[^{\circ}API, \mu_o]$.

El flujo de aire es vital para que avance el FC y su avance sea de cierta manera uniforme, además de que pueda ser una combustión autosustentable ya que existe el riesgo de que se detenga el proceso.

En la combustión convencional seca (CISS), el combustible disponible debe ser consumido para que el frente de combustión avance. Con el control de la tasa de inyección de aire el avance es controlado y la forma así como el seguimiento estarán influenciados por la gravedad en primera instancia, ya que el aire inyectado tenderá a segregarse o ir hacia la parte superior de la formación creando una combustión desigual llamada "Overburn" o sobre quema.

Este efecto hace que el aire avance por la parte superior. El método pretende que el desplazamiento sea uniforme y parejo a lo largo de la formación productora, este objetivo se le conoce como "Center Burn" o combustión central.

De manera empírica se ha observado que para lograr una combustión central es necesario implementar el proceso en un rango de espesores de la formación productora de entre 10 [ft] y hasta 40 [ft].

Sostener una combustión no solo es el flujo de aire sino también la cantidad de hidrocarburo presente. Se menciona que la cantidad mínima es de $500 \left[\frac{bbl}{acre-ft} \right]$ o $0.4 \left[\frac{bbl}{m^3} \right]$ para poder sostener una combustión.

Un factor de selección del método es la concentración de hidrocarburo por volumen de roca ($S_o \emptyset$). Indicando la relación de volumen de crudo presente, entre más alto el valor, mejor para aumentar el factor de recuperación (f_r), pero este no es decisivo ya que debe ser contrapuesto contra el tipo de litología compatible para poder seleccionar este método.

La selección será mayormente en base a la litología ya que está pronosticará el comportamiento en gran medida y si será exitoso o no el proyecto.

Boberg en el año 2000 menciona que las características donde ha tenido mejor desempeño el método son en formaciones delgadas ($10 < h \text{ [ft]} < 40$), yacimientos con presiones bajas o totalmente depresionadas, con aceites pesados a medios, grandes profundidades, temperatura de yacimiento superior a 150° [F] y formaciones siliciclásticas como corrobora Manrique en el 2010.

Estas limitantes también son aplicables a la variación de combustión húmeda.

En la fig. 2.1 se observan diferentes etapas por las cuales atraviesan los fluidos en la formación:

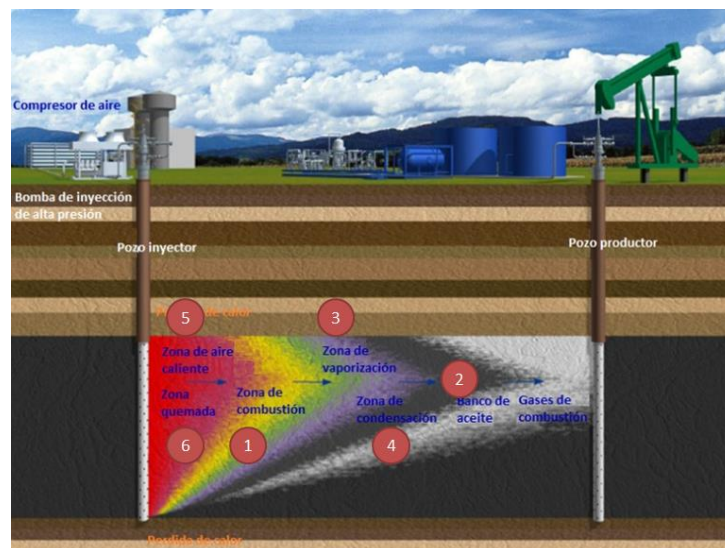


Fig. 2. 1. Diagrama de Combustión in Situ, Departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2013).

Las etapas del proceso de CISC se explican como sigue:

1. Frente de combustión, el oxígeno es consumido por la quema del coque depositado en la superficie de los granos de la arena. El vapor es uno de los productos formados por esta acción. Esta zona es la de mayor temperatura entre 600° a 1200° [F].
2. Banco de aceite inmóvil o con escasa movilidad por diferentes factores entre ellos aceite muerto (crudo sin gas disuelto), yacimiento depresionado o baja temperatura del yacimiento.
3. Zona de vaporización, está frente a la zona de combustión, donde los hidrocarburos ligeros y el agua interfacial son vaporizados y los hidrocarburos pesados son craqueados y destilados.
4. Zona de condensación, donde el vapor y los gases de hidrocarburos se mueven hacia el frente del FC a zonas más frías, al moverse a estas zonas por cambio térmico, se condensan y una gran cantidad de calor es liberado hacia otros lugares del banco de aceite y de la formación
5. Zona de aire caliente, donde el aire y gases de combustión tienden a ir zonas altas de la formación debido a la segregación gravitacional (SG).
6. La zona quemada es donde el frente ha dejado atrás el coque quemado a través de su paso por la formación.

2.1.3. Combustión in Situ húmeda.

El proceso conocido como Combustión in Situ Húmeda (CISH) es llamado parcialmente “templada”, “súper mojada” o Combination of Forward Combustion and Waterflooding (COFCAW, por sus siglas en inglés).

Fue desarrollada para aumentar la eficiencia de la Combustión in Situ convencional.

Se inyecta agua con el fin de recuperar un posible residuo de hidrocarburo detrás del avance del frente de combustión. La variación de este método, radica en que después de iniciada la combustión y el FC a cierta distancia, se inyecta un bache

agua. El FC generará una gran cantidad de calor, este exceso de energía creará vapor in Situ y requerirá menor cantidad de combustible.

Esta variación se consideraba en inicio como recuperación de crudo detrás del FC, pero como mencionó Sarathi en 1999, detrás del frente de combustión no hay ninguna acumulación de hidrocarburos restantes ni recobrables económicamente.

Se observó que a medida de que se desarrollaba el método, el agua inyectada a altos gastos en la zona de evaporización, invade la zona de combustión disminuyendo la temperatura del proceso. Esto en primera instancia disminuía la temperatura de la combustión y con esto tener menor requerimiento para sostener una combustión autosustentable, además un avance más controlado hacia los pozos productores.

En esta variación se inyecta simultánea o alternadamente aire y agua durante el proceso, y así aprovechar la gran cantidad de energía transmitida a la formación y mitigar la pérdida de calor en las formaciones superiores o inferiores por conducción.

El agua se inyecta detrás del frente de combustión de modo que el agua inyectada satura parte de la región posterior del FC y a medida de que aumenta la saturación de agua por inyección, se desplaza a la región caliente donde la temperatura transforma en vapor supercalentado el agua inyectada, esto a traviesa el frente de combustión aumentado el barrido por desplazamiento.

La tasa de inyección efectiva para este proceso es de alrededor de $5,600 \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{bbl}} \right]$ de agua por cada barril a producir como lo mencionan Green et al. en 1998.

En la combustión húmeda el requerimiento de combustible es menor en un tercio que la Combustión in Situ Convencional (CISC). Con la inyección de agua se logra una invasión de vapor o inyección de vapor in Situ, como menciona Dietz y Weijidema en 1968 en su estudio de combustión húmeda y parcial.

Se sabe que no es necesario llegar a temperaturas altas como los procesos HTO a temperaturas mayores a 400° [F] (la misma temperatura que el vapor in Situ) para

propagar la zona de combustión a través de la roca porosa. En otro sentido una vez sostenida la reacción, el oxígeno reaccionará completamente con el aceite caliente.

En el proceso de combustión in situ húmeda la zona de vapor y agua condensada son especialmente importantes, ya que el proceso seco no presenta una zona de este tipo tan notable o amplia, y es justamente esta zona o plataforma de vapor como lo maneja Lake en 1989, la cual mejora el rendimiento del proceso.

El proceso húmedo genera una zona de agua condensada y de vapor mucho más amplia que en un proceso seco debido al agua inyectada. El frente de vapor adicional, puede verse como un segundo barrido hacía el banco de aceite, primero el calor inducido por el FC crea una elevación importante de temperatura la cual moviliza los elementos ligeros, gases y vapor de agua, desplazándolos y adicionando calor al petróleo con el que tiene contacto a su paso, después el vapor in situ generado por esta misma reacción, barre la zona en su camino teniendo el mismo efecto con el crudo, desplazándolo hacia los pozos productores.

El resultado de una combustión húmeda es principalmente carbón y aldehídos los cuales forman emulsiones que indican un proceso templado o súper húmedo como lo mencionaron Green et al. en 1998.

Bajo condiciones ideales, la zona de vapor desarrollada, viaja tres veces más rápido por la formación que el frente de combustión, así creando una región extendida de destilado y aligerando el aceite que está al frente del FC y que finalmente se producirá en los pozos productores.

La fig. 2.2 muestra de manera idealizada el proceso Combination of Forward Combustion and Waterflooding (COFCAW, por sus siglas en inglés), el cual inicia con un frente de combustión inducido hasta llegar a cierta distancia de barrido, el proceso continua seguido de inyección de agua o alternancias entre agua y aire.

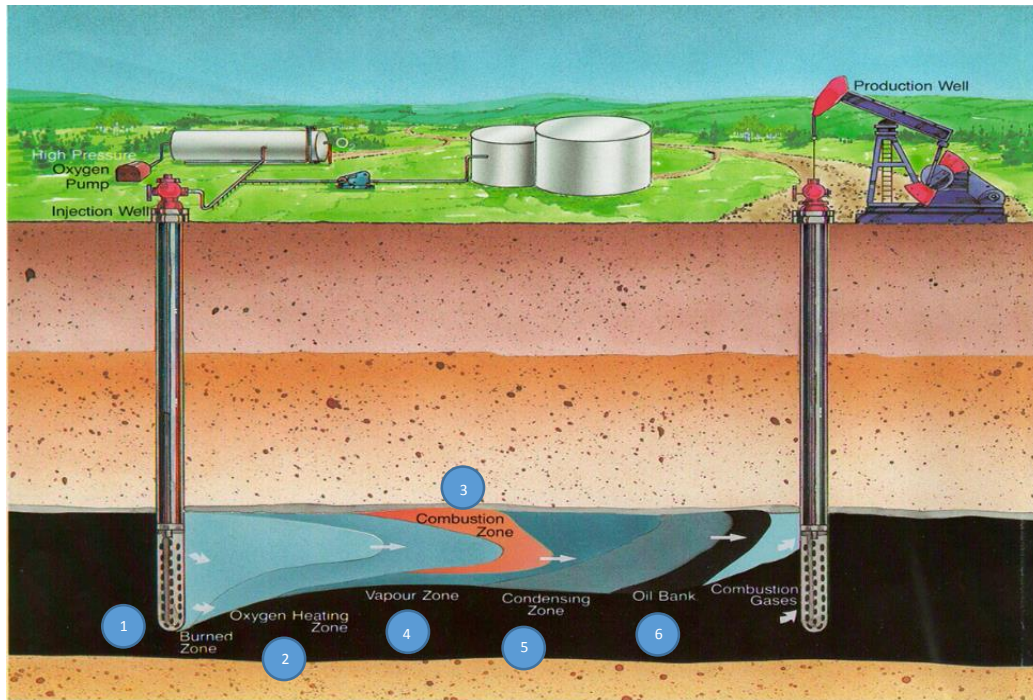


Fig. 2. 2. Combustión in Situ húmeda o COFCAW, (Turta, 2014).

Descripción por zonas:

1. Zona quemada, el método de COFCAW se inicia con un frente de combustión seguido de inyección de agua.
2. Inyección de aire precalentado, se inyecta a la formación, este pasa a través de la zona quemada aprovechando la energía detrás del FC.
3. Zona de combustión, en esta zona de la variación del proceso húmedo, los rangos de temperatura de las reacciones están dentro de las LTO.
4. Zona de vapor de agua, en el caso específico de la combustión húmeda la zona de vapor es mucho mayor que en la CISS.
5. La zona de condensación es la zona en que el vapor de agua, el vapor in Situ y los elementos ligeros se mezclan creando esta zona rica en elementos ligeros del crudo destilado.
6. Banco de aceite de escasa o nula movilidad, el FC, el vapor de agua, agua caliente y elementos ligeros barrerán la zona para producir el crudo.

2.1.4. Combustión in Situ en reverso.

La combustión in Situ en reversa (CISR) es aquella donde el avance del frente de combustión es contrario al convencional, desde el pozo productor al pozo inyector.

Este comportamiento se encontró al experimentar con los gastos de inyección y relaciones de mezcla entre gas natural (CH_4) y oxígeno al inducir un frente de combustión en el primer piloto de CIS. Gates y Zsasz en 1959 describieron, que al exceder cierto porcentaje de oxígeno (12% en volumen) el FC regresó hacia el pozo inyector, después de este punto se encontraron mezclas explosivas.

La metodología de esta variante es: iniciar un FC en el pozo productor, el cual es posteriormente puesto a producir y otro pozo es usado como inyector. El movimiento de los fluidos es mediante de empuje de gas y segregación gravitacional. Este método fue probado en una arena bituminosa en el campo Bellamy en el estado de Nueva York en 1965.

Cuando el aceite es muy viscoso para fluir bajo condiciones de yacimiento y el yacimiento tiene una adecuada permeabilidad (k), es posible producir aceite por combustión en reversa, en este caso el frente de combustión se mueve contra el flujo de aire de inyección como lo mencionó Carcoana en 1992.

Durante este proceso la zona de combustión no consume todo el hidrocarburo que atraviesa el FC pero consume los componentes medianos y livianos a diferencia del avance convencional que a su paso no deja hidrocarburos recuperables y no consume los elementos ligeros del crudo presente.

Green et al. en el año de 1998 mencionan que no se tiene información suficiente de la combustión in Situ en reversa, que no se ha desarrollado comercialmente y que consume partes importantes del hidrocarburo presente en la formación no siendo viable, por tal motivo la califica de irrelevante.

La fig. 2 3. muestra el diagrama de inyección in situ en reverso.

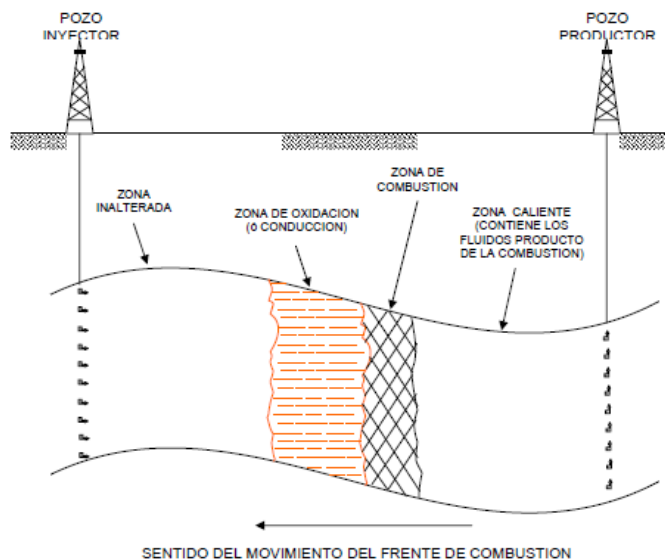


Fig. 2. 3. Combustión in Situ en reverso, (Alvarado, 2002).

2.2. Primer proyecto de combustión in Situ.

La idea de combustión in Situ fue patentada en 1923 por Wolcott y Howard. El primer intento de prueba de campo para encender aceite en un yacimiento fue realizado después de 1930 en la Unión Soviética, (Carcoana, 1992).

Grant y Szaz al año de 1959 mencionan que un grupo de tecnólogos rusos (Sheinman & Lapuk en 1935) demostraron que se podía llevar a cabo una combustión a través del medio poroso junto con el aceite depositado en la estructura de una arena. Esto sentó bases como método experimental hasta llegar a un proyecto piloto.

Años después en 1947, la compañía Brundred Oil Corp. mostró interés en métodos para acelerar la producción de sus yacimientos. Uno de los proyectos más llamativos fue la combustión in situ, ya que se mostraba muy prometedora, esto

basado en los datos de laboratorio que concluían un desplazamiento de aceite por medio de una gran transferencia térmica hacía la formación productora.

Centrada en el desarrollo del proyecto, esta compañía reportó haber obtenido combustión alrededor del pozo en un proyecto piloto de inyección de un gas de combustión (metano) y un porcentaje de aire.

Este primero proyecto piloto de inyección de aire fue llevado a cabo de 1948 a 1951 en el campo Childers en el condado de Nowata, Oklahoma, Estados Unidos.

La hipótesis manejada o la idea general, era la de inducir un frente de ignición que mejoraría el factor de recuperación. Este frente desplazaría el banco de aceite contenido en la formación por diferentes mecanismos entre ellos vaporización.

Los laboratorios Sinclair hacía 1948 afirmaron tener el reto de alcanzar 700° [F] de temperatura alrededor del pozo como base para una transferencia apropiada de calor hacia la formación y posteriormente llegar a un frente de combustión.

Dentro de estos retos y requisitos para crear tal reacción en la formación la concentración de aceite en la arena es vital para poder iniciar una combustión. El rango de requerimiento mínimo teórico en ese momento fue de $1200 \left[\frac{Bbl}{Acre-ft} \right]$ o aproximadamente $1 \left[\frac{Bbl}{m^3} \right]$ además de un requerimiento mínimo de 1.3% a 6% de O_2 en la mezcla con gas metano (CH_4).

Además en ese momento ya se hablaba de una consideración técnico económica en relación a requerimiento de compresión de la mezcla, se consideraba inyectar O_2 para disminuir los costos de compresión así como hacer recircular el gas no utilizado.

2.2.1. Procedimiento en campo.

El historial de intervenciones del campo Delaware-Childers en el estado de Oklahoma, hace referencia que desde 1908 a 1912 había 9 pozos, de los cuales 8 seguían produciendo hasta 1934. Se adicionaron 10 pozos inyectoros de gas y 16 pozos de producción hasta 1935. En 1949 uno de estos pozos se convirtió en pozo inyector-ignitor para iniciar el proyecto piloto de combustión in situ.

Dentro de las características físicas en este piloto, se menciona tener una zona permeable de gas sobre una zona saturada de aceite, esto con mención al futuro comportamiento del FC con diferentes características físicas de la arena así como con el fluido presente.

Las características físicas de la formación se muestran en la tabla 2.1.

Características físicas del campo Delaware-Childers					
Área de producción [Acre]	k [mD]	ϕ_{EF}	γ_o °[API]	h [ft]	S_{wi}
600	145	19.3%	35 - 37	620	35%

Tabla 2. 1. Características físicas del campo Delaware-Childers, (Gates & Szaz, 1959).

El experimento de ignición o combustión se manejó en dos etapas:

- Quemar gas combustible dentro del pozo para calentar la arena circundante y elevar lo suficiente la temperatura para permitir transferencia de calor.
- Transferir este calor a la formación.

Grant y Szaz en el año de 1959 muestran el diseño de un pozo ignitor de 1935 (fig. 2. 4) el cual podía trabajar hasta una presión de $500 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$.

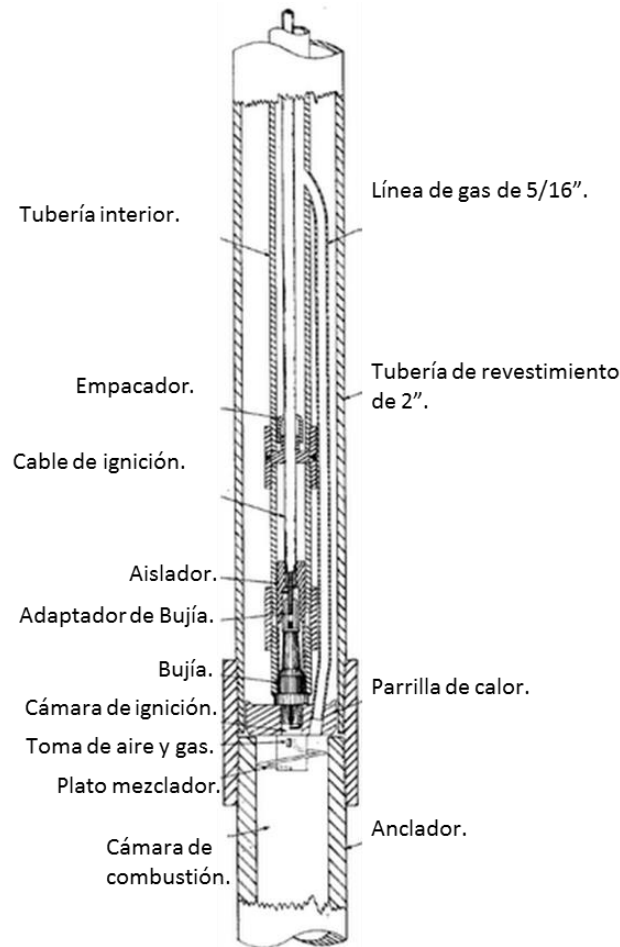


Fig. 2. 4. Pozo ignitor, (Gates & Szaz, 1959).

El pozo estaba adaptado para inyectar a una cámara de combustión. El gas de combustión y el oxígeno se mezclaban por un plato mezclador dentro de la cámara de combustión al fondo del pozo.

Se iniciaba la reacción inyectando un volumen de mezcla calculado. Este volumen calculado por medio de un perfil de inyección con un registro de molinete. La inyectabilidad de la formación fue calculada en $35 \text{ MM} \left[\frac{ft^3}{día} \right]$. El perfil de inyectabilidad es parte clave para el cálculo de volumen de inyección así como el ritmo de admisión del gas hacía la formación.

El piloto se terminó con una medida de 2 pulgadas de diámetro, un pozo pequeño, el cual simulaba ser un lanza llamas, hasta llegar a la temperatura que se había indicado por un termocople situado en el cabezal. Se reportó un incremento de temperatura de hasta 1800° [F], bajo una presión de trabajo de $500 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$.

El piloto consistió de un pozo inyector-ignitor y un pozo observador a 20 [ft] de este. Se reportó haber aportado alrededor de $500,000 \left[\frac{BTU}{hr} \right]$ durante 13 días mediante la combustión de la mezcla de gas metano con O_2 . En esto consistió la primera etapa de tratar de iniciar el proceso de combustión.

Una vez alcanzado este punto no se utilizó más el ignitor y solo se procedió inyectar la mezcla de aire y oxígeno durante 30 días más.

Hasta los 15 días después de la ignición del pozo, se presentó un incremento de presión. Esto tomado como indicio de presencia del frente de combustión.

Continuando con el piloto, se cambió de estrategia y se experimentó después cortando el suministro de gas al pozo y se continuó inyectando aire a la formación. Se sobre entendía que la combustión continuaba ya que en el efluente del pozo observador manifestó dióxido de carbono además de producción de fluidos, y otros fluidos fueron recuperados en pozos adyacentes al piloto.

Al inyectar solo aire, a las 12 horas se llegó una mezcla en la cual se presentó una explosión lo cual obligo a dejar este pozo ignitor, ya que se había quemado toda la instalación subsuperficial.

Se reinició el proyecto 6 meses después. Para entender de mejor manera el piloto se cambió el pozo ignitor ya que se había observado severa corrosión por el fuego y se utilizaron 4 pozos observadores, estos terminados convencionalmente.

Se cambió el método de incendiar la mezcla y transferir el calor a la formación a esperar una combustión espontánea, la cual se logró poco tiempo después.

Además de hacer cambios a los porcentajes de O_2 en la mezcla de combustión. Esta vez a 12% de O_2 por volumen en la mezcla.

Se suspendió el proyecto a los 16 meses de iniciada la segunda etapa de inyección.

Lo obtenido de los pozos observadores fue lo siguiente:

- Estrechas emulsiones de agua y aceite por varias semanas.
- Producción durante 173 días de $40 \left[\frac{Bbl}{día} \right]$ de crudo de 45° [API], de aquí se presumía que existía un proceso de craqueo en el método ya que el aceite original era de 35 a 37° [API].
- Producción de una mezcla coloidal de óxido de hierro con una apariencia color ocre, esto asociado a la combustión de la formación.
- Incremento por 5 la producción de gas durante el piloto, producción de agua clara con trazas de aceite de 30° [API].

Después de terminado el piloto, se procedió a perforar 6 pozos de relleno y conocer el comportamiento de movimiento del frente de combustión así como conocer el estado de los núcleos recuperados y corroborar con los resultados y expectativas de los experimentos de laboratorio.

En la tabla 2.2 se muestra la información necesaria para realizar los cálculos necesarios que se llevaron a cabo para desarrollar el piloto. Estas variables provienen de los cálculos previos y de pruebas de laboratorio previos al desarrollo del método.

Datos para calculos del primer proyecto de combustión In Situ			
Calor específico del gas inyectado $\left[\frac{BTU}{ft^3 \cdot ^\circ F} \right]$	Calor específico de la matriz $\left[\frac{BTU}{lb \cdot ^\circ F} \right]$	Densidad de la matriz $\left[\frac{lb}{ft^3} \right]$	
0.02	0.2	137	
Espesor promedio de la formación $\left[\frac{lb}{ft^3} \right]$	Inyección promedio de gas $\left[\frac{ft^3}{día} \right]$	Consumo promedio de Oxígeno $\left[\frac{ft^3}{día} \right]$	
42.7	812,000	111,000	
Calor por el Oxígeno consumido $\left[\frac{BTU}{ft^3} \right]$	Conductividad de la formación húmeda $\left[\frac{ft}{día} \right]$	Temperatura máxima del FC $[^\circ F]$	
500	1	1000	

Tabla 2. 2. Información necesaria utilizada para realizar los cálculos previos a la aplicación del piloto. (Gates & Szaz, 1959).

2.2.2. Propagación del frente de calor.

El grado de combustión de la formación se midió en función de la cantidad de dióxido de carbono (CO_2) medido en el pozo observador. Se probaron varias proporciones de mezcla en la inyección (aire, gas reciclado y gas de combustión).

Con esto se encontró una relación esperada entre la propagación del frente y los ritmos de inyección así como sus proporciones.

La mezcla que mostró el mayor avance fue de un porcentaje de 6 a 12% de O_2 , una vez rebasada esta proporción se observó un movimiento en reversa del frente, de aquí la distinción del método de combustión in Situ en reversa.

Mediante esta experimentación se intentó llegar a un método estable y por consiguiente a una masificación.

El método consideraba necesariamente el uso de gas metano ya que solo se había observado avance del frente de combustión con 6% de O_2 . Esto se observó en los datos experimentales y esto asociado a una caída de temperatura, se presumía que si continuaba la inyección de aire se apagaría el frente combustión.

No se podía saber con seguridad si el frente estaba o no activo. Mediante los pozos observadores se obtuvo que el cambio térmico inducido a la formación solo tuvo efecto en un radio de 300 [ft] del pozo inyector. De aquí se puede rescatar que para alcanzar una mayor eficiencia, el espaciamiento entre pozos no debería superar el radio antes mencionado.

Se cuantificó el efluente, producto de la combustión así como el avance que desarrollaba el FC, se observó un avance desigual a través de la formación, esto se le atribuyó a la heterogeneidad de la formación así como cantidad de combustible depositado en la formación y su distribución, esto como hipótesis de laboratorio antes de iniciar el piloto.

Se esperaba una gran pérdida de calor a las formaciones adyacentes pero los núcleos recuperados no corroboraron esta suposición.

2.2.3. Conclusiones del proyecto.

Durante la evaluación del proyecto se procedió a perforar 6 pozos más para conocer el comportamiento del FC e información del avance por la formación.

Se encontraron baches de gas entre los pozos fuera del patrón de pozos propuestos. Se esperaba este fenómeno debido al movimiento del banco de aceite, o debido a la inyección de la mezcla y movimiento del gas en zonas permeables.

Por análisis de los núcleos obtenidos por los pozos de relleno. El calor fue transferido a una zona relativamente pequeña, con esto se llegó a que la eficiencia térmica fue alta ya que tuvo poca pérdida en las formaciones adyacentes. Los núcleos se mostraban claramente quemados, además de que el operador reportó emulsiones con componentes ferrosos.

Los autores presumieron que el aceite recuperado en el piloto, fue debido a la ola de calor generada por la reacción de combustión dentro del patrón, haciéndolo fluir o que el banco de aceite tuvo movimiento hacia los pozos productores.

En referencia al frente de combustión se concluyó que las altas temperaturas se encontraron detrás del frente de combustión y temperaturas menores se encontraban al frente del mismo. La formación que experimentó el proceso de combustión quedó prácticamente sin contenido de hidrocarburos recuperables. Esto corroborado años después, en el año de 1999 con la investigación de Sarathi.

Un pico de temperatura alrededor de 1000° [F] es mencionado en la zona permeable de la formación y una disminución a 700° [F] en una zona de lutita, esto confirmado por análisis de microscopio en los núcleos recuperados por los pozos observadores.

Se puede entender que la temperatura y el ritmo de reacción, difieren de comportamiento entre las densidades o tipos de aceite, ya que en futuras referencias se habla de una distinción de método por el tipo de fluido in Situ.

Por esto, para aceites ligeros se recomienda, como hace White, Joseph & Pusch y Philip, 1977, 1980 y 1985 respectivamente, utilizar la variación de combustión in Situ seca y para crudos pesados utilizar combustión in Situ húmeda (CISH).

Al momento de detener el proyecto se observó que en el lapso en que terminó la inyección disminuyó la producción semanal de producción de $100 \left[\frac{Bbl}{sem} \right]$ a una declinación súbita de $30 \left[\frac{Bbl}{sem} \right]$, con esto se consideraba el efecto de la inyección de aire o mezcla que se había llevado a cabo además de ser un elemento alentador en la hipótesis del movimiento del banco de aceite debido al frente de combustión.

La fig. 2.5 muestra la producción semanal durante 100 semanas. Se demuestra que durante el periodo del piloto de inyección de gas y aire hubo un aumento de producción sostenida.

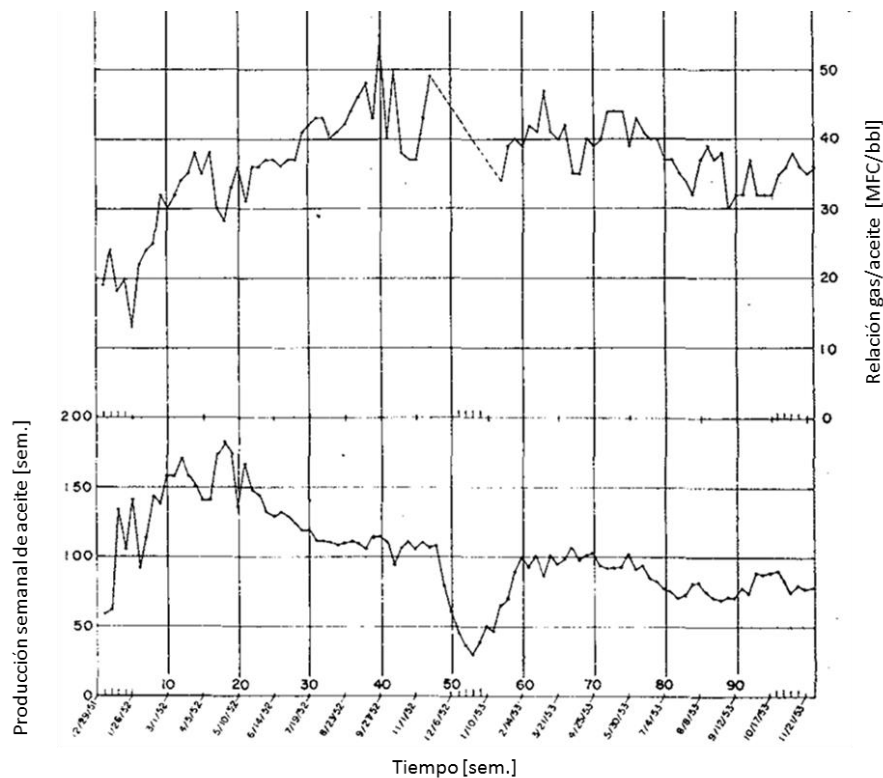


Fig. 2. 5. Producción semanal de 29/Dic/1951 al 21/Nov/1953, (Grant & Szaz, 1954).

El histórico de producción de ese campo durante la duración del piloto (16 meses) muestra de inicio un aumento de hasta $40 \left[\frac{Bbl}{dia} \right]$ en promedio.

En la semana 50 se muestra una caída súbita de producción con duración de aproximadamente 10 semanas. Esto debido a la falta de inyección en ese periodo. La falta de inyección durante ese periodo fue debido a problemas técnicos en el pozo inyector.

Este comportamiento en el gráfico de producción puede dar una señal directamente relacionada con el método, ya que al suspender la inyección, la producción decayó, al reanudar una vez más el proceso se logró aumentar y sostener la producción con tendencias parecidas hasta terminar el piloto el 21 de noviembre de 1953.

Grand y Zsasz en 1954, mencionan que los elementos más relevantes del primer proyecto sobre combustión in Situ son:

1. En la primera etapa del proyecto se demostró que de un yacimiento completamente depresionado, el aceite producido provenía de la zona caliente gracias al FC, lo cual en ese momento ningún método podía lograr.
2. Los resultados de laboratorio indicaban que el aceite presente en la formación podía moverse a una distancia considerable de la ola de calor que produjo el FC.

2.3. Proyecto de CIS más grande y documentado.

El proyecto de desarrollo del campo Suplacu de Barcau en Rumania es reportado como el más desarrollado de todos los proyectos de combustión realizados a la fecha (2007), con un tiempo de implantación de alrededor de 50 años.

Este programa se inició desde el año 1964, la literatura ha reportado una recuperación de cerca del 60% incluyendo la recuperación por mecanismos primarios por empuje de gas del 9%. (Turta et al., 2007).

La poca recuperación primaria se debió a la baja RGA (Relación gas/aceite), la producción inicial de este proyecto fue de 12.5 a 31.5 $\left[\frac{\text{bbl}}{\text{día}} \right]$ pozo

El proyecto utiliza combustión in Situ seca, en el cual se implementó una presión de inyección de 200 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$. Este yacimiento se encuentra a poca profundidad, de alrededor de 600 [ft] utilizando un espaciamiento de entre 164 a 328 [ft] con una densidad de fluido de 2000 [cP].

La tabla 2.3 muestra las características de la formación Suplacu de Barcau.

Características de la formación Suplace de Barcau				
h [ft]	h_{NetPay} [ft]	P_i $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$	T_y °[F]	k [mD]
115 - 727	13 - 79	58 - 319	64.4	2000
ϕ_{EF}	S_{oi}	μ_o [cP]	γ_o °[API]	
0.32	0.85	2000	15.6	

Tabla 2.3. Características de la formación Suplacu de Barcau. (Panait et al., 2006).

La explotación de este campo inicio en el año de 1960 bajo mecanismos propios de la formación con una producción de 12 a 36 $\left[\frac{\text{bbl}}{\text{día}} \right]$ con una declinación en promedio de 3 $\left[\frac{\text{bbl}}{\text{día}} \right]$ pozo.

La fase piloto de este programa de recuperación, inicio después de considerar que la producción por mecanismos primarios no era redituable. Por este motivo se consideraron métodos que estimularan la producción.

En el año de 1963 se inició una fase de recuperación mediante la implementación de dos pilotos por separado: uno de inyección de vapor y otro de combustión in situ en la parte superior de la formación. Formando así un piloto semi-comercial que consistía de 6 patrones continuos de 2 a 4 [ha].

Basados en el desempeño de los dos métodos, se decidió utilizar la combustión in Situ para desarrollar el campo y utilizar permanentemente la inyección cíclica de vapor (ICV) para añadir calor extra a la formación, como medida de precalentamiento, esto como parte de la estrategia de explotación. La estimulación de vapor está cerca de las vecindades de los pozos con inyección de aire, más no muy cerca estos.

Este tipo de técnicas también son mencionadas por Hallam en 1991, como medidas de estimulación e incremento de producción.

Los patrones de combustión in Situ utilizados inicialmente se convirtieron en instalaciones de inyección en línea recta.

La fig. 2.6 muestra un arreglo típico de disposición de inyección o “Line drive”.

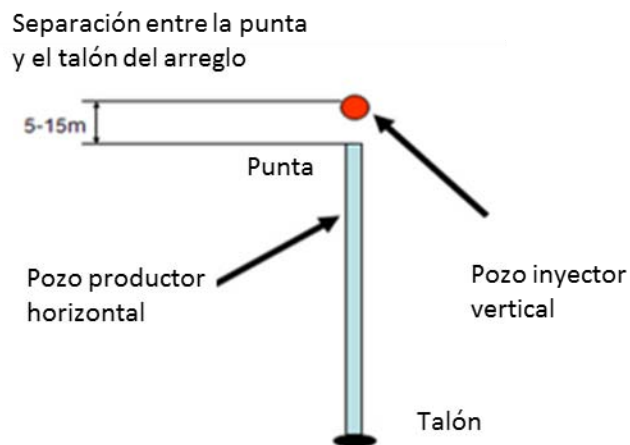


Fig. 2. 6. Vista en planta del arreglo de inyección en Linde drive. (Turta, 2014).

La manera en que se decidió explotar la formación fue barrerla de la parte superior del yacimiento a la parte inferior, esto inferido por pilotos en la parte media e inferior de la formación y así evitar segregación gravitacional.

Desde 1979 la forma de explotación en línea recta o line drive se ha utilizado en sentido de la parte inferior de la formación en paralelo a las isobatas de la estructura.

La fig. 2.7 muestra el estado actual del campo Suplacu de Barcau y el seguimiento que se utilizó en los frentes de inyección.

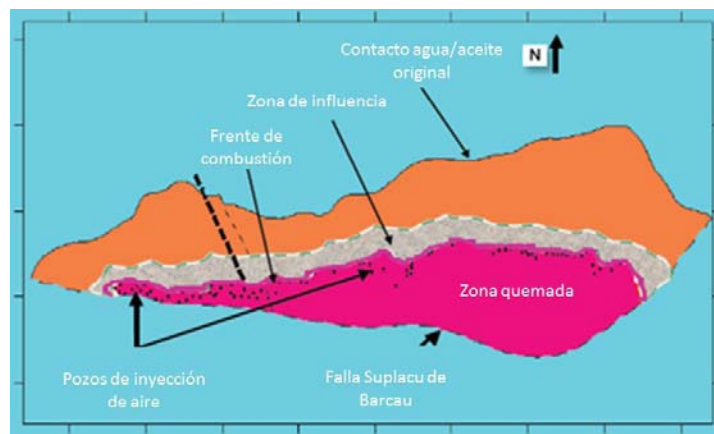


Fig. 2. 7. Desempeño del proyecto de CIS en el campo Suplacu de Barcau. (Turta et al., 2007).

En 1983 se inició la implementación de un segundo FC paralelo al inicial en la sección media de la formación pero después de 13 años de seguimiento, se decidió dejar de inyectar por el segundo frente con resultados limitados esto en 1996, esto debido a que existió canalización en el FC y a la reducción de la formación a su avance. Con el tiempo se reportó un incremento del corte de agua debido principalmente a la cercanía de un buen número de pozos productores al contacto agua aceite.

La fig. 2.8 muestra el desempeño desde el año 1961 hasta el año 2004 de la inyección de aire así como la relación aire/aceite.

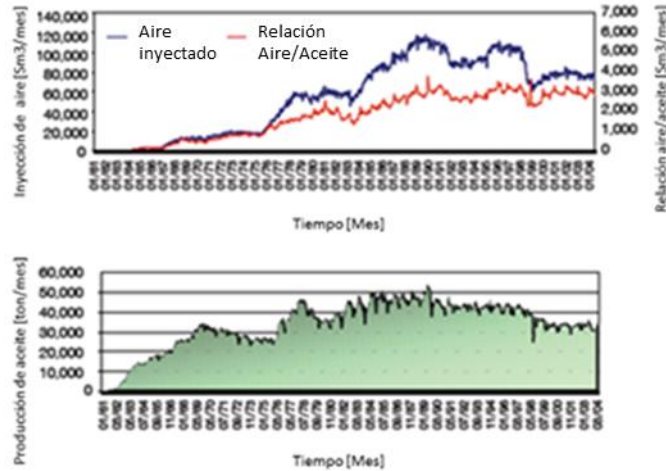


Fig. 2. 8. Desempeño del proyecto de CIS en el campo Suplacu de Barcau. (Turta 2007).

Se observa que el mayor ritmo de producción ocurrió en el periodo comprendido desde el año 1985 al año 1991 donde el máximo ritmo de inyección fue alcanzado.

La relación aire/aceite (RAA) muestra una la tendencia de incremento y en el año 2007, Turta reporta que el rango de inyección es de alrededor de 14,597 a 17,967 $\left[\frac{ft^3}{bbl}\right]$. La estimulación cíclica de vapor se continúa aplicando y como tal, se ha estimado que cerca del 18% de la recuperación, es debido a este proceso.

A lo largo del proyecto se han tomado numerosos registros de temperatura, los cuales han mostrado que el pico de temperatura en este proyecto ha rondado los 1100° [F].

Por razones de seguridad y operación en campo, al momento de terminar los pozos productores dentro de los patrones y zonas donde barrió el FC, se tuvo que desarrollar un lodo especial para controlar los pozos calientes. Estos pozos con rangos de temperatura de entre 176° a 482° [F]. Este fluido asegura un equilibrio en el pozo y evita bloqueo de la formación manteniendo las características reológicas y coloidales a la temperatura de trabajo requerida. Después de la terminación, este fluido es recuperado para su uso posterior.

Se reporta que alrededor de 15% de los pozos productores se han reemplazado por las altas temperaturas y corrosión generada por el FC.

La aplicación del método de CIS ha llevado al incremento de la concentración de emulsiones naturales en el aceite producido, como asfáltenos, resinas, ácidos nafténicos y partículas dispersas, llevando un fuerte problema de emulsión.

A medida que la deshidratación y la desalinización del crudo ocurren, un tratamiento térmico-químico fue desarrollado para tratar el crudo con estas características y depurar el crudo producido.

Hacia 2006 existían 800 pozos productores con una producción promedio de $78.6 \left[\frac{bbl}{día} \right]$ y el ritmo de inyección de aire de $7MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]$ a través de 90 pozos inyectoros, además de $450 \left[\frac{ft^3}{día} \right]$ de vapor en los 24 pozos vecinos en el proceso de inyección cíclica de vapor (ICV).

2.3.1. Estudios realizados lo largo del proyecto Suplacu de Barcau.

En el año 1972 fue cuando se implementaron corridas de combustión para estudio y predicción de comportamiento en este campo como menciona Panait et al. en el año 2006.

El uso de corridas de combustión tuvo diferentes fines:

- Estudió el fenómeno que toma lugar en un volumen infinitesimal a medida que se acerca el FC.
- Determinar parámetros necesarios para el diseño del proceso de combustión.
- Medir el consumo de aire por unidad de volumen de roca (U_{min}), depósito de crudo en la roca (C_u) y relación Hidrógeno/Carbono (H/C) entre otros.

Las pruebas de combustión se utilizaron para:

- Determinar los datos básicos para el diseño de la explotación de un yacimiento bajo el método de CIS.

- Probar de la posibilidad de iniciar y mantener un frente de combustión en un medio poroso saturado de aceite.
- Establecer la velocidad del avance del FC.
- Estimación espacial y volumétrica de la zona quemada.
- Establecer la influencia de algunos parámetros de espaciamiento sobre el proceso, como el flujo de aire, temperatura de ignición, concentración de oxígeno, etc.

En el desarrollo de campo, se llevaron a cabo estudios de laboratorio los cuales llevaron a la investigación de:

- Coque depositado en el proceso de combustión.
- Estudio de combustión en pozos horizontales.
- Combustión in Situ húmeda (CISH) y con aire enriquecido.
- Estudio en el cambio de las propiedades físico-químicas del aceite producido.
- Proceso de combustión a bajas temperaturas (LTO) y su influencia en el proceso de CIS.
- Monitoreo del proceso de combustión y análisis de los fluidos producidos.

En el análisis de las muestras del campo Suplacu de Barcau mostraron calidad API de entre 15° a 22° y una viscosidad entre 200 a 14,000 [cP] con una composición de 5 a 9% en concentración de coque, 2 a 5 % de asfáltenos y un 11 a 15% de resinas. El crudo producido de las zonas cercanas a la zona de vapor mostró valores menores a estos.

El monitoreo del proceso de combustión fue realizado por el análisis composicional del gas y aceite producido así como el monitoreo de la temperatura. El análisis del gas mostró la presencia de hidrocarburos ligeros resultado del craqueo a altas temperaturas.

En la calidad del gas resultante y producido por los pozos productores se pudo predecir una canalización por su nivel de oxígeno o cantidad de elementos ligeros además de la calidad de operación de ignición.

Tomando en cuenta el hecho de la relación H/C o n (número atómico de la relación de consumo) del campo Suplacu de Barcau de 1.7 (el valor más utilizado para cálculos es de 1.6).

Una relación menor del número “n” muestra el consumo de combustible rico en hidrocarburo mientras que una relación mayor indicará la presencia de combustión a bajas temperaturas.

Altos valores de dióxido de carbono (17 a 19%) indicará temperaturas de reacción de combustible ricas en carbono, si la concentración es baja puede indicar procesos de combustión a bajas temperaturas o canalización del FC.

2.3.2. Ignición e instalaciones superficiales del proyecto Suplacu de Barcau.

La ignición es un elemento clave en el proceso de CIS ya que influirá en la uniformidad, el tiempo y la viabilidad del frente de combustión.

Los requerimientos de la ignición son: la saturación de oxígeno en la zona de ignición y la generación de temperaturas mayores a los 750° [F]. Una vez lograda la ignición, el pozo se vuelve un medio es necesario para la comunicación del aire a inyectar, la estabilidad y el movimiento del FC.

Los métodos utilizados para ignición de pozos en el proyecto Suplacu de Barcau fueron los siguientes:

- Gases combustibles, quema de gas para inducir calor a las vecindades del pozo inyector.
- Eléctrico, resistencia eléctricas con un mayor control de adicción de calor pero un mayor tiempo para lograr la cantidad de calor requerida.
- Métodos químicos para acelerar una combustión.
- Métodos combinados de químicos y eléctricos.

Las Instalaciones superficiales de distribución de aire y transporte de producción en el campo Suplacu de Barcau son:

- Sistemas de recolección de gases de combustión y sistema de transporte de los mismos.
- Separadores horizontales de $106 \text{ [ft}^3\text{]}$.
- Tuberías para gases de combustión de acero OLT 45 con variaciones de 6 a 20 pulgadas en diferentes puntos.
- Tubería de descarga o quemador (197 [ft] de altura).
- Tuberías de flujo de los pozos a los centros de recolección hechos de acero para aislar el efluente (gas producido por la combustión).
- Tuberías de flujo para los centros de recolección hacia los tanques de almacenamiento de crudo hechos de acero aislados.

El proyecto de Suplacu de Barcau se reporta con instalaciones con capacidad de compresión de $170 \text{ MM} \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{día}} \right]$ de aire las cuales contienen:

- 2 estaciones de compresión con 10 unidades de compresión M1 FU de $6.4 \text{ MM} \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{compresor día}} \right]$ y 10 compresores CCAE 21-300 de $10.6 \text{ MM} \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{compresor día}} \right]$
- Red de distribución de aire con variaciones de 3 a 20 pulgadas en sus ramales.
- Distribuidores de aire.
- Máxima presión de compresión de las estaciones de aire $254 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$.
- 90 pozos inyectoros con flujo de aire de 285,000 a $1,41 \text{ MM} \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{día}} \right]$.

La producción total de vapor para el proceso conjunto de inyección cíclica de vapor (ICV) es de $2,755 \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{día}} \right]$ en todo el proyecto y el sistema de producción y distribución de vapor es el siguiente:

- Cuenta con 20 baterías de vapor con 68 calderas, la presión de vapor se encuentra entre 72.5 a $217.5 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$.

- Línea aislada de 3 a 6 [in] en sus ramales.
- Cuenta con una planta de tratamiento de agua con una capacidad de $141,000 \left[\frac{ft^3}{día} \right]$, este tratamiento está basado en métodos químicos con electrolitos aniónicos y catiónicos, el proyecto también cuenta con una planta de cogeneración la cual produce $3.6 \left[\frac{MW}{h} \right]$ el consumo de gas es de $1.6 MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]$.

La recolección de gas inició en el año de 1985, las instalaciones para este fin están constituidas por un separador a boca de pozo, centros de recolección, líneas para gas y venteadores de 180 [ft] de altura.

Debido a la condensación del agua, severos problemas de corrosión se manifiestan en el área de drene, especialmente en las parte inferiores de los recolectores y venteadores. La corrosión se acelera debido a la presencia de oxígeno y dióxido de carbono en el gas efluente y el vapor de agua junto con elementos orgánicos. Desde el año 1991 los venteadores de acero han sido reemplazados por material de poliéster y fibra de vidrio los cuales son resistentes a la corrosión y de mayor altura (321 [ft]).

La separación de la emulsión de aceite y agua fue hecha con un proceso termoquímico (desemulsificante E 96) con resultados aceptables. Anterior a este proceso en la década de los 80 se trataban mediante gases calientes. El desemulsificante no iónico fue reemplazado por el actual poliacrilamida catiónica.

2.4. Otros casos históricos.

Se presentarán 12 casos históricos, los mejores documentados como menciona Boberg al año 2000 con el objetivo de comparar sus características físicas y fluidos presentes darnos una idea del comportamiento en los ambientes aplicados del proyecto que se citarán.

Los parámetros que se examinaron fueron los siguientes:

- Profundidad a la cual se encuentra el yacimiento (h).
- Permeabilidad (k).
- Porosidad (ϕ).
- Densidad del aceite presente (γ_o)
- Espesor de la formación productora (h_{NetPay})
- Viscosidad del aceite presente (μ_o)
- Saturación remanente (S_{or}).
- Temperatura del yacimiento (T_y)

Comentarios por campo:

- Humbolg-Chanute, Kansas, EU.** El operador reporta una arena aislada o lenticular, una producción baja en promedio por pozo, una baja eficiencia de combustión de oxígeno inyectado (88%).
- South Belridge, California, EU.** Se utilizó un espaciamiento entre pozos muy pequeña de 30 [ft] de distancia. Se encontró una rápida canalización por en la formación, el FC se segregó por la formación, esto puede deberse a una presión de inyección mayor a la requerida. Se encontraron baches de aire fuera del patrón de inyección, este fenómeno puede deberse a un excedente en la inyección de aire.
- Pontotoc, Oklahoma, EU.** El espaciamiento en este piloto fue muy pequeño se reportó un bajo nivel de eficiencia de aire, esto atribuido a una baja temperatura de yacimiento (T_y) 66° [F]. Se reportó como poco exitoso.
- Shannon, Wyoming, EU.** El piloto presentó una baja temperatura de yacimiento (T_y) 68° [F], lo cual desembocó en una baja eficiencia de consumo del oxígeno inyectado (43%), además de encontrar evidencia de una canalización dentro de la formación productora. El operador presume una recuperación mayor a lo esperado debido a la transferencia de calor a las zonas frías del yacimiento fuera del patrón de inyección.

- E. **Schoonebeek, Holanda.** Este proyecto reportó una severa canalización y una fuerte corrosión en las instalaciones esto debido a la poca consolidación del formación y la alta temperatura 100° [F], esto dos elementos dañaron severamente las terminaciones de los pozos. Para evitar esto se utilizaron liners de acero inoxidable y circulación de agua por el espacio anular, con poca efectividad.
- F. **Fry, Illinois, EU.** El operador reporta recuperación fuera del patrón de inyección de cinco puntos invertido. El FC no segregó la formación tomando una forma parabólica, el proyecto se tornó inviable debido al reacomodo y terminación de los cinco pozos.
- G. **Delaware-Childers, Oklahoma, EU.** Este proyecto fue inviable debido a la baja saturación remanente, además de tener un alto requerimiento de compresión por lo cual no puedo continuar. El autor menciona que el mayor factor en la inviabilidad del proyecto fue la baja temperatura del yacimiento.
- H. **North Government Wells, Texas, EU.** Este piloto demuestra que el método puede ser un mecanismo de mantenimiento de presión. Se utilizó la colocación de un punto de inyección en la parte baja de la formación para evitar un barrido asimétrico del FC, la tendencia de barrido del frente fue vertical. La formación presenta fallas lo cual obligó a buscar puntos de inyección para mantenimiento de presión en algunas áreas. En este piloto después de una etapa de combustión seca se procedió a inyectar agua para aprovechar el calor aportado por el FC dando buenos resultados creando una zona de vapor extensa la cual transfirió energía a zonas frías de la formación. El proyecto se convirtió a inyección de agua posteriormente.
- I. **Midway-Sunset, California, EU.** este proyecto se reporta como altamente exitoso al recuperar el 24% del aceite original OOIP (Original Oil In Place, por sus siglas en inglés). La adicción de energía mejoró la efectividad del mantenimiento de presión promoviendo segregación gravitacional y posterior drene del aceite. Para evitar daños a las terminaciones de los pozos se utilizó circulación de agua por el espacio anular (E_A). Debido a la alta temperatura (125° [F]), cerca de los pozos el daño fue inevitable.

- J. **Melones, Venezuela.** El método de combustión in Situ fue utilizado como método de recuperación primaria. Esta formación presentó un gran depósito de hidrocarburo esto aunado a la temperatura alta del yacimiento (145° [F]) lo cual redujo el consumo de oxígeno en reacciones LTO teniendo una alta eficiencia de consumo de oxígeno (O_2).
- K. **Delhi, Louisiana, EU.** este piloto fue uno de los más exitosos como método de recuperación mejorada al obtener un 66% del aceite remanente. El yacimiento presentó una temperatura alta de 135° [F] lo cual permitió un buen desempeño del método.
- L. **West Newport, California, EU.** Este piloto utilizó 25 pozos productores rodeando a 6 inyectores con un espaciamiento de 200 [ft] entre pozo. Este piloto demostró de manera fehaciente el craqueo del crudo presente, ya que la densidad original reportada fue de 15.2 ° [API] a diferencia de los 20° [API] del crudo producido. Se utilizaron supresores de ruido en los compresores ya que el piloto se encontraba cerca de un área urbana.

En el caso de la profundidad Carcoana en 1992 menciona que una profundidad mínima de 500 [ft] es necesaria al aplicar el método CIS. Entre mayor sea mejor la profundidad mayor será el desempeño del método, en los campos analizados la media fue de 1740 [ft], en ninguno se reportó complicaciones de aplicación por profundidad.

Entre mayor sea la permeabilidad (k) en la formación más homogéneo será el frente combustión, la mayoría de los campos analizados se encontraban en un rango de 2 [D].

La litología jugó un papel de gran importancia en el desempeño del barrido del FC, lo cual permitió en algunos casos ser proyectos de alta eficiencia de barrido o de alta recuperación.

Los proyectos Pontotoc y Shannon mostraron una muy baja temperatura de yacimiento 149° y 154.5° [F] respectivamente lo cual resultó en una baja eficiencia de consumo del aire inyectado y con esto ineficiencia de bombeo y un mal barrido por el FC.

Los pilotos Melones y Delhi reportan el caso contrario al tener una T_y adecuada 145° y 135° respectivamente y una buena saturación remanente se han reportado con buen desempeño.

La tabla 2.4 muestra información de los pilotos de CIS mejor documentados al año 2000.

Nombre	Campo	Profundidad [ft]	Espesor zona productora [ft]	Permeabilidad [mD]	Porosidad [%]	Densidad [°API]	Viscosidad [cP]	Saturación de aceite [%]	Temperatura del yacimient °F
A	Humbolt-Chanute, Kansas, EU.	830	8.8	85	20%	23	70	69%	78
B	South Belridge, California, EU.	700	30	8000	37%	12.9	2700	60%	87
C	Pontotoc, Oklahoma, EU.	195	17	7680	27%	18.4	5000	64%	66
D	Shannon, Wyoming, EU.	950	33	250	23%	25	76	60%	68
E	Schoonebek, Holanda.	2800	49	3000	30%	25	175	84%	100
F	Fry, Illinois, EU.	888	50	320	20%	29	40	68%	65
G	Delaware-Childers, Oklahoma, EU.	600	45	118	21%	33	6	37%	76
H	North Government Wells, Texas, EU.	2320	18	800	32%	22	10	32%	120
I	Midway-Sunset, California, EU.	2400	129	1575	36%	14	110	75%	125
J	Melones, Venezuela.	2400	15	3500	35%	9.5	400	94%	145
K	Delhi, Luisiana, EU.	4500	8.3	1069	31%	10	3	31%	135
L	West Newport, California, EU.	3400	120	1070	37%	15.2	700	67%	105
Valores promedio		1831.9	43.6	2288.9	29%	19.8	774.2	62%	97.5

Tabla 2. 4. Datos de campo de los pilotos de CIS más documentados al año 2000, (Boberg, 2000).

La fig. 2.9 muestra la comparación de las características de las formaciones donde se aplicó el método de CIS por variable.



Fig. 2. 9. Datos de los pilotos de CIS más documentados al año 2000, (Boberg, 2000).

3. Capítulo Tercero: implementación del proceso Combustión in Situ.

En este capítulo se abordarán las consideraciones de aplicabilidad en un proyecto de Combustión in Situ, aspectos que afectan de manera positiva y negativa el desempeño del método, correlaciones desarrolladas para predecir algunos parámetros fundamentales de cálculo y un ejemplo de implementación en una formación de arenisca teórica con características adecuadas.

3.1. Consideraciones para aplicación.

Para el desarrollo de un campo mediante la aplicación del método de CIS, se requieren datos de campo, obtenidos por un núcleo de la formación. Para esto, varios autores han desarrollado correlaciones para conocer, entre otros datos, la concentración de combustible y saturaciones residuales.

Para masificar un método es necesario iniciar de manera experimental con un piloto, así como todas las pruebas necesarias para evaluar los resultados de datos de correlación utilizados, evaluación de eficiencia, rentabilidad y viabilidad económica.

Los datos necesarios y recopilados por correlaciones e información de campo son los siguientes:

- Información necesaria para diseño de los parámetro de inyección:
 - Presión de inyección.
 - Ritmo máximo de inyección.
 - Volumen de inyección.
 - Volumen mínimo de inyección para una combustión estable.
 - Relación aceite/aire.

- Características de la formación:
 - Solidez de la formación (invasión de arena).
 - Tendencia a emulsificación.
 - Corrosión en la zona.
 - Si el área a utilizar será o no confinada (comunicación entre pozos y/o patrón).
- Flujo preferencial.
 - Permeabilidad horizontal.
 - Permeabilidad vertical.
 - Porosidad efectiva.
 - Digitación de gas.
 - Barreras impermeables al flujo.

Esta información se verá reflejada en los cálculos de diseño de implementación y nos dará entre otros parámetros aspectos económicos como por ejemplo la cantidad de aire a inyectar, esto como costo de compresión $\left[\frac{ft^3}{USD}\right]$.

El comportamiento de recuperación según Gates y Ramey en 1980 es que al inicio de la aplicación del método se tendrá una respuesta de recuperación considerable atribuible a la cantidad original de crudo en las vecindades del pozo. Esto lo demuestran mediante la comparación de 3 núcleos del campo South Belridge.

La fig. 3.1 muestra la comparación del comportamiento de las corridas de 3 núcleos del campo South Belridge en un seguimiento en 1978 por Gates y Ramey.

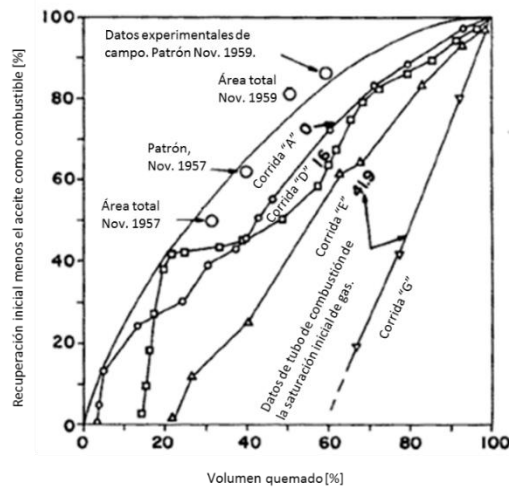


Fig. 3. 1. Recuperación contra volumen consumido en corridas de combustión. (Gates y Ramey, 1980).

Turta et al. en 2007 mencionan que en etapas tempranas del proceso existirán altos cortes de agua. La fig. 3.2 muestra una gráfica típica de flujo de fluidos en el campo Balol en India, dónde se muestra el comportamiento y el cambio en el corte de agua así como el de aceite a medida que avanza el proyecto. El corte inicial es superior al 95% de agua y después del avance del frente cambia a un nivel abrupto rondando el 5%

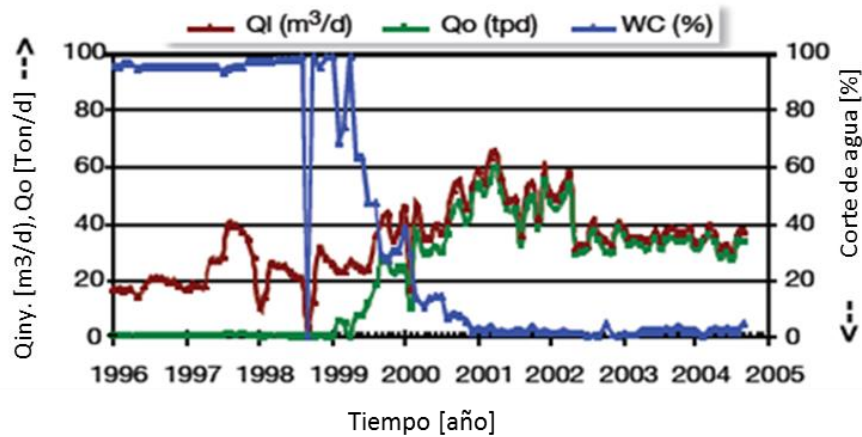


Fig. 3. 2. Desempeño típico del método CIS en el campo Balol, India. (Turta et al. 2007).

3.2. Aspectos positivos y negativos que afectan al método de CIS.

Los aspectos desfavorables al método son los siguientes:

- Alta heterogeneidad para el flujo de aire y gas. (Canalización).
- Alta saturación de gas inicial (S_{gi}). Gates y Ramey en el año de 1980 mencionan que para tener una combustión controlada el rango de saturación deberá ser de 0 a 42%
- Gran espaciamiento.
- Gran espesor de la formación.
- Segregación gravitacional.
- Baja temperatura.
- Tendencia a emulsificación del crudo.
- Formación poco consolidada.
- Bajas permeabilidades.
- Baja porosidad efectiva.
- Corrosión.

Los aspectos favorables al método se enlistan:

- Formaciones siliciclásticas, (areniscas).
- Alta temperatura de yacimiento.
- Profundidades mayores a 500 [ft].
- Espesor entre 10 a 40.[ft]
- Porosidades altas.
- Permeabilidad alta.
- Empuje de agua.
- Crudos pesados a medios.

3.3. Criterios físicos de selección para implementación de CIS.

El método de combustión in Situ no es un método masificado. Los proyectos y pilotos que se han llevado a cabo en diferentes formaciones y rangos de parámetros, como por ejemplo los proyectos en Melones Venezuela, Midway-Sunset, Estados Unidos y Schoonebeek en Holanda son indicios de la diversidad de formaciones en donde se ha aplicado este método.

A lo largo del tiempo, la experiencia se ha registrado en la literatura, y junto con ciertos rangos de distintas variables en los cuales el método llega a ser exitoso.

El éxito del método recae en aspectos físicos de la formación y en la eficiencia de barrido del FC a través del yacimiento. Además, las características de los fluidos presentes, ven su impacto relacionado con el craqueo, destilación y los elementos a producir en el proceso y cada elemento de consideración tiene un impacto en la eficiencia del proyecto.

Las características a considerar se han resumido en la tabla 3.1:

Características de consideración en la aplicación del método CIS					
Características del crudo in-Situ	Viscosidad de 100 a 500 [cP]	Densidad API hasta de 40°			
Características de la formación	Profundidades mayores a 500 [ft]	Espesor de entre 10 a 40 [ft]	Temperatura inicial mayor a 150° [F]	Saturación inicial de aceite mayor a 500 [bbt/Acre-ft]	Bajo contenido de arcillas
Características del agua de formación	El agua congénita no es crítica puede ser manejada hasta el 50% de saturación				
Factores favorables al método	Fracturas extensivas	Alto empuje hidráulico por parte de un acuífero asociado	Alta saturación inicial, menor a 42%	Es favorable la presencia de componentes asfálticos	
Factores desfavorables al método	Emulsiones existentes	Baja permeabilidad			

Tabla 3. 1. Consideraciones de selección para CIS.

3.3.1. Interacción del método con el fluido presente.

El rango de aplicabilidad del método se encuentra en aceites con densidades menores a 40° [API].

Uno de los objetivos es consumir la menor cantidad de hidrocarburo presente, por eso se recomienda utilizar Combination of Forward Combustion and Waterflooding (COFCAW por sus siglas en inglés) para aceites pesados.

En el caso de una combustión húmeda en un yacimiento de aceite pesado, se hace mención que las bajas temperaturas de reacción (LTO) en comparación de una combustión seca con altas temperaturas de reacción (HTO), consumen menos hidrocarburo remanente, aunado a esto la cantidad de vapor creado por la energía del FC y el agua inyectada crean vapor in situ así como agua caliente, lo cual promueve el movimiento del banco de aceite pesado y al mismo tiempo disminuyen la viscosidad por intercambio térmico.

En el caso específico de una combustión in Situ seca en un yacimiento de aceite ligero dará mejores resultados que una combustión húmeda. Esto debido al comportamiento del banco de aceite remanente en la formación, ya que al tener contacto con el FC, el desplazamiento o movimiento del banco de aceite ligero se moverá a un ritmo dependiente de la inyección de aire, dando buenos resultados de barrido de la zona en caso de que no se presente segregación gravitacional en la formación.

3.3.2. Interacción con características físicas de la formación.

El método ha demostrado tener aplicación en yacimientos los cuales están prácticamente depresionados. Como ejemplo, el primer proyecto realizado con este método se encontraba depresionado y registró un aumento de presión. La literatura

ha registrado que el método se ha utilizado como mecanismo de mantenimiento de presión (Hallam, 1991).

El aumento de presión de este proceso es debido a la expansión de los gases de combustión y los elementos ligeros del crudo destilado o craqueado por la energía aportada del frente de combustión. Estos gases ayudan al desplazamiento de los fluidos presentes y adicionan energía térmica la cual contribuye en la disminución de la viscosidad del aceite en contacto.

Un aspecto favorable al método, son las profundidades mayores a 500 [ft]. La profundidad al ser mayor para su aplicación es conveniente, ya que aumenta el gradiente geotérmico y con este la temperatura base del yacimiento (T_y). El trabajar con temperaturas elevadas se podrá iniciar una reacción de combustión con aceites que así lo permitan así como disminuir la pérdida de calor por conducción a formaciones adyacentes.

Carcoana en 1992, menciona que existen dos rangos de temperaturas LTO y HTO. Los rangos de combustión bajas LTO ($T < 600^\circ$ [F]) y el rango de HTO (600° a 1200° [F]).

La literatura hace distinción que la temperatura mínima para el proceso es de 150° [F], pero la temperatura de ignición ronda el rango de 300° a 600° [F]. Para evitar pérdidas de calor hacia la formación por parte del aire a inyectar, se recomienda que se precaliente entre 650° a 1200° [F]. (Green et al., 1998).

La relación más importante del método con las características físicas de la formación es el espesor de la zona productora, ya que este parámetro tendrá un fuerte impacto con el comportamiento del FC.

En pilotos y casos históricos se encontró el grave problema de la segregación gravitacional del aire inyectado a la estructura. Esto en consecuencia lleva a un barrido asimétrico vertical y horizontal.

En la fig. 3.3 (sección superior) se observa el comportamiento teórico de la forma de avance del FC haciendo un barrido horizontal y vertical moderadamente simétrico, caso alejado al comportamiento real en situaciones exitosas del método.

Este comportamiento también tiene fuerte relación con el ritmo de inyección, ya que el frente avanzará al ritmo de inyección y su forma estará en relación a la tortuosidad o caminos porales de la arena en que se implementa el método.

En el siguiente caso en la fig. 3.3 (sección inferior) el aire inyectado ha cabalgado la formación y el frente ha hecho su paso por la parte superior de la estructura, esto deriva en una canalización en la formación productora y el FC se abre paso de manera irregular a través de la formación

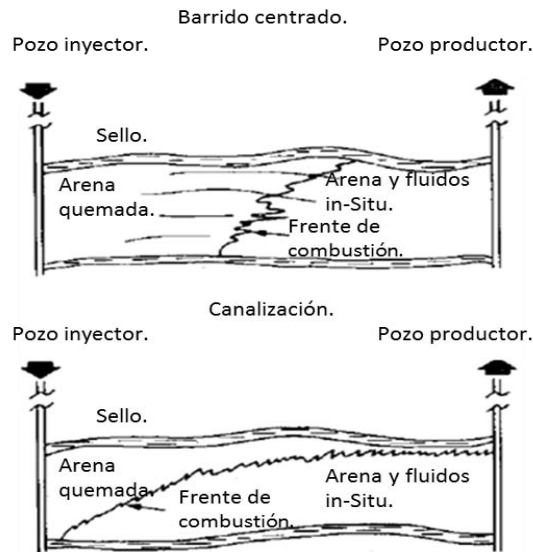


Fig. 3. 3. Frente de Combustión. Combustión centrada y desfasada, (Boberg, 2000).

El avance irregular del frente desemboca en un arribo inesperado del FC, el cual creará una producción prematura y corroerá las instalaciones antes de lo previsto.

Boberg al año 2000 hace referencia que en los proyectos o pilotos, la estrategia de inyección es colocar los puntos de inyección en la cima o parte superior de la formación para contrarrestar este comportamiento debido a la segregación gravitacional o estructura del yacimiento.

3.3.3. Comportamiento con agua de formación.

El método se puede llegar a ver afectado por la concentración de sal en el agua congénita, la depositación o precipitación de las sales en la formación puede llegar a ser un fuerte estrangulamiento al paso de los fluidos, esto debido a la ruptura del equilibrio químico entre la formación y el fluido contenido en esta.

El frente produce diferentes reacciones al interactuar no solo con el fluido presente, sino con el tipo de formación. Si se presenta alta salinidad en el agua o la formación contiene altas cantidades de elemento salinos, las sales por el proceso térmico o de craqueo se depositan en las paredes de la formación limitando el paso del FC así como al efluente o los elementos ligeros.

El vapor de agua generado por el FC está en función en la saturación de agua irreductible, esto en la variación del método de combustión seca y al inyectar agua en el método COFCAW se puede controlar la cantidad de agua a inyectar y con esto el volumen de vapor generado por el FC.

3.3.4. Efecto de la Porosidad y la Permeabilidad.

Tanto la porosidad como la permeabilidad de la formación son factores de impacto en el desarrollo de un proyecto de explotación así como los métodos a utilizar y para la selección de algún método de RM.

El caso de CIS no es la excepción, como lo demostró Couch y Rodriguez en 1970 al proponer que estos parámetros son decisivos en la cantidad de aceite depositado en las paredes de la roca. De manera experimental corrieron un tubo de combustión para comprobar esta teoría. Después de realizar un extenso estudio con arenas consolidadas y no consolidadas con tres tipos de aceite diferentes (15°, 25° y 36° API) llegaron a la conclusión que la influencia de la porosidad y la permeabilidad en la depositación del crudo depende particularmente del tipo de crudo.

La diferencia de los resultados entre formaciones consolidadas y no consolidadas fueron mínimas en sentido del efecto de la permeabilidad (k) y la porosidad (ϕ). En la figs. 3.4, 3.5 y 3.6 se muestran los resultados obtenidos por el experimento. Los rangos de las gráficas está de 0.1 [D] a 100 [D] de manera logarítmica.

En la fig. 3.4 se observa una tendencia lineal con pendiente negativa. El depósito de combustible disminuye al aumentar la permeabilidad y disminuir la porosidad, esto en un aceite pesado de 15° API.

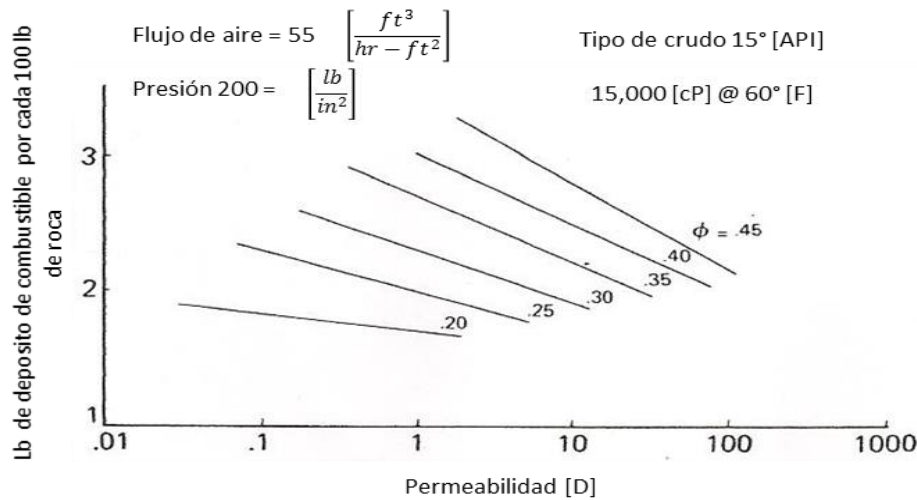


Fig. 3. 4. Porosidad en función de la permeabilidad y depósito de combustible para un aceite pesado (15° API), (Couch y Rodriguez, 1970).

La fig. 3.5 muestra un comportamiento de depósito de un aceite medio de 25° [API].

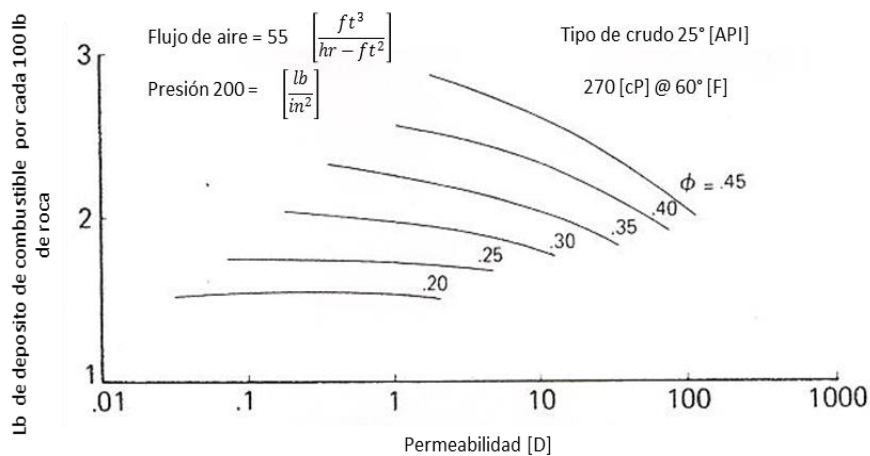


Fig. 3. 5. Porosidad en función de la permeabilidad y depósito de combustible para un aceite pesado (25° API), (Couch y Rodriguez, 1970).

Tendencias similares de depósito de un crudo ligero 36° [API] se muestran en la fig. 3.6.

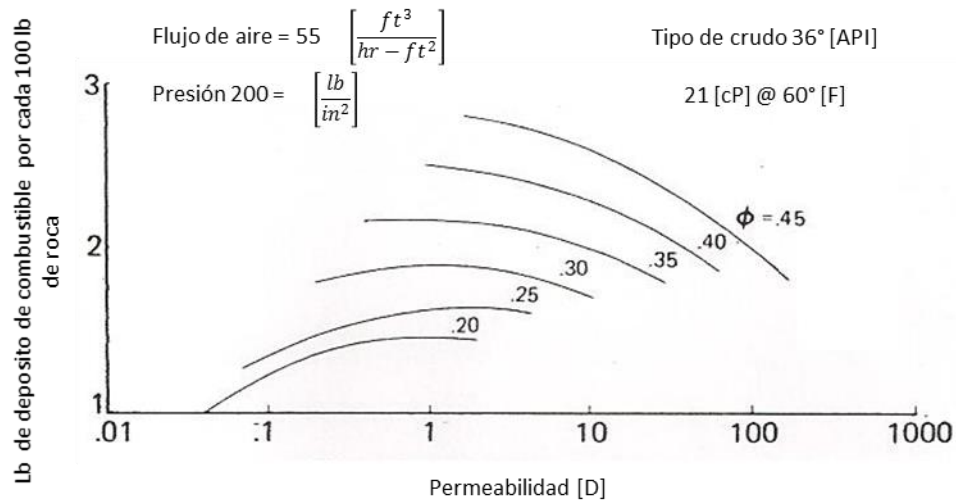


Fig. 3. 6. Porosidad en función de la permeabilidad y depósito de combustible para un aceite ligero (36° API), (Couch y Rodriguez, 1970).

La tabla 3.2 muestra los datos de aplicación de los experimentos.

Datos iniciales del experimento de Couch y Rodriguez				
Presión de inyección	$\left[\frac{lb}{in^2} \right]$	Flujo de aire	Tipo de aceite [° API]	Viscosidad $\left[\frac{cP @ 60^\circ}{[F]} \right]$
200		55	15	15,000
200		55	25	270
200		55	36	21

Tabla 3. 2. Datos iniciales del experimento del comportamiento de la porosidad en el depósito de crudo contra permeabilidad. (Couch y Rodriguez, 1970).

Carcoana en 1992 menciona que los valores de la permeabilidad deben ser mayores a 100 [mD] para aceites pesados o yacimientos someros y para aceite ligeros mayor a 30 [mD]. Para los valores de permeabilidad se hace referencia que para propósitos de cálculo se toman el 5% de la permeabilidad absoluta.

3.3.5. Efecto de la temperatura en la Presión Capilar.

Poston et al. hacia 1970 postularon que se presumía en una relación entre la presión capilar (P_{ca}) y las permeabilidades relativas al aceite y el agua (k_{ro} y k_{rw}). El comportamiento de la P_{ca} será sensible a la temperatura y al cambio en las permeabilidades relativas.

Experimentos realizados por Sinnokrot et al. en el año de 1971 mostraron el efecto de la temperatura en la presión capilar a través del medio poroso. Para esto utilizaron corridas de combustión para observar el comportamiento de la P_{ca} bajo el efecto de drene e imbibición y el incremento de temperatura. Se utilizó aceite extra ligero y agua destilada en las corridas.

Los estudios demostraron un cambio en la mojabilidad de la fase no mojante (aceite) debido al aumento de la temperatura y en menor manera la mojabilidad de la fase mojante en este caso el agua, además de afirmar que esto no tuvo gran efecto en la fuerza interfacial de las fases.

El cambio en la mojabilidad es debido a un mecanismo llamado disociación de elementos tenso-activos, este mecanismo descrito solo en un rango de temperatura de hasta 325° [F] (ya que en ese momento no se disponía de elementos que pudiesen medir temperaturas más elevadas). (Sinnokrot et al., 1971).

Al aportar energía a las fases presentes (líquido y sólido) los elementos polares y no polares de la fase líquida absorben la energía proporcionada por el frente de combustión, propagándola y cambiando la mojabilidad de la fase mojante.

El exceso de esta energía puede llevar a romper las membranas interfaciales, creando una disolución de la fase no mojante.

Esta disolución presume que este mecanismo da la tendencia de incremento o expansión del agua irreductible ya que basado en su estudio mostró que la saturación del agua irreductible aumentó ligeramente al aumentar la temperatura. Además de mencionar que esta expansión de volúmenes crearía un movimiento en

las fases llevando esta agua irreductible a las zonas porales más pequeñas, desplazando el aceite remanente hacia zonas de mayor tamaño y por consiguiente movimiento por el medio poroso.

Hay una distinción de aplicación para este efecto. Se observó que solo en formaciones siliciclásticas se tuvo respuesta al incremento de temperatura, ya que en el núcleo de un carbonato, no se observó un cambio notable a la mojabilidad de la fase mojante.

Con esto se hace referencia a la aplicabilidad del método CIS, pues solo es conveniente su aplicación en formaciones siliciclásticas.

La fig. 3.7 muestra el resultado de los experimentos realizados, la gráfica muestra el comportamiento de la imbibición y el drene con el efecto de aumento de temperatura y los rangos para este comportamiento son las permeabilidad relativa de las fases aceite y agua así como la saturación de agua.

La permeabilidad relativa a las distintas fases, nos habla del comportamiento de las fases presentes y su proporción debido al aumento de la temperatura, la saturación de agua nos muestra la expansión de la fase acuosa debido al incremento de la temperatura.

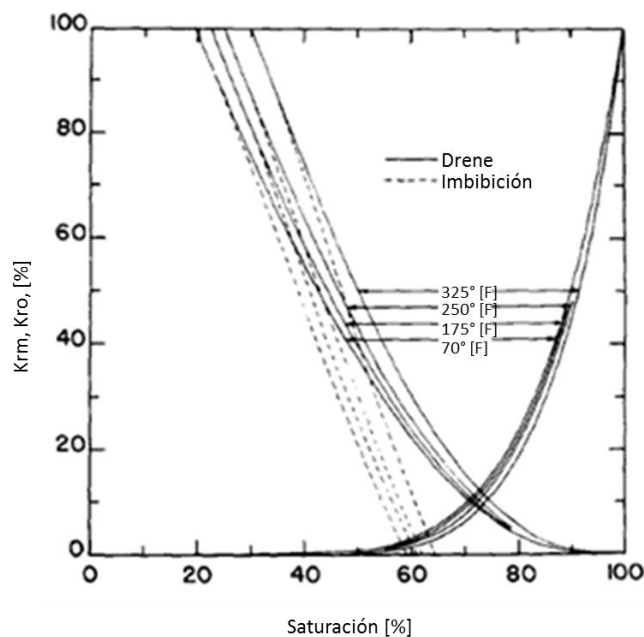


Fig. 3. 7. Comportamiento del drene e imbibición en una formación siliciclástica en función de la saturación de agua irreductible y permeabilidades efectivas al agua y aceite, (Sinnokrot et al. 1971).

3.4. Factores que afectan la forma del FC.

La forma en que el FC avanza a través de la formación está en función con la interacción o comportamiento con los siguientes aspectos o variables: características físicas, ritmo de inyección, fluido a inyectar o la presión a la cual se inyectará.

El método se CIS busca llevar de manera más homogénea y por mayor tiempo el paso del FC a través del yacimiento. En la implementación del método, siempre se tiene en cuenta el efecto de la segregación gravitacional ya que el aire siempre tendrá la tendencia de fluir por la parte superior de la formación como menciona Boberg en el año 2000.

Los elementos que afectan o tiene interacción con el FC son las siguientes:

- Arena delgada.
- Ritmo de inyección.
- Alta viscosidad del fluido presente.
- Permeabilidad vertical.
- Invasión por acuífero.
- Punto de inyección.
- Espaciamiento entre pozos.

3.4.1. Arena delgada.

El espesor de la zona productora es parte fundamental en el comportamiento del FC, esto reflejado también en la forma o su paso por el yacimiento. En formaciones donde el espesor sea menor a 15 [ft] el calor transferido a la base de la formación será rápido, reduciendo la viscosidad del aceite en esa zona, también esto permite que el avance del FC se más homogéneo y avance hasta el fondo de la formación productora más rápido propiciando un barrido más equitativo.

El FC se ve afectado de manera importante por la distancia a la cual el calor debe transportarse. En este sentido es más propenso en formaciones irregulares a canalizarse a través de la estructura poral o en el caso de aceites pesados a través del mismo fluido digitando el banco de aceite.

3.4.2. Bajo ritmo de inyección.

Se ha mencionado que el ritmo de inyección tiene una relación con el avance del FC. Los pilotos han mostrado que hasta en una arena delgada se presenta SG por niveles altos de inyección, gastos más bajos permitirán un avance más uniforme.

Este parámetro se obtiene por corridas en núcleos de combustión o por medio de correlaciones.

A medida del desarrollo del método se experimentó con el gasto mínimo para mantener una combustión. Se piensa que se debe sobre pasar el gasto mínimo en una combustión seca y se obtendrá mejor barrido, desplazamiento o eficiencia. El resultado fue el conocimiento de las canalizaciones del FC por un exceso de inyección. En un caso de combustión húmeda a un bajo nivel de inyección, los operadores observaron que no podía sostener la combustión por el poco comburente inyectado.

3.4.3. Alta viscosidad.

El comportamiento del fluido viscoso o altamente viscoso con la inyección del aire a la formación tendrá deformaciones plásticas, esto en la interacción física del fluido inyectado y el grueso del banco de aceite o el área en contacto. Como ejemplo en un yacimiento de aceite pesado el fluido viscoso opondrá un avance hasta que se haya transmitido suficiente energía como para promover movimiento del banco por elementos más calientes como el efluente y los elementos ligeros destilados, o por conducción de la arena.

En arenas que contengan aceite pesado, el aire seguirá el patrón que se ha ido formando con el avance de la inyección o hasta que la estructura de la formación lo permita. Esta deformación en el banco de aceite puede crear canalización en dicho banco y por consiguiente un mal barrido de la formación. Se cree que la combustión húmeda es menos propensa a estas canalizaciones en caso de aceite pesado.

3.4.4. Permeabilidad vertical.

Si la formación se encuentra con un sello impermeable en su cima este sello natural puede evitar la migración del aire inyectado además forzaría su paso a la formación productora creando un frente homogéneo.

En el caso en que existiría un canal de gas en la parte superior de la formación productora, el aire inyectado tendería a moverse por este patrón y por consiguiente se presentaría una combustión desigual provocando canalización.

En el caso en que la zona productora tenga buena permeabilidad vertical en el fondo y existiese un acuífero, se esperaría obtener un avance más uniforme ya que al invadir el acuífero a la formación, promueve menores temperaturas del frente y evitaría canalizaciones hacia los pozos productores.

3.5. Correlaciones de CIS.

Las correlaciones son otro método para el desarrollo de proyectos de combustión in Situ; correlaciones como la de Nelson y McNeil (1961), Gates y Ramey (1980), Satman y Brigham (1979) por citar algunas. Las correlaciones desarrolladas por los diferentes autores tienen como objetivo predecir el contenido de aceite en la formación, el requerimiento mínimo de inyección de aire y la recuperación final del aceite remanente. Las correlaciones no toman en cuenta los aspectos físicos de las formaciones, así como las características del fluido in Situ.

Todas las correlaciones utilizadas para los diseños de CIS son únicamente para casos de combustión en seco. El parámetro de concentración de aceite y el requerimiento de aire se obtienen por corridas en núcleos de combustión o por medio de correlaciones.

La simulación utiliza estas correlaciones para comparar con los resultados obtenidos de datos de campo.

En caso de que fuese una CIS húmeda o COFCAW (Combination of Forward Combustion and Waterflooding, por sus siglas en inglés), el agua inyectada no tiene ningún efecto sobre el proceso de desplazamiento y solo actúa como un captador de calor.

- Nelson McNeil (1961).

Nelson y McNeil, presentaron una metodología ingenieril para evaluar el desempeño de las zonas de combustión in Situ. El método está basado en experiencias de campo y por lo tanto puede proporcionar estimaciones confiables.

El depósito de combustible es el parámetro más importante para los procesos de CIS, ya que la sustentabilidad del FC depende de este parámetro.

La cantidad de combustible mínimo necesario para mantener cualquier frente de combustión se ha estimado en $0.4 \left[\frac{bbl}{m^3} \right]$ o $500 \left[\frac{bbl}{m^3} \right]$ (Sarathi, 1999).

El procedimiento permite determinar la cantidad de aire necesario para la inyección, la cantidad de combustible que será consumido, predice la recuperación total de aceite, así como un programa de inyección y masificación del proceso.

Las limitantes del método propuesto por Nelson y McNeil en 1961, es que solo es aplicable a formaciones con espesores de entre 10 a 30 [ft] y la combustión que se obtendrá, será una combustión in Situ seca.

- Satman y Brigham (1979).

Satman y Brigham, presentaron una correlación para predecir la recuperación de crudo en proyectos de CIS.

Los autores advierten que la correlación no es válida si cualquiera de los parámetros del yacimiento se encuentra fuera de los rangos siguientes (Tabla 3.3):

Parámetros de uso		
h [ft]	S_o	μ_o [cP]
4.4 - 150	0.36 - 0.79	10 - 700

Tabla 3. 3. Rango de uso de la correlación Satman y Brigham. (Satman et al., 1979).

El modelo no contempla el mecanismo de desplazamiento de drene por gravedad en la zona de aceite móvil.

El modelo predice correctamente la recuperación de aceite inicial, sin embargo, al no contemplar viscosidades mayores a 700 [cP] se aleja del comportamiento real de la recuperación.

- Gates Ramey (1980).

El método ingenieril es utilizado para el cálculo de los coeficientes aire/aceite (C_a) y de la recuperación de aceite en función del volumen calentado del yacimiento. La correlación está basada en datos de laboratorio y en pruebas de campo realizadas con datos de un pozo perteneciente al campo Sur Belridge de la compañía Mobil en California.

Para el uso de esta correlación se deben de cumplir con características similares a las del campo Sur Belridge. (Tabla 3.4). Dónde C_o es la cantidad de crudo presente en la formación expresado en barriles por cada acre-pie.

Características del Campo Sur Belridge		
$k [mD]$	$\gamma_o ^\circ [API]$	$C_o \left[\frac{bbl}{Ac - ft} \right]$
> 3000	< 13	> 1700

Tabla 3. 4. Parámetro de uso en la correlación de Gates y Ramey. (Gates y Ramey, 1980).

La limitante del modelo Gates & Ramsey de 1980 es primordialmente en la incapacidad de tomar de manera directa el comportamiento o la influencia de los parámetros del yacimiento, como la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad del aceite y los efectos de la permeabilidad relativa, esto da como resultado una limitada aplicación.

3.6. Tubos de combustión

Los tubos de combustión son utilizados para poder predecir el comportamiento del proceso de combustión en laboratorio y obtener valores como:

- Gasto máximo de inyección.
- Flujo mínimo al cual se puede mantener una combustión autónoma.
- Concentración de combustible.
- Velocidad del frente de combustión.
- Valores de concentración de los gases de combustión (efluente).
- Valores de producción de agua y aceite.
- Pico de temperatura.
- Interacción reactiva con el tipo de formación.

Las corridas de estos experimentos pueden ser por núcleos recuperados de los campos donde se planea aplicar un proceso de combustión, o si no se dispone de

muestras de la formación, se utiliza una mezcla de arena, agua y aceite con características parecidas al yacimiento candidato.

Una gran diferencia a considerar entre experimentos realizados entre tubos de combustión con núcleos reales o análogos, es el arreglo de la permeabilidad y porosidad real de la formación. Elementos a considerar en la implementación, manejo o seguimiento del proceso como lo menciona Penberthy y Ramey en 1965.

Normalmente los tubos de combustión consisten en tubulares de paredes delgadas de acero inoxidable, estos a su vez poseen a lo largo del tubo calentadores eléctricos para simular una adición de calor constante y en el cálculo de balance energético, se toma como despreciable la pérdida de calor, ya que esta suposición es aceptada para el cálculo del tiempo de ignición y de la predicción de arribo del frente de combustion.

La manera en que se llevan a cabo las corridas de combustión puede ser vertical u horizontal. Para corridas verticales el frente se inicia de la parte superior para evitar una segregación del aire inyectado.

La fig. 3.8 muestra el diagrama de un aparato de corridas de combustión.

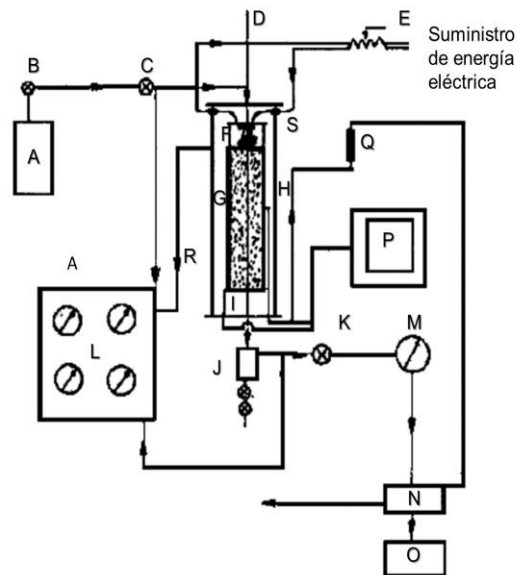


Fig. 3. 8. Esquema de un aparato de laboratorio para corridas de combustión. (Penberthy y Ramey en 1968).

Dónde:

- | | |
|----------------------------|----------------------------------|
| A. Suministro de aire. | K. Controlador de salida de gas. |
| B. Regulador. | L. Panel de control. |
| C. Válvula de admisión. | M. Medidor de agua. |
| D. Termocople. | N. Registro de gas. |
| E. Transformador. | O. Memoria de registro |
| F. Calentador eléctrico. | P. Memoria de temperatura |
| G. Paredes del termocople. | Q. Sonda de flujo de gas. |
| H. Sonda de gas. | R. Celda de presión. |
| I. Tubo de combustión | S. Conductor eléctrico. |
| J. Separador. | |

La fig. 3.9 muestra el diagrama de una celda de combustión.

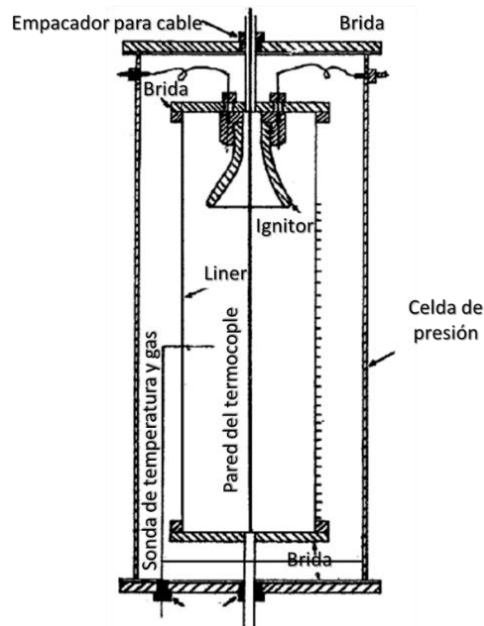


Fig. 3. 9. Diagrama de una celda de combustión. (Penberthy y Ramey en 1968).

Las partes básicas de los tubos de combustión son: el ensamble del tubo de combustión, sistema de registro de información, administración de energía, sistema de control y manejo de flujo de gas y aire así como sistema de análisis de fluidos.

La celda de presión es fabricada en acero al carbón para resistir la presión de trabajo. El espacio anular entre el tubo de combustión y las paredes del termocople se llenan con aislamiento poroso (arena) y se presuriza con gas inerte para evitar una diferencial de presión.

Las medidas de los tubos de combustión se encuentran entre 2 a 4 pulgadas de diámetro y de 3 a 6 pies de longitud.

3.7. Diseño de piloto

El valor de la recuperación de la mayoría de los experimentos y proyectos está en el rango de entre 40 a 60 % del aceite original al inicio del proceso.

Turta et al. en 2007 mencionan que dentro del método de CIS hay 2 maneras factibles y comercialmente viables las cuales son: Line Drive o Toe to Heel Air Injection (THAI por sus siglas en inglés) y el patrón invertido de 5 puntos.

En el diseño de un proyecto de combustión in Situ es esencial estimar el máximo ritmo de inyección (V_{max}) y la concentración de combustible (C_u) ya que estos parámetros tendrán una fuerte influencia en la distancia a la cual el FC podrá avanzar.

El frente de combustión tendrá una velocidad de avance (V_b) en función del ritmo y cantidad de inyección así como las características de la formación.

El frente no puede avanzar si el flujo de aire que pasa a través del mismo es muy bajo, porque las temperaturas en él y circundantes, caerán de modo que no se podrá mantener una combustión estable. Lake en 1989 menciona que el avance promedio del FC es de alrededor de $0.125 \left[\frac{ft}{día} \right]$.

El aire necesario para quemar 1 [lb] de combustible está usualmente dentro del rango de 160 a 190 $\left[\frac{ft^3}{lb_m} \right]$ como lo expone Carcoana en 1992.

A continuación se mostrará el método de implementación de un piloto de combustión in situ seca para un patrón invertido de 5 pozos, utilizando el seguimiento propuesto por Nelson & McNeil en 1961.

3.7.1. Ejemplo de implantación del método CIS.

En un yacimiento de arena el cual ha producido por mecanismos primarios de producción (empuje de gas), se evaluará la implementación de un proceso de Combustión in Situ en una formación de arenisca candidata teórica con características adecuadas.

En la tabla 3.5 dónde A_T es el área total del yacimiento, $A_{P_{10\%}}$ es el 10% del área a impactar dentro del patrón, h_{NetPay} el espesor de la formación y la k_{ef} la permeabilidad efectiva.

Las tablas 3.5, 3.6, 3.7 y 3.8 muestran las propiedades de la formación candidata, de los fluidos presentes, datos de la corrida de núcleo en el laboratorio del yacimiento teórico, así como la eficiencia del patrón respectivamente.

Características de la formación						
h [ft]	A_T [ft ²]	$A_{P_{10\%}}$ [ft ²]	h_{NetPay} [ft]	k [mD]	k_{ef} [mD]	l [ft]
2700	13068000	435600	30	600	30	660
ρ_{roca} $\left[\frac{lb}{ft^3}\right]$	ϕ_{EF}	S_o	S_{wi}	T_y °[R]	P_{wf} $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$	P_i $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$
163.5	0.3	0.75	0.25	590	35	1250

Tabla 3. 7. Características físicas de la formación.

Propiedades de los fluidos						
γ_o °[API]	GE	μ_o [cP]	μ_a [cP]	ρ_w $\left[\frac{lb}{ft^3}\right]$	B_{oi} $\left[\frac{m^3}{m^3}\right]$	B_o $\left[\frac{m^3}{m^3}\right]$
20	1.2	80	0.02	62.4	1.07	1.04

Tabla 3. 6. Propiedades de los fluidos.

Datos de corrida de combustión				
Y_{CO_2}	Y_{CO}	Y_{O_2}	Y_{N_2}	Ef_{O_2}
14.90%	1.15%	0.19%	83.76%	100%

Tabla 3. 5. Datos de la corrida de tubo.

Corrida de núcleo				
qD	5.39	4.77	6.06	∞
Ep(%)	50	55	57.5	62.6

Tabla 3. 8. Valores de eficiencia de movilidad contra qD. (Smith, 1985).

Mediante la utiliza un patrón de cinco puntos invertido, se procederá a realizar los cálculos correspondientes.

La fig. 3.10 muestra el patrón de 5 puntos invertidos propuesto por Nelson y McNeil en 1961.

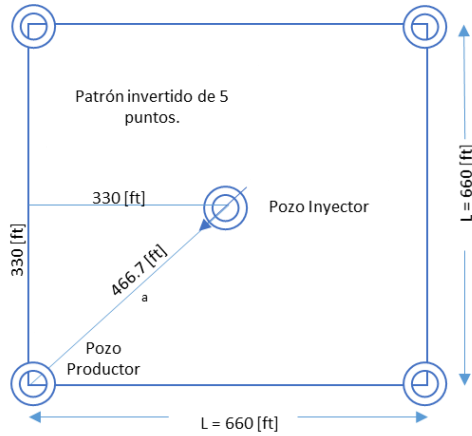


Fig. 3. 10. Patrón de 5 puntos invertidos. (Nelson & McNeil, 1961).

La fig. 3.11 muestra el arreglo en 3 dimensiones de los pozos para el piloto de CIS, así como las zonas previstas a impactar por el método.

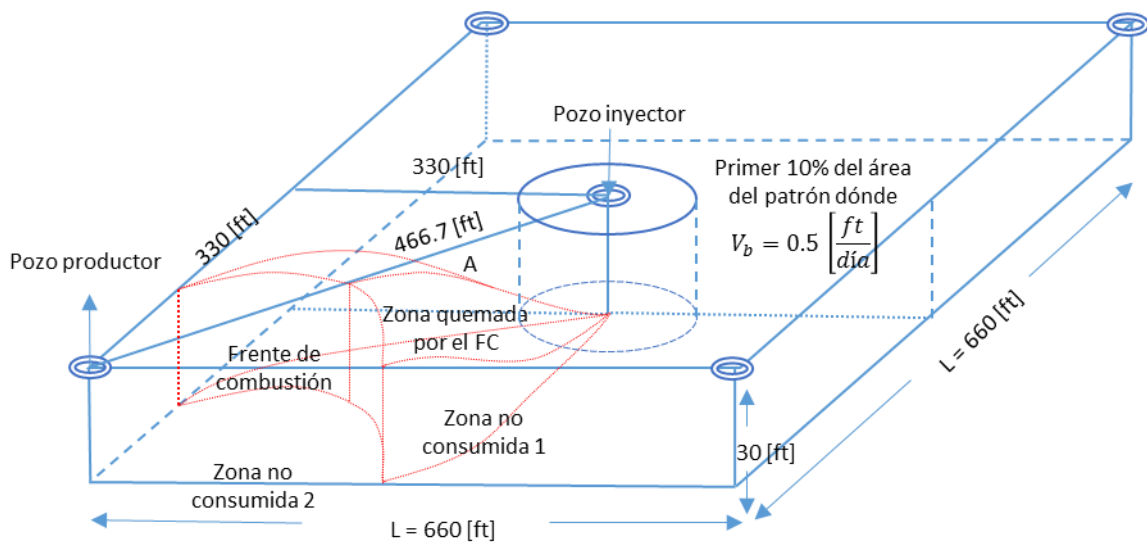


Fig. 3. 11. Diagrama del piloto de CIS.

3.7.2. Concentración de combustible.

Los valores necesarios para los cálculos están reflejados en las tablas 3.6, 3.7, 3.8 y 3.9.

El primer cálculo a realizar, será la concentración de aceite (C_u) referido a una unidad de volumen en este caso 1 [ft^3] de roca

Mediante las figuras 3.12 y 3.13 de la correlación de Orkiszewski realizada en 1968, se obtienen los valores de concentración en función de la temperatura del yacimiento (T_y) y la densidad del crudo en grados API, respectivamente.

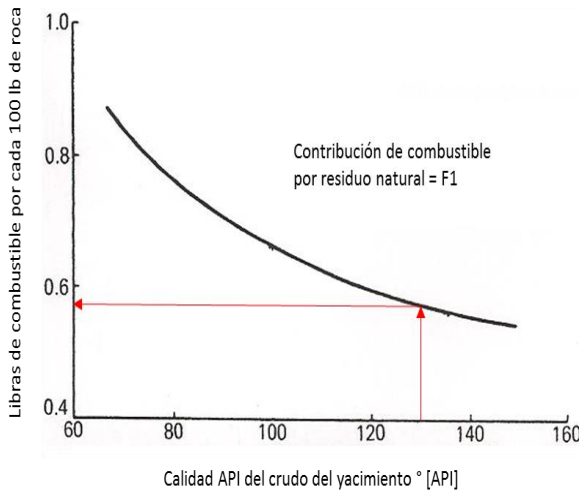


Fig. 3. 12. Concentración de combustible en función de la densidad API, (Orkiszewski, 1968).

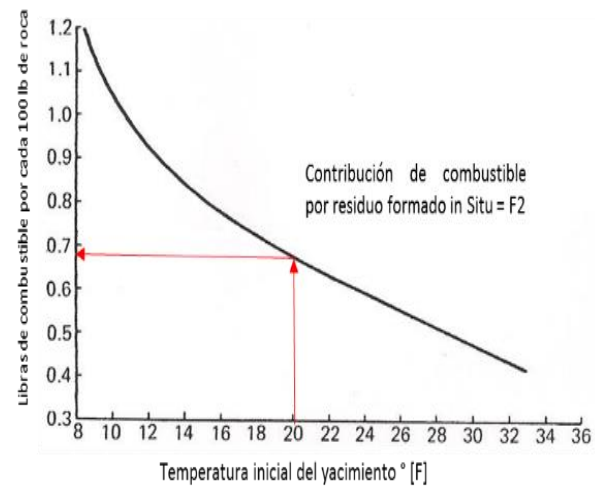


Fig. 3. 13. Concentración de combustible en función de la densidad API, (Orkiszewski, 1968).

Obtenemos los valores $F_1 = 0.685$ y $F_2 = 0.690$ de las figuras antes mencionadas y con la ec. 3.1 se calcula la concentración de combustible referida a una unidad de volumen de roca.

$$F_c = F_1 + F_2 \quad 3.1$$

$$F_c = 0.685 + 0.690$$

$$F_c = 1.38$$

Posteriormente obtenemos la densidad del fluido referida al agua con la ec. 3.2

$$\rho_f = \frac{141.5\rho_w}{131.5+{}^\circ API} \quad 3.2$$

$$\rho_f = \frac{141.5*62.4 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]}{131.5+20^\circ}$$

$$\rho_f = 58.28 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]$$

Obtenemos la saturación de combustible utilizando la ecuación 3.3.

$$S_{of} = \frac{F_c(1 - \phi)\rho_r}{100\phi\rho_f} \quad 3.3$$

$$S_{of} = \frac{1.38 * (1 - 0.3) * 163.5 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]}{100 * 0.3 * 58.28 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]}$$

$$S_{of} = 0.09$$

Y la concentración de combustible por unidad de roca. Ec. 3.4

$$Cu = \rho_f \phi S_{of} \quad 3.4$$

$$Cu = 58.28 \left[\frac{lb}{ft^3} \right] * 0.3 * 0.09$$

$$Cu = 1.58 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]$$

3.7.3. Masa de aire.

De la tabla 3.6 tenemos los datos de una corrida de combustión realizada con una muestra de la formación teórica la cual nos proporciona las relaciones del producto de la combustión in Situ.

Las proporciones de los gases producidos por la CIS o efluente de las reacciones, nos ayudarán a calcular la relación de aire-aceite, relación hidrógeno-carbón $\left[\frac{H}{C}\right]$ o "n" el peso molecular de la relación. La literatura expone que el valor utilizado es igual a 1.6. (Carcoana en 1992, Boberg, 2000).

El cálculo de la relación (H/C) o "n" es la siguiente (Ec. 3.5.). Dónde Y es la fracción en porcentaje de cada elemento presente en el aire inyectado.

$$n = \frac{1.06 + 2Y_{CO} - 5.06(Y_{O_2} + Y_{CO_2} + Y_{CO})}{Y_{CO_2} + Y_{CO}} \quad 3.5$$

$$n = \frac{1.06 + 2 * 0.015 - 5.06(0.0019 + 0.149 + 0.015)}{0.149 + 0.015}$$

$$n = 1.63$$

Con esta relación obtendremos el volumen mínimo para consumir una unidad de volumen de roca (C_a) con una proporción de 21% de O_2 en volumen del aire inyectado, además se asumen una eficiencia de consumo de aire del 99.81% de acuerdo a los datos de la corrida de combustión. Dónde n representa el peso molecular de la relación hidrógeno-carbón con la ecuación 3.6.

$$C_a' = \frac{1805(1 + \frac{n}{4})}{n + 12} \quad 3.6$$
$$C_a' = \frac{1805(1 + \frac{1.63}{4})}{1.63 + 12}$$

$$C_a' = 186.35 \left[\frac{ft^3}{ft^3} \right]$$

Posteriormente se obtiene el valor real de (C_a), dividiendo el valor obtenido entre la eficiencia de consumo del oxígeno, utilizando la ecuación 3.7.

$$C_a = \frac{C_a'}{e} \quad 3.7$$

$$C_a = \frac{186.35}{0.9981}$$

$$C_a = 186.7$$

Para obtener el volumen de roca a impactar, primero se obtiene el volumen de roca con el área del patrón propuesto y el espesor del yacimiento candidato, con la ecuación 3.8.

$$V_{roca} = Ah_{NetPay} \quad 3.8$$

$$V_{roca} = 435,600 [ft^2] * 30 [ft]$$

$$V_{roca} = 13,068,000 [ft^3]$$

Con este resultado se procede a calcular la masa total de aire a inyectar con la ecuación 3.9 dentro del patrón y para esto se asume una eficiencia de patrón (E_p) de 55%. Para fines de cálculo se hace mención que la eficiencia vertical (E_i) se encuentra entre el 30 al 40%, como lo menciona Carcoana en 1992. En este cálculo se toma el valor de 40%.

$$Q_a = V_{roca} C_a E_p E_i \quad 3.9$$

$$Q_a = 435,600 [ft^2] * 30 [ft] * 186.7 \left[\frac{ft^3}{ft^3} \right] * 0.55 * 0.4$$

$$Q_a = 5.37 * 10^8 [ft^3]$$

3.7.4. Gasto máximo de inyección.

Para el cálculo de gasto máximo es necesario calcular primero los valores: q_D , U_{min} y "a".

El valor de q_D representa el valor límite al cual el FC puede existir con el mínimo flujo de aire, además representa la relación de movilidad del crudo y el aire inyectado.

El valor U_{min} es el flujo mínimo de aire con un ritmo de pérdida de calor igual al generado por el FC con una velocidad del frente de cero ($U_{min} | V_b = 0$). (Carcoana, 1992).

Y finalmente el valor de "a" será la mínima distancia entre el pozo inyector y productor.

La tabla 3.9 muestra los resultados del parámetro (q_D) en función de la eficiencia del patrón de cinco puntos invertido, basados en estudios potenciométricos realizados por Smith en 1985. Para este cálculo se asume una eficiencia de patrón (E_p) del 55% y un valor de (q_D) 4.77.

McNeil en 1958 simuló la eficiencia del patrón propuesto (E_p) y encontró que el valor máximo de eficiencia es de 62.4% como avance máximo de manera homogénea. (fig. 3.14).

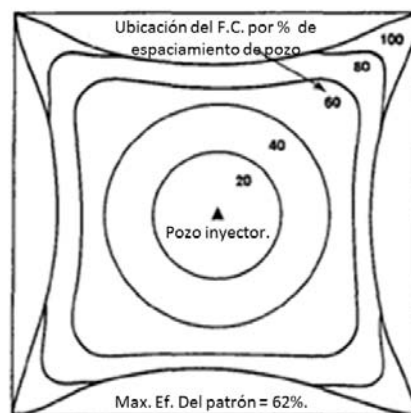


Fig. 3. 14. Diagrama de eficiencia areal de patrón desarrollada para un patrón de 5 puntos. (McNeil y Moss, 1958).

Hallam en 1991 presenta el comportamiento del patrón de cinco puntos en diferentes campos con diferentes características figuras 3.15 y 3.16.



Fig. 3. 16. Forma areal del FC Athabas (Hallam, 1991).

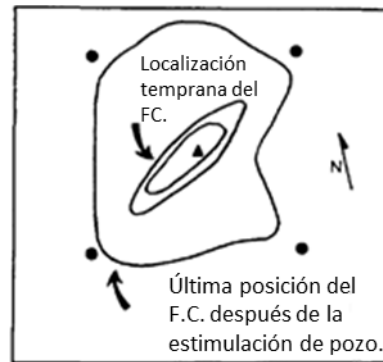


Fig. 3. 15. Forma areal del FC del proyecto Kyrock. (Hallam, 1991).

Para el cálculo del flujo mínimo se asume una velocidad del FC ($V_{b_{max}}$) de $0.5 \left[\frac{ft}{día} \right]$. Para esto se utilizará la ecuación. 3.10.

$$U_{min} = C_a V_b \quad 3.10$$

$$U_{min} = 186.7 \left[\frac{ft^3}{ft^3} \right] 0.5 \left[\frac{ft}{día} \right]$$

$$U_{min} = 23.34 \left[\frac{ft}{día} \right]$$

Para el cálculo de la distancia mínima (a) entre pozos se utilizará la ec. 3.11.

$$a = \sqrt{\left(\frac{l}{2} \right)^2 + \left(\frac{l}{2} \right)^2} \quad 3.11$$

$$a = \sqrt{\left(\frac{660[ft]}{2} \right)^2 + \left(\frac{660[ft]}{2} \right)^2}$$

$$a = 466.69 [ft]$$

El gasto máximo de inyección de aire diario ($Q_{a_{max}}$) se podrá calcular con la ecuación 3.12.

$$Q_{a_{max}} = q_D U_{min} a h \quad 3.12$$

Utilizando la ec. 3.12:

Se tomará el valor de q_D de 4.77 en relación a la máxima eficiencia del patrón de 62.4%.

$$Q_{a_{max}} = 4.77 * 23.34 \left[\frac{ft}{día} \right] * 466.69 \left[\frac{ft}{día} \right] * 30 [ft]$$

$$Q_{a_{max}} = 1.56 MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]$$

Con este cálculo se obtienen $1.56 MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]$, este gasto de aire será la inyección diaria de aire en el pozo inyector durante el programa de inyección.

3.7.5. Programa de inyección.

En el método propuesto por Nelson y McNeil en 1961 exponen que el programa de inyección a desarrollar consta de 3 fases y se exponen a continuación:

Etapa 1.

Se inyecta al ritmo máximo calculado con la ecuación 3.12 y se asume que la velocidad del frente de combustión ($V_{b_{max}}$) será igual a $0.5 \left[\frac{ft}{día} \right]$ durante el primer 10% del área del patrón.

La literatura hace mención que si la velocidad mínima del frente contemplada es rebasada, el ritmo máximo de inyección será alcanzando antes de llegar al primer 10% del patrón sin importar el tamaño del arreglo. (Sarathi, 1999).

Para calcular la radio al cual se asume la velocidad máxima de avance del FC, se utiliza la ecuación 3.13, en la cual se iguala al 10% del área del patrón donde se presume tiene este comportamiento desde el pozo inyector al radio buscado.

$$r_{10\%} = \sqrt{\frac{A_p}{10 \pi}} \quad 3.13.$$
$$r_{10\%} = \sqrt{\frac{660 [ft] * 660 [ft]}{10 \pi}}$$
$$r_{10\%} = 117.75 [ft]$$

Con este radio se puede calcular la masa de aire en la primera etapa. Después de rebasar el radio del primer 10% del patrón la velocidad del FC caerá a velocidades inferiores de $0.5 \left[\frac{ft}{día} \right]$.

Carcoana en 1992 expone que la variación de velocidad del FC es entre $0.125 a 5 \left[\frac{ft}{día} \right]$ entendiéndose que el avance estará influenciado por las características de la formación así como por la inyección de aire.

Procederemos al cálculo de la masa de aire a inyectar en la etapa 1 (Q_{a_1}), el cual se realiza con la ecuación 3.13.

$$Q_{a_1} = \frac{Q_{a_{max}} r_{10\%}}{2V_{b_{ME}}} \quad 3.13$$

$$q_{a_1} = \frac{1.56 \text{ MM} \left[\frac{ft^3}{día} \right] * 117.75 [ft]}{2 * 0.5 \left[\frac{ft}{día} \right]}$$

$$q_{a_1} = 183.7 \text{ MM} [ft^3]$$

La duración de la etapa 1 estará dada por la ecuación 3.14. Dónde el $r_{10\%}$ representa el diez por ciento del área del patrón y $V_{b_{max}}$ la velocidad máxima de avance con la máxima eficiencia.

$$t_1 = \frac{r_{10\%}}{V_{b_{max}}} \quad 3.14$$

$$t_1 = \frac{117.75 [ft]}{0.5 \left[\frac{ft}{día} \right]}$$

$$t_1 = 236 [día]$$

Etapa 2.

El ritmo de inyección en la etapa 2 será el gasto máximo ($Q_{a_{max}}$) y se asume que la masa de aire en la etapa 1 será igual a la etapa 3 (ec 3.15).

$$Q_{a_1} = Q_{a_3} \quad 3.15$$

Se procederá a calcular la masa de aire en la etapa 2 (Q_{a_2}), utilizando la ecuación 3.16. El cuál es el gasto total menos el gasto en la etapa 1 y etapa 3.

$$Q_{a_2} = Q_{a_T} - Q_{a_1} - Q_{a_3} \quad 3.16$$

$$Q_{a_2} = 537 \text{ MM}[ft^3] - 2 * 184 \text{ MM}[ft^3]$$

$$Q_{a_2} = 169 \text{ MM}[ft^3]$$

Usando la ecuación 3.17 se calculará la duración de la segunda etapa de inyección (t_2).

$$t_2 = \frac{Q_{a_2}}{q_{amax}} \quad 3.17$$

$$t_2 = \frac{170 \text{ MM}[ft^3]}{1.56 \text{ MM} \left[\frac{ft^3}{día} \right]}$$

$$t_2 = 109[día]$$

Etapa 3

El método asume que el tiempo y el gasto de la etapa 1 serán igual en la etapa 3, esto representado con la ecuación 3.18.

$$Q_{a_1} = Q_{a_3} \text{ y } t_1 = t_3 \quad 3.18$$

De tal manera que el programa de inyección queda como lo muestra la tabla 3.9.

Programa de inyección		
Etapa	Gasto $Q_a[ft^3]$	$t[día]$
Q_{amax}	1.56 MM	-
1	184 MM	236
2	170 MM	109
3	184 MM	236

Tabla 3. 9. Programa de inyección según el método de Nelson & McNeil, 1961.

El cálculo del tiempo total del piloto será la suma de los tiempos calculados, utilizando la ecuación 3.19 el tiempo total es:

$$T = 2 * t_1 + t_2 \quad 3.19$$

$$T = 2 * 236 \text{ [día]} + 109 \text{ [día]}$$

$$T = 662 \text{ [día]} \text{ o } 1.6 \text{ [año]}$$

El método propuesto por Nelson y McNeil, contempla que la velocidad el FC solo avanzará a una velocidad de $0.5 \left[\frac{ft}{día} \right]$ dentro de su avance radial e irá decayendo a medida que avanza a través de la formación hasta llegar a una velocidad muy baja, esto debido a la influencia de inyección que tendrá una limitante. Normalmente un espaciamiento de entre 162 pies a 300 pies es recomendado como lo mencionaron Turta et al. en el año de 2007.

Para ilustrar el comportamiento por etapas de inyección del avance del FC la fig. 3.17 muestra la velocidad del frente de combustión con una declinación del 1% mensual (color azul) y el requerimiento de inyección previsto por el método (color naranja).

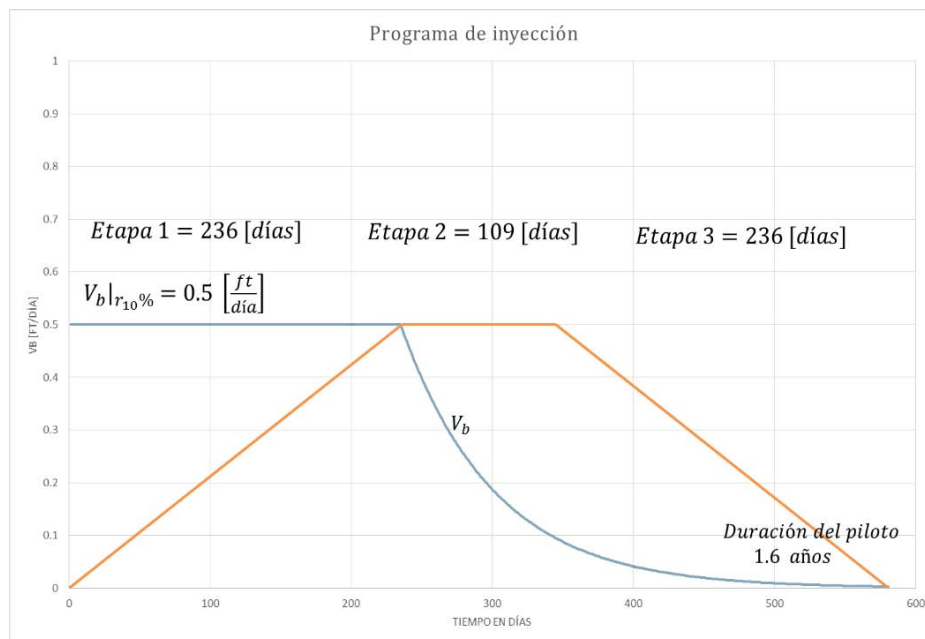


Fig. 3. 17. Comportamiento de la velocidad del FC con una declinación del 1% mensual.

El método al ser empírico, sus conjeturas y formulas están basados en el comportamiento del campo South Belridge en California.

Por esto Nelson y McNeil proponen que el comportamiento de la necesidad de inyección se comporte como los describe la línea naranja en la fig. 3.18.

Asumiendo un incremento uniforme de inyección hasta el gasto máximo de aire (etapa 1), una vez llegado a este punto, se tiene a una meseta de inyección (etapa 2) y por último una declinación lineal hasta llegar al punto más lejano desde el pozo inyector al final del proyecto, en este caso de 581 días (etapa 3).

Todas las etapas de inyección son a presión constante y el comportamiento de la línea naranja solo es teórico e ilustrativo.

Continuando en la fig. 3.17, la línea azul describe el comportamiento teórico de la velocidad de avance del frente de combustión a través de la formación, el comportamiento de este es: que tome la velocidad máxima de avance hasta los primeros 236 días de inyección a una velocidad de $0.5 \left[\frac{ft}{día} \right]$ avanzando hasta 117 pies que es hasta donde el FC avanzará a $V_{b_{max}}$ y al llegar a la etapa 2 de inyección, inicia una declinación exponencial de avance con un decremento de velocidad del 1% mensual hasta llegar a un comportamiento asintótico de velocidad, una velocidad muy pequeña.

Para mostrar el avance del FC a lo largo de la distancia de entre el pozo productor e inyector la fig. 3.18 muestra su comportamiento en función del tiempo, la gráfica indica que el comportamiento se torna asintótica a medida que llega al punto más lejano de influencia en este caso 220 [ft], donde la velocidad es muy pequeña así como su avance.

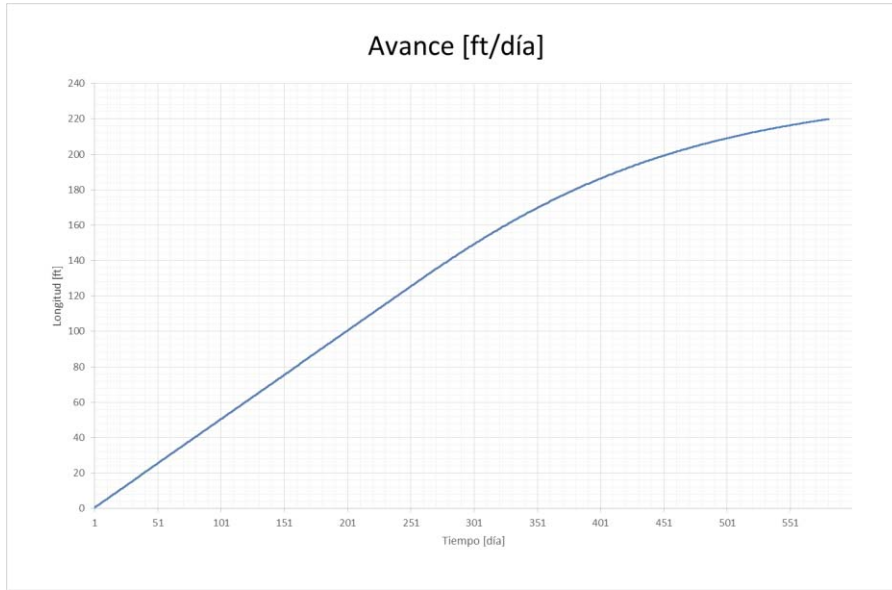


Fig. 3. 18. Comportamiento del avance del FC en el tiempo.

El frente de combustión al llegar a los 236 días su comportamiento es uniforme de con una velocidad de avance de $0.5 \left[\frac{ft}{día} \right]$, después de este punto toma un comportamiento más suave hasta llegar a un comportamiento asintótico al llegar al punto más lejano desde el punto de inyección a una velocidad de $0.02 \left[\frac{ft}{día} \right]$, 25 veces más lento que la velocidad máxima a máxima eficiencia $V_{b_{max}}$, este comportamiento puede ser atribuido a que el combustible en esa zona se haya terminado o una limitante de influencia de la inyección.

La tabla 3.10 muestra el avance del FC y la velocidad media de tránsito en la formación por cada etapa.

Avance del FC y velocidad media		
Etapa	l [ft]	$\bar{V}_b \left[\frac{ft}{día} \right]$
1	117.75	0.5
2	163.7	0.33
3	216.9	0.09

Tabla 3. 10. Avance del FC y velocidad media por etapa.

3.7.6. Aceite consumido como combustible por el FC.

Para conocer el crudo consumido por el frente de combustión (A_c) en el área del patrón, se deberá tener en cuenta los factores de: volumen inicial (N), el cambio en el volumen después de haber producido por mecanismos primarios ($\frac{\Delta N}{N}$), el volumen de aceite existente a producir dentro del patrón (N'), la saturación inicial del yacimiento (S_{oi}) y la saturación antes de iniciar el piloto (S_o).

Calculo de volumen original. Ec. 3.20

$$N = \frac{7,758 A h_{NetPay} \phi_{Ef} S_{oi}}{Bo_i} \quad 3.20$$

$$N = \frac{7,758 * 10[acre] * 30[ft] * 0.3 * (1 - 0.25)}{1.07 \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}$$

$$N = 14.7 \text{ MM [bbl]}$$

Se procede a calcular el cambio en el volumen original del yacimiento debido a asumir una producción de 700,000 [bbl] por empuje de gas en el yacimiento candidato. Obteniendo un cambio de $\frac{\Delta N}{N} = 0.05$ mediante la ecuación 3.21.

$$\frac{\Delta N}{N} = 1 - \frac{N - N_p}{N} \quad 3.21$$

$$\frac{\Delta N}{N} = 1 - \frac{14.7 \text{ MM [bbl]} - 700,000 \text{ [bbl]}}{14.7 \text{ MM [bbl]}}$$

$$\frac{\Delta N}{N} = 0.05$$

Con este cambio en el volumen original se procede a calcular una nueva saturación dentro del patrón con la ecuación 3.22.

Dónde se involucra la saturación inicial de agua (S_{wi}), las relaciones de cambio de entre el factor de volumen original (B_{oi}) y el factor de volumen actual (B_o), valores tomados de la tabla 3.6.

$$S_o = (1 - S_{wi}) \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) \left(1 - \frac{\Delta N}{N} \right) \quad 3.22$$

$$S_o = (1 - 0.25) \left(\frac{1.04}{1.07} \right) (1 - 0.05)$$

$$S_o = 0.6779$$

Con esta nueva saturación se obtendrá el volumen posible a recuperar dentro del patrón con la ecuación 3.23, el cual llamaremos N' .

$$N' = 7,758 Ah_{NetPay} \phi_{Ef} S_o \quad 3.23$$

$$N' = 7,758 * 10[acre] * 0.3 * 0.3 * 0.6779$$

$$N' = 484,716.14 [bbl]$$

Para conocer el porcentaje de aceite utilizado como combustible (A_c) se toma en consideración el aire total y el volumen mínimo de aire necesario para consumir 1 [ft^3] de roca (C_a), el volumen de crudo a recuperar dentro del patrón (N'), la densidad relativa del fluido presente (γ_o) y la densidad del agua (ρ_w) con la ecuación 3.24.

$$S_{o_{cons}} = 100x \frac{Q_{aT}}{5.614 C_a \gamma_o \rho_w N'} \quad 3.24$$

$$S_{o_{cons}} = 100x \frac{537 MM [ft^3]}{5.614 \left[\frac{ft^3}{bbl} \right] * 186.7 \left[\frac{ft^3}{lb} \right] * 1.2 * 62.4 \left[\frac{lb}{ft^3} \right] 484,716.14 [bbl]}$$

$$S_{o_{cons}} = 1.41\%$$

El porcentaje en barriles consumidos como combustible. Ec. 3.25.

$$A_c = N'S_{o_{\text{cons}}} \quad 3.25$$

$$A_c = 484,716.14 [bbl] * 0.014$$

$$A_c = 6,839.02[bbl]$$

3.7.7. Relación de agua producida.

Ahora se procederá a calcular la relación de agua producida por el FC de combustión, como lo expone Boberg en el año 2000 y puede ser calculada por la ecuación 3.26. Dónde (S_{of}) es la saturación de hidrocarburo como combustible calculada con la ecuación 3.3.

$$R_w = \frac{S_{wi} + 1.06S_{of} \left(\frac{\rho_o}{\rho_w} \right)}{S_{oi} - S_{of}} \quad 3.26$$

$$R_w = \frac{0.25 + 1.06 * 0.09 \left(\frac{58.28 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]}{62.4 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]} \right)}{0.75 - 0.09}$$

$$R_w = 1.27 \left[\frac{bbl_w}{bbl_o} \right]$$

Con el valor calculado de la relación de producción de agua, la producción de agua sería 381 barriles por cada 300 barriles de crudo producido. Esta relación Sarathi en 1999 la menciona como empírica.

3.7.8. Recuperación final.

El método hace una distinción en la producción de crudo en 2 zonas a afectar dentro del patrón.

- Zona no consumida 1, la cual es la proyección horizontal del FC en la formación adyacente del cual se calcula una producción de aceite (N_{p_1}).
- Zona no consumida 2, esta se refiere al banco de aceite al frente del FC, esta producción se le nombra (N_{p_2}).

El cálculo de la recuperación final se entiende como la suma del aceite producido por mecanismos primarios más el aceite recuperado por la combustión.

La ecuación 3.27 expresa la igualdad de la eficiencia volumétrica la cual es igual al producto de la eficiencia del patrón (E_p) por la eficiencia vertical (E_i).

$$E_v = E_p E_i \quad 3.27$$

Para calcular la producción posible de la zona no consumida 1 (N_{p_1}), se utilizará la ecuación 3.28. Dónde E_{D_u} es la eficiencia de desplazamiento de la zona no consumida 1 por el FC. Este valor se obtiene de núcleos recuperados. Como ejemplo de este valor, para el proyecto de Suplacu de Barcau el valor es de 43%.

Se utilizará para este cálculo el valor de 40%.

$$N_{p_1} = S_o \phi E_{D_u} E_p (1 - E_i) + (S_o - S_{o_{cons}}) \phi E_v \quad 3.28$$

$$N_{p_1} = 0.6679 * 0.3 * 0.4 * 0.55 * (1 - 0.4) + (0.6779 - 0.0014) * 0.3 * 0.55 * 0.5$$

$$N_{p_1} = 0.072$$

Smith en 1985 expone el valor promedio de la eficiencia vertical (E_i) es de 33% para este caso se asume una eficiencia vertical del 40%. Carcoana en 1992 expone que en espesores delgados aumentará la eficiencia vertical.

El factor de recuperación en la zona 1 (E_{R_1}), es conocido por núcleos recuperados en la zona barrida por el FC.

Para conocer la fracción de recuperación posible de la zona 1 (E_{R_1}) se utilizará la ecuación 3.29.

$$E_{R_1} = \frac{N_{p_1}}{S_o \phi} \quad 3.29$$

$$E_{R_1} = \frac{0.072}{0.6779 * 0.3}$$

$$E_{R_1} = 0.35$$

De la misma manera para conocer el aporte posible de la zona no consumida 2 (N_{p_2}) y la fracción de recuperación por el FC en esa zona (E_{R_2}), se utilizarán las ecuaciones 3.30 y 3.31.

$$N_{p_2} = S_o \phi E_{D_u} (1 - E_v) + (S_o - S_{o_{cons}}) \phi E_v \quad 3.30$$

$$N_{p_2} = 0.6779 * 0.3 * 0.4 * (1 - 0.55 * 0.5) + (0.6779 - 0.0014) * 0.3 * 0.5 * 0.55$$

$$N_{p_2} = 0.11$$

$$E_{R_2} = \frac{N_{p_2}}{S_o \phi} \quad 3.31$$

$$E_{R_2} = \frac{0.11}{0.6779 * 0.3}$$

$$E_{R_2} = 0.53$$

Con estas fracciones de recuperación se toma un promedio entre ambos datos de recuperación de las zonas no consumidas ($\overline{X_{E_R}}$), utilizando la ecuación 3.32.

$$\overline{X_{E_R}} = \frac{E_{R_1} + E_{R_2}}{2} \quad 3.32$$

$$\overline{X_{E_R}} = \frac{0.11 + 0.53}{2}$$

$$\overline{X_{E_R}} = 0.44$$

Por último para conocer la recuperación final debido al método y la producción inicial (E_{R_f}), se adicionado el cambio debido a la producción por mecanismos primarios ($\frac{\Delta N}{N}$) y el cambio debido a la frente de combustión ($\frac{\overline{X_{E_R}}N'}{N_{patrón}}$).

Dónde ($N_{patrón}$) es el volumen de hidrocarburo calculado dentro del patrón con la saturación inicial (S_{oi}).

Para conocer del volumen dentro del patrón con la saturación inicial se utilizará la ecuación 3.33.

$$N_{patrón} = 7,758Ah_{NetPay}\phi_E S_{oi} \quad 3.33$$

$$N_{patrón} = 7,758 * 10[acre] * 30[ft] * 0.3 * (1 - 0.25)$$

$$N_{patrón} = 523,665[bbl]$$

Utilizando el factor de recuperación promedio de las zonas no consumidas ($\overline{X_{E_R}}$), el volumen a recuperar dentro del patrón (N') y el volumen dentro del patrón calculado con la saturación inicial ($N_{patrón}$) se procede a calcular la recuperación final (E_{R_f}) usando la ecuación 3.34.

$$E_{R_f} = \frac{\Delta N}{N} + \frac{\overline{X_{E_R}}N'}{N_{patrón}} \quad 3.34$$

$$E_{R_f} = 0.05 + \frac{0.44 * 484,715.14 [bbl]}{523,665[bbl]}$$

$$E_{R_f} = 0.45$$

Esta fracción expresada en barriles se calculará con la ecuación 3.35.

$$E_{R_f} = \left(\frac{\Delta N}{N} + \frac{\overline{X_{ER}} N'}{N_{patrón}} \right) N_{patrón} \quad 3.35$$

$$E_{R_f} = \left(0.05 + \left(\frac{0.44 * 484,716[bbl]}{523,665 [bbl]} \right) \right) * 523,665[bbl]$$

$$E_{R_f} = 239,458.25 [bbl]$$

Representando un 45% del aceite producible bajo estas condiciones y características.

3.8. Requerimiento de energía del compresor.

Utilizando la metodología es expuesta por Boberg en el 2000 basada en el libro de ingeniera de Tulsa en 1966.

El método contempla el cálculo de la presión hacia la formación mediante la ecuación 3.36.

$$P_{iw} = \sqrt{P_w^2 + \frac{q_{amax} \mu_a T_y}{0.703 k_g h} \left(\ln \left(\frac{l^2}{r_w V_b t_1} - 1.235 \right) \right)} \quad 3.36$$

Dónde:

$$P_{iw} = \text{presión de inyección} \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right].$$

P_w = Presión de fondo $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$.

Q_{amax} = Gasto máximo de inyección. $\left[\frac{ft^3}{día}\right]$.

μ_a = Viscosidad del aire [cP].

T_y = Temperatura de yacimiento [R].

k_g = Permeabilidad del gas [mD]

r_w = Radio del pozo [ft].

V_b = Velocidad del FC $\left[\frac{ft}{día}\right]$.

t_1 = Tiempo de la primera etapa [día].

l = Espaciamiento entre pozos [ft].

Sustituyendo:

$$P_{iw} = \sqrt{35 \left[\frac{lb}{in^2}\right] + \frac{1.56 * 10^6 \left[\frac{ft^3}{día}\right] * 0.02[cP] * 590[R]}{0.703 * 30[mD] * 30[ft]} \left(\ln \left(\frac{660^2}{0.25[ft] * 0.125 \left[\frac{ft}{día}\right] * 236[día]} - 1.235 \right) \right)}$$

$$P_{iw} = 566.25 \left[\frac{lb}{in^2}\right]$$

Esta presión calculada se toma como la presión de descarga, a una tempera de trabajo de 300° [F].

Lake en 1989 menciona que el aire a inyectar se precalienta para evitar pérdidas térmicas en las formaciones adyacentes y estimular una ignición espontanea si es que las condiciones de la formación lo permiten

Se estimará la fuerza de compresión a una presión de descarga calculada por la ecuación 3.36 suponiendo un compresor recíprocante de baja velocidad.

Utilizando la ecuación 3.37 se adicionarán $10 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$ para compensar las pérdidas en las líneas de inyección así como el enfriamiento entre etapas de compresión.

$$P_{td} = P_{iw} + 10 \quad 3.37$$

$$P_{td} = 566.25 \left[\frac{lb}{in^2} \right] + 10 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$$

$$P_{td} = 576.25 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$$

Se toma en consideración que la temperatura de descarga (T_d) será de 300 [°F].

Utilizando la ecuación 3.38 se estimará la relación de compresión de diseño para la temperatura de descarga. Se toma una temperatura de succión (T_s) estándar de 60 [°F].

$$R = \sqrt[7]{\left(\frac{T_d}{T_s}\right)^7} \quad 3.38.$$

$$R = \sqrt[7]{\left(\frac{760[R]}{537[R]}\right)^7}$$

$$R = 3.37$$

Con la ecuación 3.39 se estimará el número de etapas para la presión de diseño y la presión de inyección.

$$n = \frac{\log\left(\frac{P_{iw}}{14.7}\right)}{\log(R)} \quad 3.39$$

$$n = \frac{\log\left(\frac{566.25}{14.7}\right)}{\log(3.37)}$$

$$n = 3.02$$

Se toma el número entero para obtener 3 etapas de compresión.

Se estima la fuerza de compresión con la presión compensada mediante la ecuación (R) 3.40.

$$R = \left(\frac{P_{td}}{14.7} \right)^{\frac{1}{n}} \quad 3.40$$

En este cálculo se utiliza la presión de inyección más $10 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$ (P_{td}) para compensar las pérdidas de presión. Se utiliza la ecuación 3.40.

$$R = \left(\frac{576.25}{14.7} \right)^{\frac{1}{3}}$$

$$R = 3.4$$

Obtenida la relación de compresión se procede a calcular la fuerza de compresión adiabática (FCA) por cada millón de pies cúbicos mediante la ecuación 3.41.

$$\frac{FCA}{1MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]} = 152.5(R^{0.285} - 1) \quad 3.41$$

$$\frac{FCA}{1MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]} = 152.5(3.4^{0.285} - 1)$$

$$\frac{FCA}{1MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]} = 63.64 \left[\frac{BHP}{1MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]} \right]$$

Para obtener la fuerza adiabática total (FCA_T) se multiplica por el número de etapas (n). Ec. 3.42.

$$\frac{FCA_T}{1MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]} = \frac{FCA}{1MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]} * n \quad 3.42$$

$$\frac{FCA_T}{1MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]} = 63.64 \left[\frac{BHP}{1MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]} \right] * 3$$

$$\frac{FCA_T}{1MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]} = 191 \left[\frac{BHP}{1MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]} \right]$$

Boberg en 2000 menciona que la compresibilidad de succión del aire y la compresibilidad de descarga son valores que se estiman alrededor de 1. Se asume que estas compresibilidades son iguales. Ecuación 3.43

$$Z_s = Z_d \cong 1 \quad 3.43$$

La fuerza total de compresión (FTC) necesaria del compresor se calcula considerando la eficiencia mecánica (EM) de la figura 3.19 y la masa a descargar calculada previamente utilizando la ecuación 3.44.

$$FTC = (FCA_T) \left(\frac{P_s}{14.4} \right) \left(\frac{T_s}{520} \right) \left(\frac{Q_{amax}}{1MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]} \right) \left(\frac{1}{EM} \right) \quad 3.44$$

$$FTC = \left(191 \left[\frac{Hp}{1MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]} \right] \right) \left(\frac{14.65 \left[\frac{lb}{in^2} \right]}{14.4 \left[\frac{lb}{in^2} \right]} \right) \left(\frac{520 [^{\circ}R]}{520 [^{\circ}R]} \right) \left(\frac{1.56 * 10^6 \left[\frac{ft^3}{día} \right]}{1MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]} \right) \left(\frac{1}{0.8} \right)$$

$$FTC = 391 \left[\frac{Hp}{1MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]} \right]$$

La eficiencia mecánica general (EM) es obtenida de la fig. 3.19 la cual es la gráfica de eficiencia mecánica contra la presión de succión basada en los datos de Natural Gas Processors Association de 1968, (NGPA, por sus siglas en inglés).

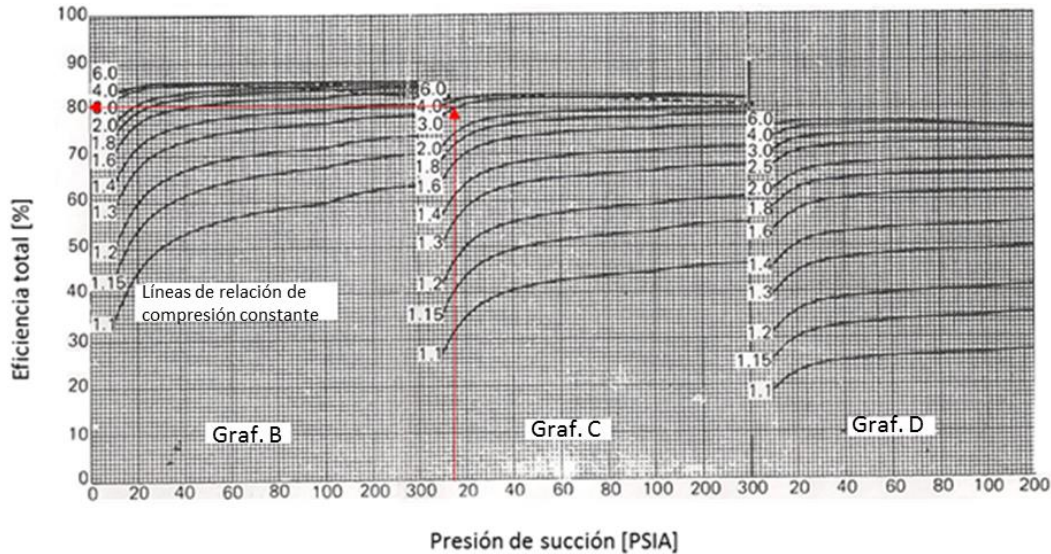


Fig. 3. 19. Eficiencia mecánica contra la presión de succión. (Tulsa, 1966).

Con todos los resultados hechos acercad del pito se procede hacer a mostrar un resumen de resultados.

Para esto la tabla 3.11 muestra el resumen de resultados de la aplicación del método Combustión in Situ en el patrón de cinco puntos invertidos, mostrando el volumen original del campo, el volumen prospectivo a recuperar dentro del patrón, el volumen máximo de inyección diario, volúmenes de inyección por etapa, presión de descarga, recuperación final y la relación de producción de agua congénita debido al método de CIS y el aceite consumido como combustible.

Resumen de resultados de los calculos del piloto	
Información inicial antes de aplicación del método en el patrón	
Volumen original del campo	[<i>bbbl</i>] 14.5 MM
Volumen de aceite dentro del patrón	[<i>bbbl</i>] 523,605
Información en la aplicación del método de CIS	
Volumen total de inyección	[<i>ft</i> ³] 906 MM
Gasto máximo	$\frac{[ft^3]}{[día]}$ 1.56 MM
Volumen a inyectar en etapa 1	[<i>ft</i> ³] 368 MM
Duración etapa 1	[<i>día</i>] 236
Volumen a inyectar en etapa 2	[<i>ft</i> ³] 170 MM
Duración etapa 2	[<i>día</i>] 109
Volumen a inyectar en etapa 3	[<i>ft</i> ³] 368 MM
Duración etapa 3	[<i>día</i>] 236
Presión de descarga calculada	[<i>PSI</i>] 576
Resultados finales	
Volumen posible a recuperar	[<i>bbbl</i>] 484,716
Recuperación de volumen en el patrón	[<i>bbbl</i>] 239,458
Recuperación de volumen dentro del patrón debido al frente de combustión (FRDFC)	[<i>%</i>] 36%
Relación agua/aceite	$\frac{[bbbl_w]}{[bbbl_o]}$ 1.27
Agua congénita por producción	[<i>bbbl_w</i>] 304,112
Relación aire inyectado/aceite producido	$\frac{[ft^3]}{[bbbl]}$ 3,819
Producción media diaria de todo el proyecto	$\frac{[bbbl]}{[día]}$ 405.6
Aceite consumido como combustible	[<i>bbbl</i>] 6839
Aceite consumido como combustible	[<i>%</i>] 1.14%

Tabla 3. 11 Resumen de resultados de los cálculos realizados del piloto.

3.9. Tiempo de ignición.

En un aspecto económico, entre más rápido se inicie la ignición es mejor en tiempo y dinero.

Si la temperatura de la formación es lo suficientemente alta, una ignición espontánea puede ocurrir dentro de las primeras 4 horas después de iniciada la inyección de aire. El uso de un ignitor auxiliar es necesario, muchas veces para este tipo de proyectos ya que existen casos documentados se han reportado tiempos de ignición espontánea de entre 14 días hasta 15 meses.

El ritmo de combustión del crudo expuesto al aire está en función de la temperatura del yacimiento (t_y). A medida de que la combustión ocurre la temperatura del yacimiento aumenta exponencialmente hasta que la combustión se logra.

Una forma indirecta de saber que se ha formado un frente de combustión en la formación, es cuando los pozos observadores o productores emiten CO_2 . Esto debido a la temperatura aportada o adicionada, el carbono del hidrocarburo reacciona con el frente de combustión, produciendo este gas, (Schoepel & Ersoy, 1968).

En general el tiempo para lograr una temperatura de ignición (T_{ing}) dentro del rango de 300 a 600 [°F] es menor en formaciones con temperaturas de yacimiento altas. (Boberg, 2000).

Un estimado del tiempo para lograr una ignición espontánea, puede obtenerse si se asume que en la fase de ignición la pérdida de calor es despreciable.

Un balance energético por Schoepel & Ersoy en 1968 da como resultado la ecuación 3.45 para el cálculo de tiempo de ignición.

$$t_{ing} = \int_{T_y}^{T_{ing}} \frac{(pc)_{R+F} dT}{\Delta H_{ox} k r e^{\frac{-E}{RT}}} \quad 3.45$$

Dónde:

t_{ing} = Tiempo de ignición en horas.

T_{ing} = Temperatura de ignición [R].

T_y = Temperatura del yacimiento [R].

ΔH_{ox} = Calor de la reacción al consumir 1 mol de O_2 $\left[\frac{BTU}{lb-mol} \right]$.

k_r = Constante de reacción la cual está en función de la presión del oxígeno, superficie en contacto y el tipo de crudo.

E = Energía de activación $\left[\frac{BTU}{lb-mol} \right]$.

R = Constante de los gases $1.987 \left[\frac{BTU}{lb\ mol-^{\circ}R} \right]$.

Los autores mencionan que los valores de las constantes de reacción (k_r) y la energía de activación deben ser obtenidos de datos de laboratorio.

La tabla 3.12 muestra tiempos de algunos proyectos tomados de las estimaciones de Schoepel & Ersoy en 1968.

Proyecto	Tiempo de ignición			
	h_{NP} [ft]	γ_o °[API]	T_y °[F]	T_{ing} [días]
1	35	12.9	87	100
2	165	14.5	125	17
3	235	13.3	85	150
4	220	14	113	62
5	40	12.1	140	13
6	51	11.3	125	9
7	110	16	95	24
8	90	16.1	75	47
Promedio	118.3	13.8	105.6	52.8

Tabla 3. 12. Tiempos de ignición en algunos proyectos. (Schoepel & Ersoy, 1968).

Ejemplo de cálculo de tiempo de ignición.

Utilizando la ecuación 3.45 procederemos a calcular el tiempo de ignición con los datos del piloto y auxiliados por el programa de cómputo Derive 6 de Texas Instruments procederemos a resolver con los siguientes valores.

$$k_r e^{\frac{E}{RT}} = e^{20 - \frac{20000}{T}} \left[\frac{lb - mol}{hr - ft^3} \right]$$

$$\Delta H_{ox} = 170,000 \left[\frac{BTU}{lb - mol} \right]$$

$$(\rho c)_{R+F} = 30 \left[\frac{BTU}{ft^3 - ^\circ F} \right]$$

$T_{ing} = 350^\circ [F]$ La cual se espera alcanzar por la combustión.

$T_y = 130^\circ [F]$

Sustituyendo:

$$t_{ing} = \int_{T_y}^{T_{ing}} \frac{(\rho c)_{R+F} dT}{\Delta H_{ox} k_r e^{\frac{-E}{RT}}}$$

$$t_{ing} = \int_{590}^{810} \frac{30 e^{\frac{20,000}{t}} dT}{170,000 e^{20}}$$

$$t_{ing} = 1.51 [años]$$

El lapso obtenido sale de cualquier parámetro económicamente viable, por consiguiente en este piloto, si así fuese el caso, se descartaría utilizar una ignición espontánea y utilizar una ignición artificial.

3.10. Ignición artificial.

Los tiempos de ignición pueden ser acortados de manera significativa mediante las siguientes operaciones de campo:

- Precalear el aire inyectado.

Un quemador de gas natural con mezcla de aire es colocado a boca de pozo como método de precalentamiento del aire que pasará a la formación. Un aislante es necesario para no dañar las tuberías del pozo.

- Ignitor eléctrico.

Esta herramienta se lleva por cable a boca de pozo y permite un control exacto de la cantidad de energía transmitida a la arena. El ritmo de aporte de calor es menor que el quemador de gas y requerirá mayor tiempo para transmitir la cantidad necesaria para una ignición.

- Precalear la formación.

Una inyección de agua caliente o vapor ayudará a añadir calor a la zona circundante del pozo. Gates et al. en 2011 exponen que este proceso ayudará a mejorar el movimiento del aceite hacia los pozos productores.

- Mejorar reactividad del crudo mediante químicos.

Se han propuesto agentes oxidantes como el ácido nítrico, pero se ha observado que son peligrosos debido a la probabilidad de explosión y alta corrosión, aspecto no favorable para las instalaciones.

Boberg en el 2000 expone que un método recomendado para añadir calor a la formación es mediante la inyección de aire precalentado, inclusive si el tiempo calculado de ignición es corto, también expone que en el caso de inyectar aire a temperatura ambiente, la ignición ocurrirá lejos del pozo y pudiera ocurrir una combustión lejos de las cercanías del pozo inyector. Para evitar tal situación, se

puede cesar la inyección de aire para evitar una ignición no deseada y así no crear una combustión en reverso, cuando el frente avance en la dirección de inyección.

La tabla 3.13 muestra algunos proyectos con tipos de ignición artificial.

Proyecto	Operaciones de ignición artificial		
	h_{NP} [ft]	Tipo de ignición	γ_o °[API]
Southern Oklahoma.	20	Eléctrico	18.5
Delaware-Childers Field, OK.	51	Quemador de gas	35-37
Parker Pool, IL.	35	Iny. Fluido caliente	26.3
Niitsu Field, Japón.	33	Quemador de gas	18.2
Allegany Field, NY.	34	Eléctrico (No se logro la combustión)	43
Southeastern Kansas.	9	Quemador de gas	23
Shannon Field, WY.	33	Quemador de gas	25
Goodwill Hill Field, PA.	30	Quemador de gas	43.9

Tabla 3. 13. Tipos de ignición artificial utilizados en algunos proyectos. (Boberg, 2000).

3.11. Masificación.

Para el barrer un área más allá de un solo patrón de cinco puntos invertido, se presenta el seguimiento que propone el método por Nelson y McNeil en 1961. (fig. 3.20).

El modo de seguimiento será el iniciar el primer patrón "A 1" y con la presión de inyección de descarga calculado llegar hasta el gasto máximo de inyección, en este punto se procede a iniciar el próximo patrón hasta llegar al patrón "A 2", el tiempo necesario para iniciar el último sería cuatro veces el tiempo de la primera etapa. Este tiempo no es una regla, solo que los patrones alcancen el gasto máximo de inyección en cada caso.

Al tener los primeros 4 patrones, el ciclo inicia de nuevo con el patrón "B 1" y así sucesivamente hasta barrer el área designada dentro de los patrones.

En cada caso se debe tomar en cuenta la geometría y las características del yacimiento para facilitar el flujo dentro del yacimiento hacia los pozos productores, incrementar la eficiencia de la combustión y el uso más efectivo de los compresores.

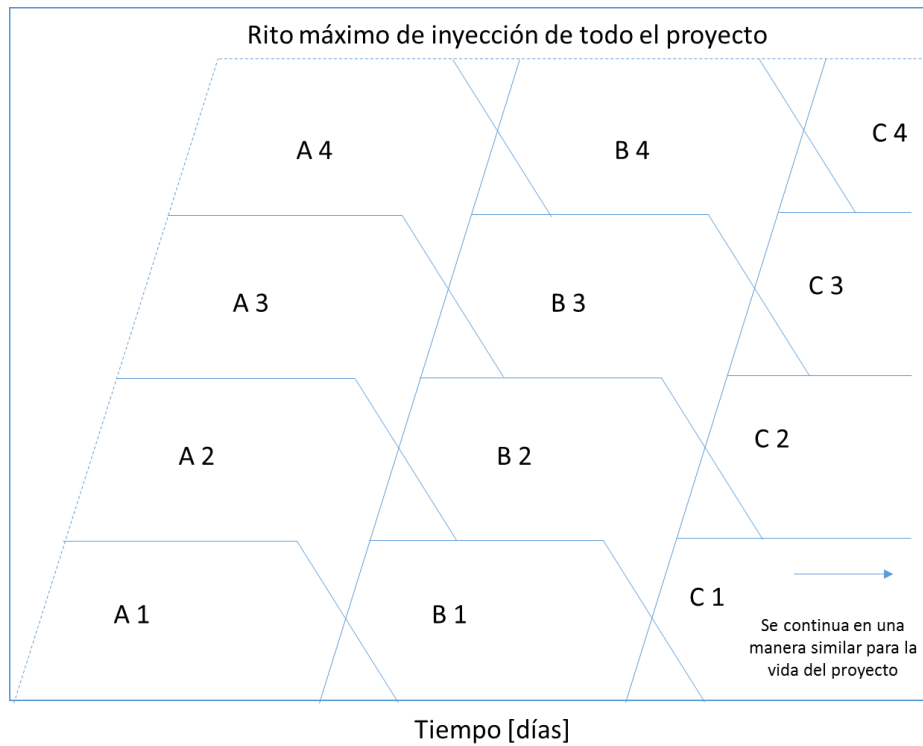


Fig. 3. 20. Programa de inyección y operación, para un número de patrones de 5 puntos. (Nelson y McNeil, 1961).

§

4. Capítulo cuarto: Variaciones del proceso CIS.

La combustión in Situ (CIS) es un método térmico de recuperación mejorada que es particularmente favorable para yacimientos de aceite pesado, ya que al aumentar la temperatura de los hidrocarburos, la viscosidad es reducida considerablemente.

La CIS, de manera general produce energía calorífica dentro del yacimiento con el objetivo de aumentar la movilidad del banco de aceite de poca o nula movilidad utilizando las fracciones más pesadas para generar una combustión dentro de la formación. De esta manera los componentes más ligeros se evaporan y comienzan un recorrido dentro del yacimiento, hacia las zonas de menor energía, donde llegan a condensarse.

Se presentan dos variaciones del proceso CIS, el primero llamado Toe-to-Heel Air Injection (THAI por sus siglas en inglés) que consiste en la inyección de aire la cual integra conceptos de combustión in Situ y conceptos avanzados de pozos horizontales y la variación CAPRI, que es una extensión de la versión básica del THAI que involucra un catalizador alrededor del pozo productor, este catalizador tiene el potencial de inducir un aligeramiento del aceite desplazado por el proceso de combustión, de un aceite medio a uno más ligero en las mismas instalaciones.

Debido al riesgo de explosión se listan prácticas de seguridad y prácticas de campo para los pozos inyectoros y productores, la seguridad en este método, así como en toda práctica, es vital para su manejo y operación.

4.1. Proceso THAI

Este proceso fue desarrollado en el año de 1992 por el Profesor Malcom Greaves y el Dr. Alex Turta.

El método de recuperación mejorada Toe to Heel Air Injection (THAI, por sus siglas en inglés), es una variación del proceso de combustión in situ (CIS) con un mecanismo parecido al método Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD, por sus siglas en inglés), con el fin de recuperar aceites pesados y bitúmenes, el cual combina un pozo vertical de inyección de aire y un pozo horizontal de producción al frente de este, con un distanciamiento de alrededor de entre 16 a 49 [ft]. (Turta, 2014).

La principal característica del proceso THAI, es la combinación del uso de un pozo inyector vertical que genera un frente de combustión que se propague en dirección del pozo productor, en este caso horizontal. Desde el dedo o punto de inyección hasta el talón o tubería ranurada de producción.

Tanto en el método de CIS convencional como el proceso THAI, la ignición puede ser espontánea o artificial y durante el proceso THAI ocurre una notable mejoría en el aceite producido, esto resultado de un craqueo in Situ, lo que genera la depositación de coque y un aceite más ligero en la zona de aceite móvil.

Tanto el método THAI como el proceso CIS tienen la bondad de refinar el crudo a producir y mejorar la calidad del crudo a producir de entre 4° a 7° API. (Turta, 2014).

Este proceso realiza un mejor barrido de los fluidos del yacimiento y permite controlar mejor el frente de combustión, además propone solucionar los problemas asociados con el método convencional de CIS como la canalización o descontrol del frente y prevenir la segregación gravitacional para tener un mejor desplazamiento de los fluidos en el yacimiento.

La relevancia del proceso THAI radica en la zona de combustión vertical la cual minimiza los efectos de la segregación gravitacional y da como resultado una

eficiencia de 2 a 4 veces mayor que la eficiencia de barrido de los procesos de inyección de vapor.

Aún con los puntos fuertes del proceso de CIS, como craqueo y alta eficiencia térmica, tienen problemas para generar un frente de combustión estable y las deficiencias en el barrido, se traduce en un éxito moderado, ya que la segregación gravitacional entre el aire inyectado, los gases calientes por la combustión y el banco de aceite frío, reduce la eficiencia de barrido, llegando a tener zonas no barridas o sí movilizar en el banco, hacía zonas que no son zonas de influencia de los pozos productores.

La diferencia en teoría del rendimiento del método Combustión in Situ convencional al THAI, es que el método THAI tiene un eficiencia superior al 70% y la CIS en promedio de alrededor de 30%, esto debido a que las instalaciones del método convencional dependen totalmente de las características litológicas lo cual puede o no tener un control total en la dirección de desplazamiento del FC además de utilizar pozos verticales de inyección y horizontales de producción en vez de solo pozos verticales como la convencional.

Con el método THAI se puede controlar el movimiento del frente de combustión ya que el frente tenderá a seguir al pozo productor por la diferencia de presión con el pozo productor a su paso.

La metodología necesaria, es el uso de un pozo vertical de inyección y un pozo productor horizontal, este proceso puede variar en su forma ya que las instalaciones del pozo productor pueden contener un empacamiento de grava con un catalizador si se tratara de un proceso conocido como Controlled Atmospheric Pressure Resin Injection (CAPRI, por sus siglas en inglés).

Con la inyección de aire, el FC avanza de manera casi vertical a lo largo del pozo horizontal lo que permite el control de la combustión además se puede contralar el paso con el ritmo de inyección.

El frente de combustión se desplaza en función de la inyección de aire y las características litológicas obteniendo un ritmo calculable, lo que permite un barrido del aceite desde el dedo hasta el talón del pozo. El banco de aceite es calentado y

craqueado lo cual mejora la calidad del aceite que empieza a fluir hacia el pozo productor a zonas de menor presión por la diferencial de energía potencial.

En este proceso, los pozos horizontales de producción, se instalan en la parte inferior de la roca productora que por producto del FC, haga escurrir por segregación gravitacional el crudo que entra en contacto con este, mientras que el pozo vertical de inyección se encuentra en la parte superior de la formación rocosa, para tomar a favor la segregación gravitacional debido a que el comportamiento natural del aire es segregarse, por esto el frente avanzará de la zona superior a la inferior de manera escalonada.

La vía para la producción del hidrocarburo desplazado en este proceso, es diferente de la ruta en el proceso convencional de CIS, ya que no entra en completo contacto con el banco de aceite de escasa movilidad, pues al inyectar el aire e iniciar la combustión en la zona superior, se pretende que por segregación se tenga un mayor control en cuanto al barrido del frente y su paso sea por la parte superior lo cual disminuyen la viscosidad en las mediaciones del banco de aceite que se encuentra debajo del FC y producir por el pozo productor horizontal en la parte inferior de la formación.

Ya que la producción en este proceso es un escurrimiento del banco de aceite, se tiene el inconveniente de un taponamiento con los elementos más pesados presentes en el crudo, como asfáltenos y parafinas, porque el FC al craquear o refinar el crudo por escurrimiento, además estos elementos pesados se depositan en las instalaciones del pozo productor y esta depositación avanza con el frente. Turta en el 2014 menciona que este fenómeno fue corroborado por dos fuentes distintas y se necesitan más estudios sobre el comportamiento en el rendimiento del proceso.

Se presentan dos formas de arreglo de pozos inyector, fig. 4.1.

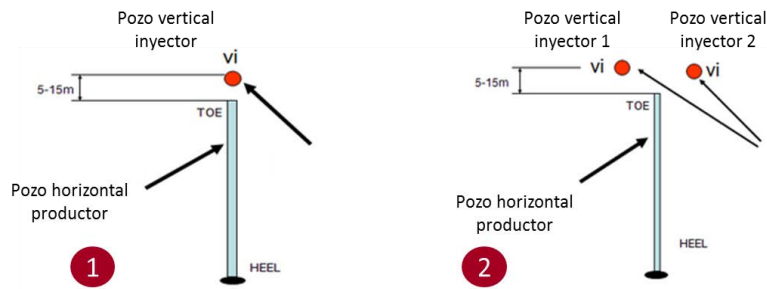


Fig. 4. 1. Vista en planta del arreglo de pozos del proceso THAI con un pozo o dos pozos inyector. (Turta, 2014).

En la fig. 4.1 lado izquierdo (1), se muestra el arreglo tradicional con solo pozo inyector y en el lado derecho (2) se observa la adición de un segundo pozo inyector escalonado.

Las ventajas del método son las siguientes:

- Aplicable en yacimientos de baja presión o en los que ya se ha aplicado inyección de vapor anteriormente, yacimientos con zonas de gas agotadas o que se encuentran arriba de acuíferos.
- Se estima un factor de recuperación 73%, mayor que con otros métodos térmicos de recuperación mejorada.
- Impacto ambiental bajo, ya que es mínima la utilización de agua dulce, no existen daños en la superficie y el aprovechamiento de la energía es alta y se tiene un mínimo de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Inversión inicial relativamente baja, ya que no se requieren unidades de procesamiento de vapor o agua.
- Craqueo o destilación del crudo permite mayores rendimientos a la venta.

Las desventajas del método son las siguientes:

- Eficiencia del procedimiento se ve limitada a las partes altas del yacimiento, dejando gran cantidad de hidrocarburos inmóviles.

- La eficiencia de transmisión de calor se ve afectada por pérdidas de energía hacia la formación, esta eficiencia depende de la densidad de material rocoso.
- Emulsiones de agua-aceite, producción de arena y corrosión en las instalaciones.

Las características de los yacimientos candidatos para la aplicación del proceso THAI están basadas en estudios de laboratorio y campo. Se han propuesto valores máximos y mínimos de algunas propiedades como el contenido de aceite por unidad de volumen, espesor de la zona productora, profundidad de la formación, calidad del crudo, permeabilidad absoluta y características del yacimiento.

La tabla 4.1 muestra las consideraciones de aplicación.

Características de aplicación para el proceso THAI				
Área [Ac]	h_{NetPay} [ft]	S_{oi} $\left[\frac{bbl}{ac}\right]$	h [ft]	γ_o °[API]
<100	5 - 50	600	> 200	10 - 40

Tabla 4. 1. Consideraciones de aplicación para el proceso THAI.

La fig. 4.2 muestra el proceso THAI en cada una de sus etapas.

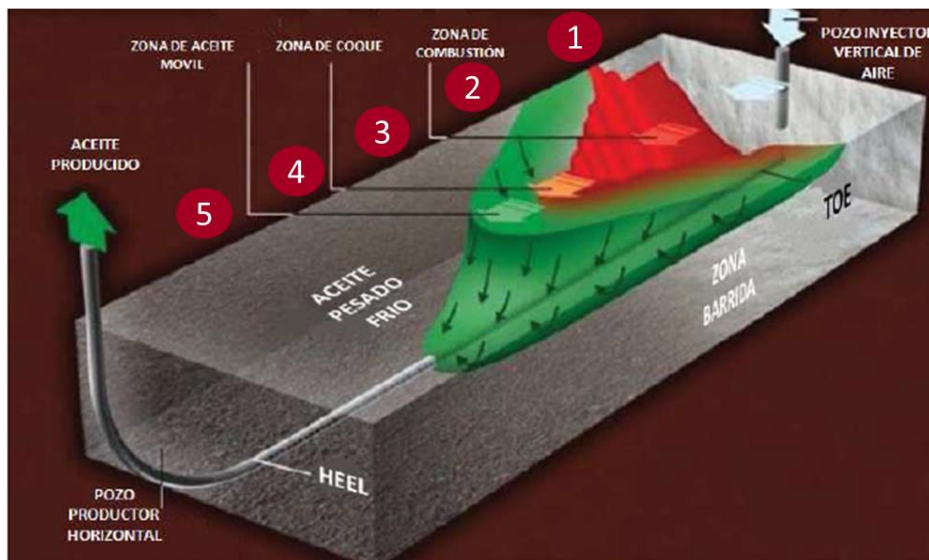


Fig. 4. 2. Esquema del proceso Toe to Heel Air Injection. (Petrobank, 2014).

Se describe el proceso THAI como sigue:

1. Frente de combustión, en esta zona es donde se alcanza la mayor temperatura del proceso, el aire inyectado entra en combustión con el hidrocarburo presente, esta reacción aporta una gran cantidad de energía térmica, la temperatura oscila entre 600° [F] a 660° [F].

2. Zona de combustible, esta zona provee combustible para la reacción de combustión, está al frente del avance del FC.

3. La zona de coque, es el residuo que ha dejado el FC a su paso, parte de este se deposita en las instalaciones del pozo productor.

4. Aceite móvil, debido a la energía añadida por la combustión es el resultado de un banco con mayor movilidad, este crudo es desplazado por el vapor de agua, por gases ligeros generados por la reacción y la disminución de viscosidad original del crudo presente

5. Banco de aceite, el efecto de la energía añadida por el frente no se ha reflejado en esta zona por lo cual se tiene un fluido original inalterado.

4.1.1. Piloto Whitesands

Una de las primeras aplicaciones del proceso THAI, fue el implementado en el año 2001 en el campo Whitesands, ubicado a 120 de kilómetros al sur de Fort McMurray en Athabasca, Alberta, Canadá. (Boddy et al., 2005).

El proyecto fue diseñado para demostrar la capacidad de recuperación del proceso THAI. Con este proyecto se esperaba una recuperación alrededor del 70 al 80% del bitumen in Situ, además de reducir los costos de operación, reducir el consumo de agua y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

La producción esperada fue calculada en $1,800 \left[\frac{bbl}{día} \right]$ proveniente de la formación McMurray en Canadá.

Para este proyecto se dio un periodo de precalentamiento mediante inyección de vapor, después de ese periodo se inyectó aire a la formación a través de los pozos verticales de este piloto, se observó la formación de un frente de combustión el cual se desplazó a lo largo del pozo horizontal a una velocidad aproximada de $0.8 \left[\frac{ft}{día} \right]$.

El calor generado por el frente de combustión craqueó al bitumen además de adicionar movilidad al banco de aceite. El agua y los gases de combustión como dióxido de carbono, nitrógeno, y otros derivados, fueron separados y procesados en las instalaciones propias en superficie. Finalmente un alto porcentaje de bitumen fue recuperado.

Se reportó que la saturación residual antes de iniciar el proyecto fue del 50%, el gasto de inyección inicial fue de $3 \text{ MM} \left[\frac{ft}{día} \right]$, la producción de gas se esperaba cercana a la del gasto de inyección, el volumen de recuperación fue de $126 \left[\frac{bbl}{día} \right]$ hasta llegar a $629 \left[\frac{bbl}{día} \right]$ por pozo, por los siguientes 5 años de proyecto, con un corte de agua del 23%.

Las instalaciones superficiales de este proyecto se distribuyeron en un área aproximada de 20 [ha], estas instalaciones incluyeron:

- Tres pozos verticales de inyección de aire y tres pozos horizontales de producción.
- Nueve pozos de observación para supervisión de la presión y temperatura.
- Dos pozos de inyección de agua y dos pozos de producción de agua.
- Una unidad generadora de vapor.
- Cuatro unidades de compresión de aire.
- Una instalación de producción, tratamiento y almacenamiento y un separador de gas a boca de pozo.

Los objetivos del primer piloto de THAI fueron las siguientes:

- Entender la dinámica y operación de las características del proceso.
- Obtener información de los ritmos de producción del agua, gas y aceite.
- Mejorar el modelo de simulación numérica con información de campo.
- Obtener información de las características del aceite producido y evaluar el valor comercial.
- Obtener información del agua producida, evaluar sus características corrosivas y potencial recirculación.
- Información del gas producido, características corrosivas y de emisión al ambiente.
- Información adicional en el capital de inversión y costos de operación así como costos a nivel de proyecto.

Después de haber realizado este piloto se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- Maximización de la recuperación in situ.
- Minimización de la demanda de gas natural a nivel local.
- Minimización del requerimiento de agua fresca.
- Tiene el potencial de utilizar agua de otros procesos industriales.
- Niveles de gas invernadero menores que procesos convencionales CIS.
- Producción de aceite parcialmente mejorado (refinado).
- Reducción del uso de diluyente.
- Tiene el potencial de recobrar calor para generar energía eléctrica.
- Tiene la aplicación para formaciones más delgadas que el método tradicional de CIS, menores presiones o formaciones con estimulación de vapor.
- Menor costo de aplicación.
- Utiliza tecnologías existentes, permitiendo un tiempo corto de desarrollo de proyecto.

4.2. Proceso CAPRI

EL método CAPRI fue desarrollado por el Dr. Conrad Ayasse y el Dr. Alex Turta en el año de 2002.

El proceso CAPRI es una extensión del proceso THAI el cual consiste en recubrir el pozo productor horizontal con un catalizador que promueve el mejoramiento del proceso de craqueo del aceite dentro del yacimiento con el fin de obtener un aceite más ligero.

El catalizador, es una sustancia química la cual es capaz de acelerar (positivo) o retardar (inhibidor) una reacción química. Cabe mencionar que el catalizador no se modifica químicamente y por consiguiente no forma parte del resultado de la reacción.

El catalizador en este proceso se encuentra en las inmediaciones del pozo productor en un empacamiento de grava, por lo que cuando el aceite calentado, desciende al pozo productor por adición de energía debido al FC y con una menor viscosidad original, y entra en contacto con el catalizador y lo que ocurre una reacción química que mejora la calidad del aceite.

Para iniciar el proceso CAPRI se requiere iniciar un FC in Situ y hacer fluir el hidrocarburo y a la vez se mejoran las características del crudo presente.

En los métodos THAI/CAPRI, las reacciones creadas por el frente de combustión provoca que los fluidos desciendan al pozo productor por segregación gravitacional, el aumento de movilidad y la diferencia de presión hacen que los fluidos entren en contacto con el catalizador que está en los pre-empaques o empaques de grava en las instalaciones subsuperficiales, el crudo con mayor movilidad pasa a través de estos empaques con el catalizador hasta el pozo y es ahí donde ocurre la reacción química.

El mejoramiento del aceite a producir ocurre al iniciar la catalización, ya que el aceite movilizado pasa a través de la capa del catalizador.

Estrictamente todos los fenómenos relacionados como el método CAPRI, procesos químicos, hidrodinámicos y térmicos son iguales en el método THAI, la única diferencia es el catalizador. Pruebas de laboratorio ha demostrado que el mejoramiento por este medio ha sido de hasta 14° [API].

Este método comparado con el THAI ha sido mucho menos investigado y desarrollado, por lo cual pocos pilotos se han podido poner en marcha además de presentar retos en el proceso de simulación ya que es practicante imposible reflejar el efecto del catalizador en la simulación.

La metodología del proceso es esencialmente la del método THAI, el bombeo de aire crea un frente y una cámara de combustión que desarrolla altas temperaturas dentro del yacimiento. Este calor como en todas las variaciones de CIS y reduce la viscosidad del crudo y aumenta su movilidad. Teóricamente, el frente de combustión se mueve forzosamente hacia el talón del pozo horizontal, en vez de moverse en función del arreglo poral de la formación. Esto gracias a que el frente sigue a la zona de diferencial de presión en el pozo horizontal. Al ser menor la presión en el pozo productor, el crudo fluye hacia éste con lo que prácticamente la cámara de combustión es succionada. Teóricamente este proceso predice una recuperación de hasta 80%, pero como se mencionó anteriormente existe muy poco desarrollo para corroborar esto.

Se pueden listar algunas ventajas de este proceso:

- Expectativa de recuperación de hasta el 80%
- Mejoramiento en la calidad del crudo de hasta en 14° [API]
- Menores costos en refinación del crudo o emulsiones.

Algunas desventajas del método:

- Taponamiento de los pozos productores.
- Dificultad en la simulación del comportamiento del proceso.
- Poca experiencia e información del método.

La fig. 4.3 muestra el esquema del proceso CAPRI.

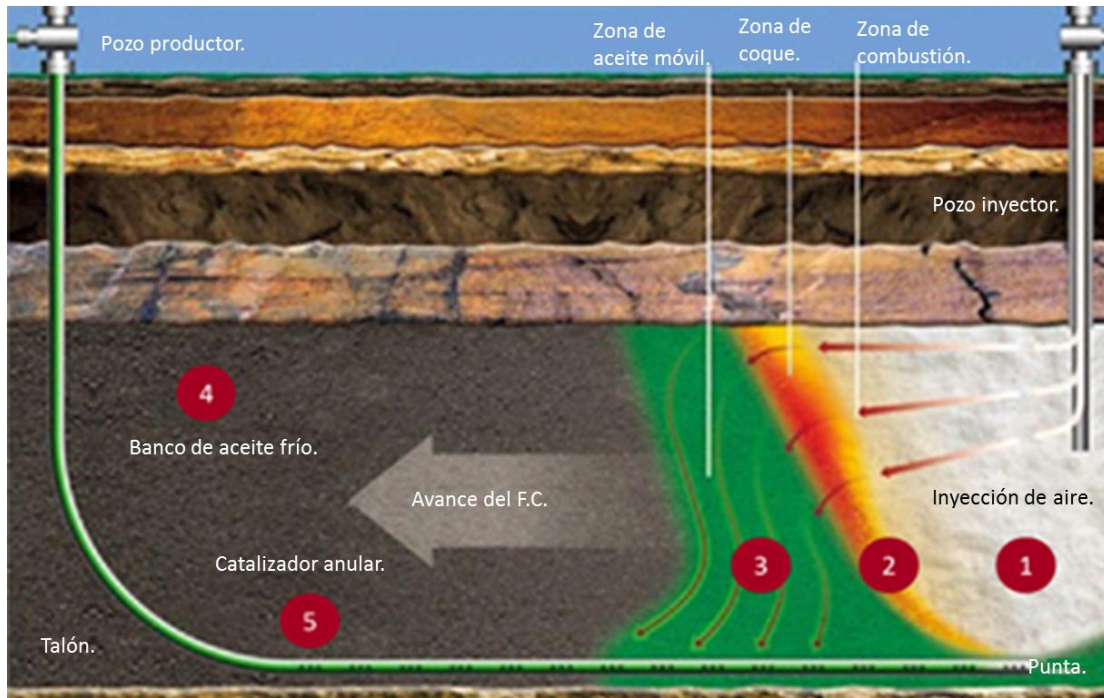


Fig. 4. 3. Diagrama del proceso CAPRI. (Petrobank, 2014).

Las zonas generadas por el FC en el proceso CAPRI se describen como sigue:

1. Zona de inyección, aquí es donde se inicia la inyección del aire a combustionar.
2. Frente de combustión, es dónde se presenta la reacción de combustión in situ.
3. Zona de aceite móvil, debido al FC el aceite in situ tiene mayor movilidad, el cual se ha desplazado y por gravedad escurre hacia el pozo productor.
4. Banco de aceite frío, el crudo original sin sufrir alguna alteración.
5. Catalizador anular, la única diferencia con el proceso THAI, es el catalizador en los empaques de arena alrededor del pozo productor, aquí se mejora el crudo original.

4.3. Variaciones del método CIS no aplicadas en campo.

Combustion Override Split-Production Horizontal Well (COSH, por sus siglas en inglés), este diseño fue propuesto por Ken Kisman, Edmund Lau y Bill Good por Alberta Oild Sands Technology and Research Authority (AOSTRA, por sus siglas en inglés) en el año de 1994. Este diseño tiene la intención de ser implementando en condiciones de yacimiento en que el crudo presente tenga cierta movilidad. La especificación de este diseño es referente a obtener comunicación entre pozos inyectoros y productores, es intencionado para yacimientos con aceites de alta viscosidad inclusive sin movilidad alguna, además de utilizar pozos venteadores con el único fin de procesar los gases expendidos por la reacción y efluente.

Las características más importantes de este diseño son:

- El control de varios frentes de combustión interceptando el mismo pozo productor lo cual representa una alta dificultad.
- Requiere pozos colectores específicos, lo cual representa un mayor costo en un proyecto.

En este diseño hay varios pozos inyectoros localizados por encima del pozo productor el cual está localizado en el fondo de la zona productora y por gravedad y disminución de viscosidad se espera producir hidrocarburos en el fondo donde se encuentra el pozo productor. Fig. 4.4.

La fig. 4.4 muestra el diseño del método COSH muestra de forma horizontal de este arreglo.

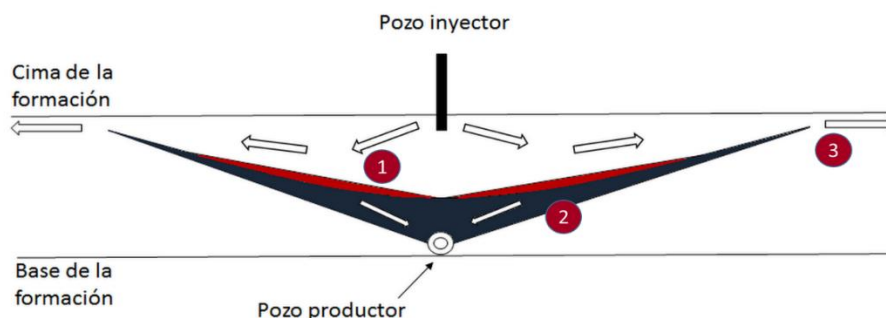


Fig. 4. 4. Diagrama del proceso COSH. (Turta, 2014).

Se describe el diseño COSH como sigue:

1. Frente de combustión.
2. Banco de aceite con mayor movilidad con movimiento hacia el pozos productor.
3. El aire inyectado, el afluyente y los gases de combustión se dirigen a hacia los pozos venteadores.

La fig. 4.5 muestra el arreglo COSH visto desde planta.

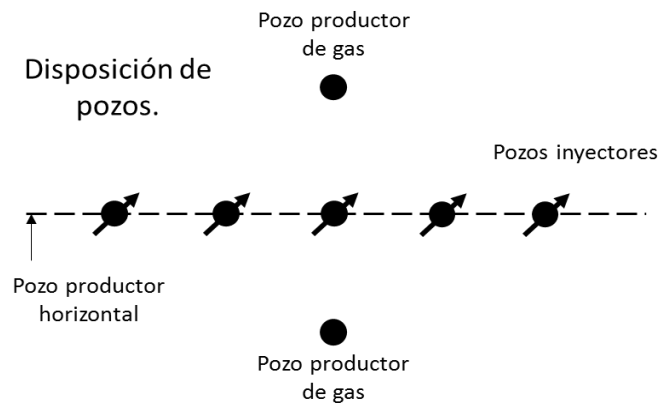


Fig. 4. 5 Diagrama del proceso COSH visto en planta. (Turta, 2014).

El estado actual de este diseño es que no se ha aplicado en campo aún.

Otro diseño es el Top-Down ISC Process (TDISC, por sus siglas en inglés) fue propuesto en el año de 1993 por David Redford en AOSTRA y posteriormente investigado por Roy Coates y John Ivory por Alberta Research Council (ARC, por sus siglas en inglés), fue inspirado en un arreglo periférico de empuje en línea recta o “Line Drive” implementando en el proyecto de CIS más grande Suplacu de Barcau. Hasta cierto punto este diseño es similar al diseño COSH, pero no posee pozos venteadores y sus mecanismos no se han definido aún.

Existen dos versiones del proceso Top Down ISC, la primera variación es intencionado a aplicarse donde exista cierta movilidad en los hidrocarburos presentes y la segunda variación es con el fin de aplicarse en arenas bituminosas, esta última variación de diseño asume que hay una previa comunicación artificial o alguna estimulación previa. Turta en 2014, menciona que la primera variación se ha estudiado a mayor detalle mediante simulación y que el segundo tipo mediante pruebas de laboratorio.

El estado actual del TDISC este diseño es que no se ha aplicado en campo actualmente además de no poseer información suficiente para su evaluación.

La fig. 4.6 muestra el diseño TD-ISC

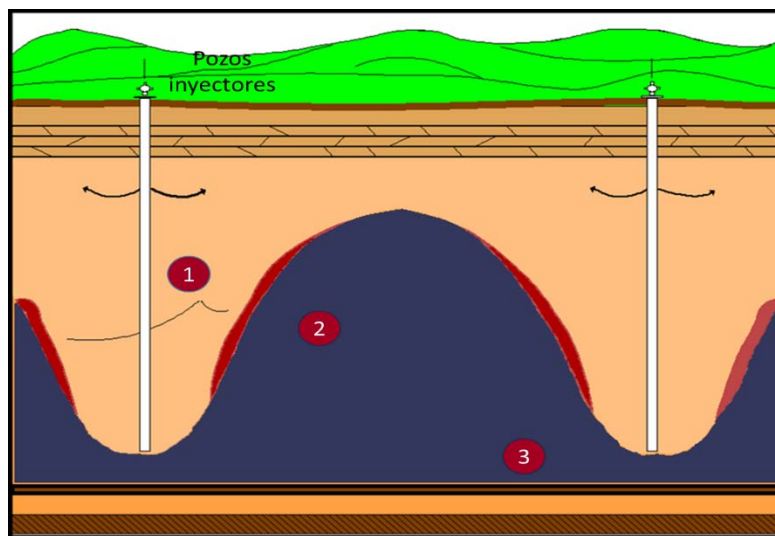


Fig. 4. 6. Diagrama del diseño TDIP. (Turta, 2014)

El diseño se puede describir de la siguiente manera:

1. Zona de inyección de aire y frente de combustión.
2. Banco de aceite desplazado por el frente de combustión.
3. Pozo horizontal común de producción en el fondo de la formación.

4.4. Manejo del método CIS en campo.

Debido a la posibilidad latente de riesgo por explosión en el método, se deben seguir ciertos procedimientos en campo, protocolos de seguridad así como pruebas previas y lineamientos para el uso de instalaciones y terminación de pozos, el control y monitoreo.

4.4.1. Medidas de seguridad generales.

En cuanto a la inyección de aire seguro, las siguientes precauciones generales siempre son aplicables:

- En ningún momento se permite la admisión de hidrocarburos en el pozo inyector o en las instalaciones de inyección.
- Todos los lubricantes utilizados en las instalaciones debe ser sintéticos o no de tipo hidrocarburo, ejemplo es el uso de grasa a base de Fyrquel. Las grasas a base de Fyrquel son fluidos ignífugos no acuosos sintéticos de tipo ésteres de fosfato, que tienen la característica de ser autoextinguibles.
- Herramientas, instalaciones y todo equipo debe estar libre y limpio de hidrocarburos.
- Todas las tuberías y sarta de inyección deben ser limpiadas para no contener hidrocarburos.
- Todo el personal involucrado en el proyecto debe ser notificados de la importancia de la prevención de la presencia de hidrocarburos en las instalaciones de inyección.

4.4.2. Control de arena

Para el método CIS hay diferencias en la terminación entre sus pozos inyectores y productores. Los pozos inyectores pueden ser terminados en agujero entubado y los pozos productores en agujero descubierto. Esta diferencia se debe a que no se prevé que el FC llegue a los pozos inyectores pero sí a los pozos productores.

Ambas instalaciones deben contener aditamentos los cuales restrinjan el paso y la producción de arena. Estos aditamentos son empaquetamientos de grava, de arena, liners ranurados, recubrimientos o empaques de alambre con arena o técnicas de consolidación de arena o arcilla en la zona productora.

Los empaquetamientos de grava deben cumplir la regla de Karpoff, donde se mide el radio del grano de arena de la formación y la grava no deben exceder de 5 a 10 veces el percentil 50 o la mediana del diámetro del grano de la formación.

Además del uso de empaques de grava se utilizan rejillas o coberturas de alambre, sin embargo no es recomendable que el pozo forme su propio empaque de arena ya que esto generará disturbio en la zona de producción, creando así un exceso de producción de elementos finos y llegar a un taponamiento.

Estas rejillas o coberturas en los pozos deben ser utilizadas en conjunción de empaques de grava para apoyo en la producción de arena. Debido al ambiente corrosivo y las altas temperaturas el alambre o cable debe ser de acero inoxidable de aleación Inconel 625 o Incoloy 825. Algunos laboratorios han mostrado mejor rendimiento en el Inconel 625 para corrosión y alta temperatura.

Inconel es una marca de Special Metals Corporation que se refiere a una familia de super-aleaciones austeníticas, de base níquel-cromo. Las aleaciones de inconel se utilizan normalmente en aplicaciones a altas temperaturas. A menudo se denominan en inglés como Inco. Los nombres comerciales comunes para Inconel incluyen: Inconel 625, Chronin 625, Altemp 625, Haynes 625, Nickelvax 625 y Nicrofer 6020.

Los pre empaques o rejas están diseñados para manejar las partículas finas de la arena sin la necesidad de empaques de grava, esto no es regla ya que el uso de estas coberturas deben ser utilizadas a la par de los empaquetamientos de grava.

Los pre-empaques pueden ser tapados debido a que:

- La formación contenga grandes cantidades de arcilla.
- En aceite pesados, se depositen asfáltenos y parafinas.
- Se formen emulsiones
- Se tenga depósito de carbonatos o sulfatos.

Estos dispositivos ofrecen las siguientes ventajas:

- Amplia superficie de filtrado.
- Compatibilidad con la mayoría de los fluidos producidos.
- Alta permeabilidad de entre 50 a 100 [D].
- Alta fuerza de compresibilidad de hasta $5,000 \left[\frac{lb}{in^2} \right] @ 150^\circ [F]$.
- Soportan temperaturas de hasta $500^\circ [F]$.

La terminación de un pozo en agujero descubierto con empaquetamiento de arena deberá proveer una mayor productividad que un empaque de grava dentro de una terminación entubada debido a las restricciones al flujo por los canales hechos por las pistolas. Para una terminación de agujero descubierto en arcillas o lutitas el empaque de arena y la cubierta o pre empaque deben estar hechos de cable o alambre para evitar una desestabilización a la migración de los elementos finos.

El empaquetamiento de arena consiste en un ensanchamiento del fondo de pozo de entre 6 a 12 [in] mayor al diámetro de la tubería de revestimiento seguido de una inyección de un lodo estabilizador con una alta concentración de grava, En la inyección o instalación de esta mezcla no debe estar presente fluido alguno de terminación.

El ensanchamiento del agujero debe ser lento y para prevenir derrumbes y se debe usar un registro de caliper o medición de diámetro para saber si se ha llegado al

objetivo, además antes de la inyección del agente viscoso, se debe hacer un lavado para estabilizar las arcillas.

La fig. 4.7 muestra el diagrama de un empaquetamiento de arena mostrando el cable de aleación Hastelloy C-276, esta es una aleación de níquel, molibdeno y cromo con adición de tungsteno diseñado para tener una alta resistencia a la corrosión, también muestra el empaque de arena y el agente viscoso o lodo pesado.

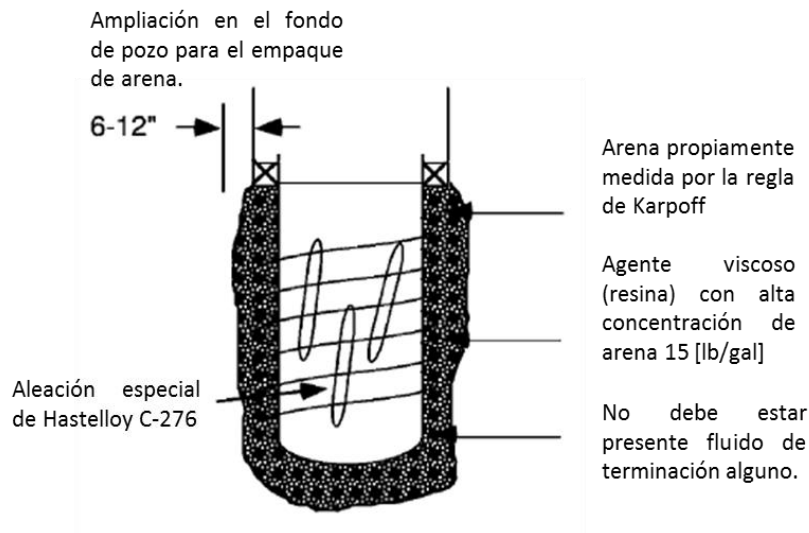


Fig. 4. 7. Empaquetamiento de grava típico de un pozo productor para CIS. (Sarathi, 1999).

Este lodo es un agente de unión y un catalizador, el cual es mezclado en superficie y bombeado detrás del liner en el agujero descubierto, este proceso está diseñado para ser instalado en un solo proceso de inyección.

4.4.3. Elección de tipo de terminación en el método CIS.

Se deben realizar algunas pruebas preliminares en laboratorio para determinar cuál será la técnica correcta de terminación. Se listan pruebas que deben ser hechas para determinar la terminación óptima:

- Prueba de sensibilidad de permeabilidad, porosidad y agua.
- Tipo y contenido de arcillas presentes.
- Distribución de granos, con el propósito de selección correcta de un liner ranurado o convencional.
- Efecto de la condensación de vapor, la permeabilidad antes y después de inyección.
- Estudio de la penetración de fluido (admisión), determinar la profundidad de penetración y el daño por el uso de lodo convencional, lodo con muy poca pérdida de agua, emulsión inversa, fluidos que contengan carbonato de calcio y resinas solubles en aceite.
- Degradación de arcillas o de arena fina en muestra de núcleos durante el flujo o inyección de vapor.
- Efectividad de los componentes estabilizadores de arcillas como Claylok, Claysta y SFD-3-furan en núcleos nativos.
- Compatibilidad con los componentes de arcilla en presencia de los fluidos de terminación.
- Diseño y corrida de un tubo de combustión, en las condiciones más severas de corrosión, oxidación y ambientes de alta temperatura.

Para alargar la vida del pozo productor hay instalaciones o técnicas que se pueden utilizar como: enfriamiento por circulación de agua en el pozo, inhibidores de oxidación y corrosión así como empaquetamientos especiales.

4.4.4. Procedimientos de perforación y terminación sugeridos para el método CIS.

Debido a las altas temperaturas y presiones generadas por el frente de combustión así como condiciones de corrosión propias de las reacciones químicas desencadenadas, las instalaciones o terminaciones para los pozos deben ser de Alta Presión y Alta Temperatura (APAT).

La definición de pozos de alta temperatura y presión es hecha por la organización Noruegan Petroleum Department (NPD, por sus siglas en inglés).

Los rangos comprendidos para esta definición, son profundidades mayores a 13,123 [ft], presión en cabeza mayor a 10,000 $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$ y temperaturas mayores a 300° [F]. Al menos 2 características son necesarias para ésta definición. (Pemex, 2009).

La fig. 4.8 muestra la relación de presión y temperatura para los rangos de alta presión y alta temperatura.

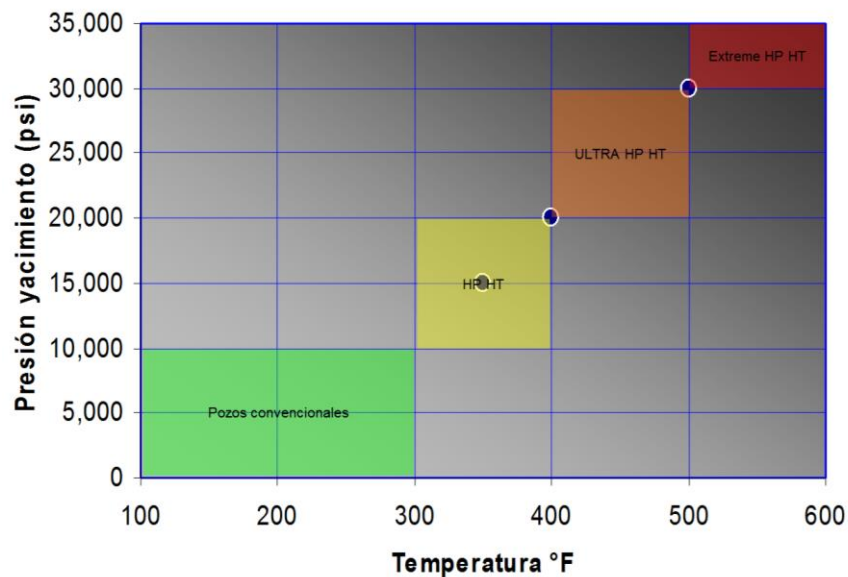


Fig. 4. 8. Rangos de temperatura y presión para pozos. (Pemex, 2009).

En la gráfica (fig. 4.8) se muestran cuatro áreas, en donde temperaturas menores a 300° [F] y menores a 10,000 $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$ son conocidos como pozos convencionales, una vez rebasados estos rangos hasta 400° [F] y 20,000 $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$ son nombrados de Alta Presión y Alta Temperatura (ATAP), al llegar a niveles superiores y anteriores a los 500° [F] y 30,000 $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$ son nombrados pozos de Ultra Alta Presión y Ultra Alta Temperatura (UAPAT), los caso extremos donde los niveles máximos son de 600°

[F] y $35,000 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$ son llamados Extrema Alta Presión y Extrema Alta Presión (EAPEAT).

A continuación se listan los procedimientos o prácticas sugeridas para la perforación y terminación de pozos inyectores y productores en el método CIS.

Para pozos de inyección de aire.

- Perforar con lodo de perforación con la menor pérdida de agua, utilizar las técnicas de perforación de la zona.
- Uso de 2 a 4 uniones de aleación especial Inconel o Incoloy en el fondo del pozo dependiendo del espesor de la formación, utilizar cemento con alto contenido de sílice.
- Uso de malla 20-40 para control de arena.
- Prueba de inyectabilidad y prueba de decremento de presión con 0.2% en solución de Nitrox (2 partes de Nitrato de Sodio y 1 parte de Hidróxido de Sodio). La prueba de inyección debe ser de al menos de 1 barril por minuto a presión inferior a la de fractura. El resultado de la prueba de decremento debe ser de al menos $500 \left[\frac{PSI}{min} \right]$.
- Si la prueba de inyectabilidad no es satisfactoria, se puede redisparar a la misma profundidad o limpiar con lodo ácido. Se debe repetir las pruebas anteriores hasta tener buenos resultados.
- El empacador se debe establecer en la carcasa de aleación Inconel a no menos de 25 pies de distancia a los disparos, uso de tubería de producción telescopiada equipada con un quemador, el quemador debe estar situado 5 [ft] por encima de los disparos.
- Las líneas y equipos superficiales deben ser purgados con 0.2% en solución de Nitrox.
- Al cerrar el pozo antes de alguna inyección de aire se debe observar la declinación de presión. Cuando el comportamiento de la caída de presión es 4 veces el tiempo de estabilización (4 x 30 minutos), indica que la inyectabilidad es adecuada con daño mínimo a la formación.

- Inyección previa de 2 a 3 $MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]$ de aire por 3 días.
- Después de la inyección previa de aire se instala el ensamble del quemador, línea de combustible al quemador y sistemas de inyección.
- Después de 3 días de inyección a gasto de 2 a 3 $MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]$ se debe reducir a 1 $MM \left[\frac{ft^3}{día} \right]$.
- Bajar el quemador de fondo de pozo hacia el ensamble y se ajusta la tasa de inyección de aire y de combustible de tal manera que después de la ignición del quemador, la temperatura del gas que entra en la formación sea de 800° [F].
- La inyección continuará en toda la vida del proyecto con diferentes tasas de inyección dependiendo del tamaño del FC y del proyecto.

La fig. 4.9 muestra el arreglo típico de un pozo inyector.

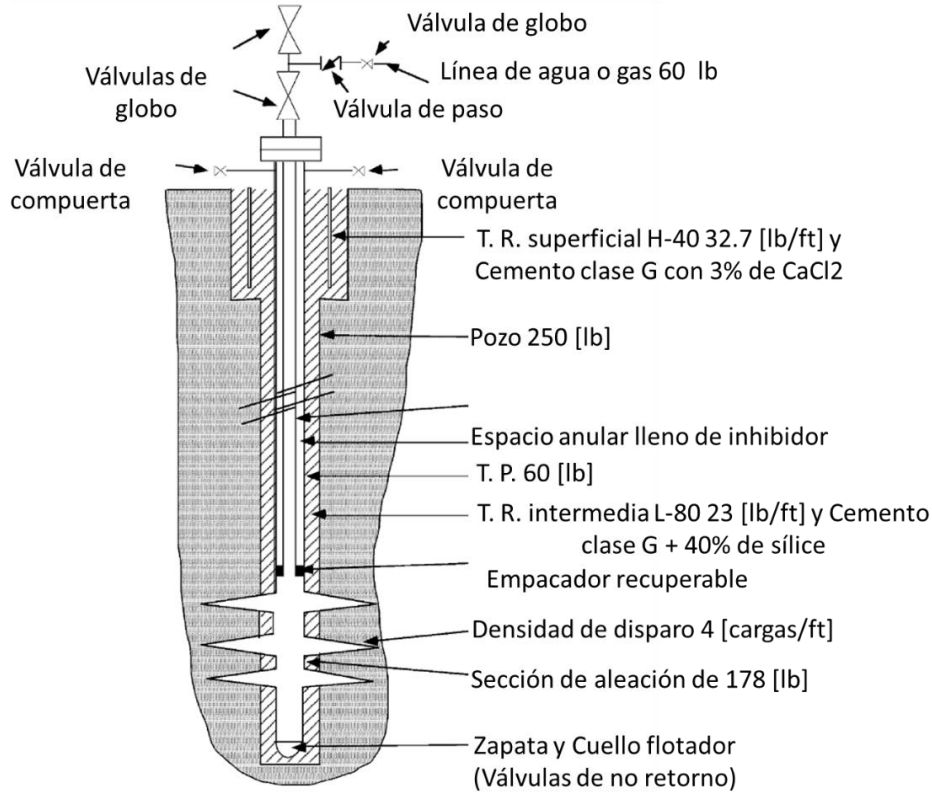


Fig. 4. 9. Arreglo típico de un pozo inyector para el método CIS. (Sarathi, 1999).

Se listan algunos procedimientos y prácticas para pozos de producción:

- La perforación a través de la zona productora debe ser hecha con los fluidos específicos para la formación y no desestabilizar las arcillas, agentes estabilizadores de arcillas deben ser incorporados si son necesarios.
- Si es necesario, inyectar estabilizadores de arcillas en todo el intervalo de producción.
- Se debe utilizar un pre empaque de grava esto en base a medida de grano o un empaque de consolidación de arena. (agente de unión o resina alrededor del pozo) o uso de un liner ranurado recubierto de una cubierta de alambre o cable Inconel para el control de producción de arena.
- Uso de unión telescópica por encima del empacador si se utiliza empacador. Se puede requerir enfriamiento de fondo de pozo durante la producción de los fluidos.
- Si se utiliza el empacador, debe estar al menos 20 [ft] por encima de la zona productora, ya sea pre-empaque de grava, o empaque de grava inyectado. Todos los materiales utilizados incluyendo el empacador deberán ser fabricados de material de aleación especial Inconel. Si no se utiliza el empacador, los coples inferiores de la tubería deben ser de aleación especial.
- Ya que es probable que el crudo a producir no cree una columna hasta la superficie, se recomienda el uso de bombas que ayuden en la producción. Bombas utilizadas comúnmente son Bombeo de cavidades progresivas (BCP) o Bombeo Electro Centrifugo (BEC).
- Todos los diseños deben ser enfocados para ambientes de alta temperatura y ambiente corrosivos. Las tuberías deben ser seleccionadas para temperaturas mayores a 300° [F].
- Problemas de bombeo son frecuentes debido a la relación de gas/aceite por lo que se recomienda el uso de anclas o trampas de gas.
- Para viscosidades mayores a 1000 cP, se recomienda una inyección cíclica de vapor (ICV) para mejorar el flujo de crudo.

- Algunos pozos producen por la tubería de revestimiento en forma de niebla o espuma debido a que son aceites fuertemente emulsificados y contienen partículas sólidas.
- Como medida de control, se debe considerar el cerrar pozos cuando el FC avance en sus inmediaciones para evitar descontrol.
- El buen sello de pozo evitará fugas de gas, como ejemplo en el proyecto Suplacu de Barcau hubo erupciones de gas y fluido por fuga, debido a ser un yacimiento somero.

La fig. 4.10 muestra el arreglo típico de un pozo productor, en este caso se presenta un pozo con un empaque de grava, liner ranurado y un recubrimiento de cable Inconel 625.

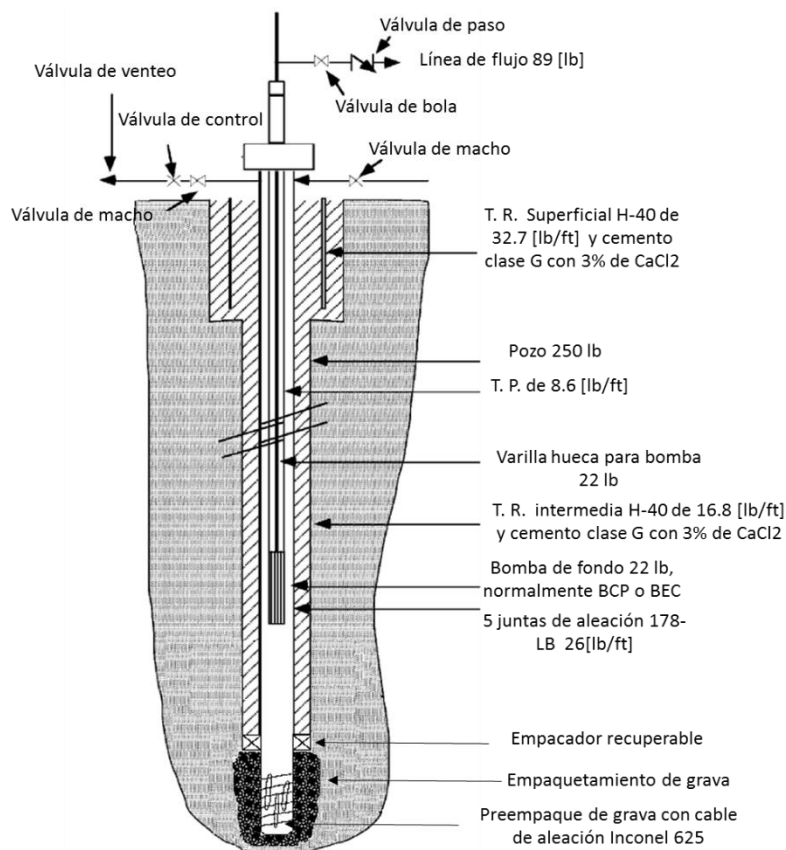


Fig. 4. 10. Arreglo típico de pozo productor para el método CIS. (Sarathi, 1999).

Temperaturas relativamente altas pueden acelerar el proceso de corrosión, fallas en el equipo subsuperficial o pérdida de pozos productores, Turta et al. en el 2007 menciona que al menos 10% de los pozos productores se perderán en este método.

Con el fin de alargar la vida de los pozos productores y controlar la temperatura en las instalaciones se hace circular agua a través del espacio anular, la estimación de agua a circular por espacio anular se muestra en la fig. 4.11

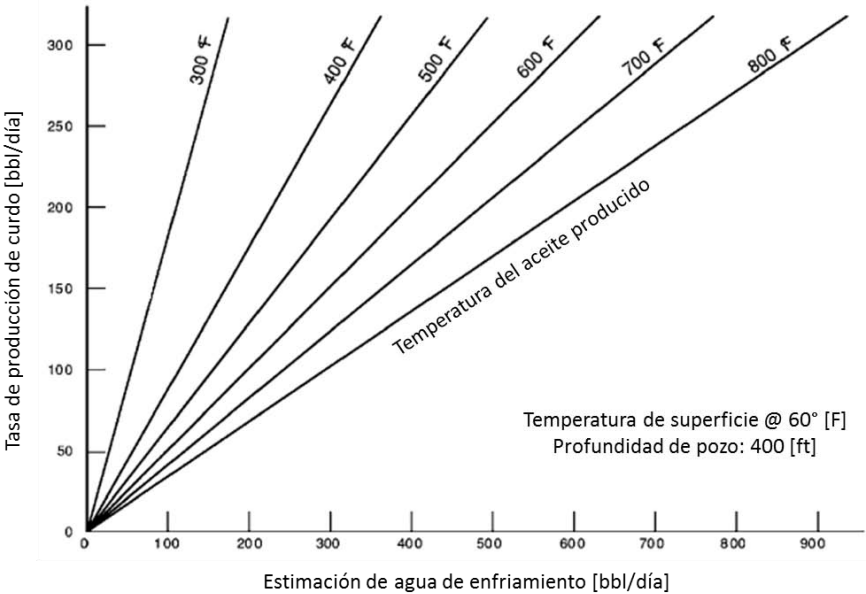


Fig. 4. 11. Requerimiento de agua de enfriamiento para un pozo productor con temperatura de fondo de 250° [F]. (Sarathi, 1999).

4.4.5. Monitoreo y manejo de residuos.

Las mediciones requeridas para el control y monitoreo del proceso son: medición de los fluidos inyectados y producidos, análisis de gases producidos, medición de temperatura de fondo así como temperatura en las líneas de flujo.

Sarathi en 1999 menciona que hay un seguimiento básico que consta de lo siguiente:

- Pruebas mensuales de los gases de combustión, volúmenes y composición. El volumen determina los cálculos de balance de materia y el contenido de gas determina la eficiencia de combustión y si el FC ha alcanzado el pozo productor.
- Los pozos de producción deben ser aforados cada 15 días.
- La temperatura de las líneas de flujo debe ser medida diariamente, esto indicará estimulación térmica o algún problema en el fondo de pozo.
- La medición de temperatura de fondo es utilizada para mediar el tamaño de la zona quemada y la localización del FC.

El agua producida por el método de CIS es parecida al agua congénita producida por producción de mecanismos primarios pero con la excepción de que contiene ácido sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2).

Para el manejo de estos residuos se recomienda mezclar el agua producida con grandes cantidades de agua congénita e inyectar en un pozo letrina.

El uso de un depurador puede ser limitado ya que el producto o reacción con dichos gases como el trióxido de azufre (SO_3) o dióxido de azufre (SO_2) son elementos igualmente tóxicos y corrosivos los cuales también necesitan un manejo especial. La eficiencia del depurador es del 90 a 95% de remoción de gases.

Gases tóxicos son emitidos debido a la combustión y reacciones propias del método, los posibles gases a producir son gases de combustión, monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S), dióxido de azufre (SO_2) y óxido de nitrógeno (NO).

La manera más común para el manejo de residuos de gas es el uso de un quemador, los sistemas más baratos y más simples son los siguientes:

- Una tubería que ventee directamente a la atmosfera el gas producido.
- Una tubería que libere el gas a un tanque venteado y forme una niebla.
- Una tubería equipada con un quemador.

4.4.6. Seguridad en compresores.

Al elegir un compresor se debe tener en mente que para maximizar la operación, este debe estar operando las 24 horas del día, los 7 días de la semana.

El compresor de más común uso es el compresor recíprocante ya que este asegura un mantenimiento de presión constante y presenta menos problemas de operación.

Los compresores por básicos que estos sean, poseen un sistema de monitoreo y control. Estos sensores miden la temperatura, vibración y presión en el compresor así como en las líneas de succión y descarga, debido a la posibilidad latente de una explosión, la seguridad y el funcionamiento fiable del compresor es crítico para el éxito del proyecto de combustión, por consiguiente el uso de un sistema de advertencia y apagado automático es muy importante.

La automatización de un interruptor de autoapagado se usa con el fin de tener una instalación libre de mantenimiento, esto sin dejar a un lado una revisión periódica de los compresores, líneas, etc.

Un proyecto de CIS puede fracasar rotundamente debido a la explosión de las instalaciones de compresión o una costosa reparación de unidades de compresión o líneas de distribución por esto es muy necesario un sistema de autoapagado, advertencia y monitoreo.

La explosión en compresores y líneas de distribución es atribuida al uso de aceites lubricantes o lubricantes de origen mineral. Como seguridad pasiva el uso de lubricantes de origen sintéticos o que no afectan los elastómeros de los pistones son necesarios, el uso de estas grasas sintéticas son para proveer un rango más amplio de temperatura a las cuales estará estable el funcionamiento del compresor.

Un lubricante ampliamente usado para proyectos CIS por la estabilidad a altas temperaturas es Anderol 500 el cual puede trabajar hasta a 410° [F]

Los equipos auxiliares a los compresores son:

- Filtros de aire a la entrada del compresor.
- Sistema de lubricación del compresor, se menciona que todos los lubricantes deben ser ignífugos y autoextinguibles.
- Sistema de enfriamiento entre etapas de compresión.
- Depuradores entre etapas de compresión.
- Secadores de aire.
- Supresores de ruido y vibración.

Es esencial proveer al compresor de aire limpio y frío para garantizar un buen funcionamiento. La toma de aire debe estar localizada lejos de fuentes de emisión, para asegurar que no contenga polvo o gases de combustión, en el caso de que se utilicen motores diésel. Las temperaturas de auto ignición caen debido a la presencia de partículas sólidas en el aire, por consiguiente es muy importante proveer aire limpio a las instalaciones.

Las líneas de distribución es uno de los elementos más importantes de un proyecto de CIS, por esto se utilizan tuberías recubiertas por dentro para evitar corrosión. Para las líneas de distribución es muy importante evitar cualquier pérdida de presión ya que cualquier pérdida entre el compresor y el pozo inyector no es recuperable.

Se sugieren las siguientes medidas para el buen diseño de una línea de distribución:

- Las líneas de distribución deben ser diseñadas para que trabajen a una presión de trabajo preferentemente en un 25% mayor que la máxima presión esperada en la cabeza del pozo.
- El largo de las líneas entre el compresor y el cabezal debe ser tal que la caída de presión no exceda $5 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$ por cada 100 [ft]. Las caídas de presión deben ser determinadas basadas en el máximo gasto de inyección a través de una sola línea de inyección.
- Las líneas de distribución hacia los pozos deben de poseer válvulas de control y medidores de flujo para cada pozo.

- Un flujo de aire positivo se debe de mantener en todo momento desde el compresor hasta la formación para lograr un alto nivel de seguridad.

Sarathi en 1999 menciona un proyecto CIS en el cual se presentó un problema de explosión y se tomaron medidas correctivas, el proyecto se realizó en Bellevue Nacatoch, Shreveport, Louisiana. El análisis del evento indicó que la explosión fue debido a la autoignición del lubricante utilizado.

Se listan medidas preventivas para mitigar una situación de explosión.

- Un lavado periódico de las líneas de distribución con una solución en un 5% por peso de Nitrox (2 partes de Nitrato de Sodio y 1 parte de Hidróxido de Sodio), con controles frecuentes en los posibles puntos de acumulación de lubricante entre lavados.
- Revisión cuidadosa durante las rutinas de mantenimiento por formación de residuos de carbón en válvulas de descarga y cilindros de los compresores.
- Calibrar los auto-apagadores a temperaturas menores de 300° [F] y presiones de descarga a niveles mínimos.
- No usar lubricantes de origen mineral en los compresores.

§

Conclusiones.

A lo largo de la lectura e investigación del tema, inicie en un pensamiento en que el método tiene una muy alta eficiencia de recuperación y al avanzar en esto, observé que el método ha sido ampliamente investigado y desarrollado a lo largo de cerca de 100 años a la fecha, y que está sujeto a muchas limitantes y variables que en muchas maneras no pueden ser controladas, como el arreglo poral o la temperatura inicial del yacimiento, variables que por simples que sean pueden llevar al fracaso de un proyecto completo, como ejemplo, no poder formar y controlar un frente de combustión estable u homogéneo.

En el método CIS se estiman rangos de recuperación de entre 30 a 60% adicional de crudo. Para observar esto, comparé los cálculos hechos aquí de la metodología de cálculo del método propuesto en un campo ficticio, con características dentro de los rangos de aplicabilidad.

Para esto se mostraron las características de 12 yacimientos documentados en donde se implementó la combustión in Situ, su comparación por sí misma no nos da parámetros de operación, pero la literatura menciona que se experimentó en el desarrollo de una metodología de implementación, algunos casos se pueden citar como por ejemplo: el uso de patrones o pozos múltiples de inyección como en Government Wells, Texas, uso de solo un pozo inyector en Miga, Venezuela, Combustión húmeda en Bellevue, Louisiana, etc.

Observé por otro lado el método ha tenido grandes aciertos y eficiencias de recuperación tan favorables que pareciera que es un método altamente prometedor, tanto así, que la literatura menciona que el método CIS junto con tecnología avanzada de pozos horizontales en el caso concreto del proceso THAI, promete un recuperación de hasta el 70% por esto han desarrollado variaciones hace no más de 15 años que han probado hasta cierto punto éxito. El alto éxito en algunos pilotos fue debido sobre todo a las características in situ de la formación, su arreglo, homogeneidad, etc.

Con esto quiero llegar a que el desarrollo de esta tecnología es un método científico, progresivo y evolutivo el cual necesita de mucha investigación sin olvidar una fuerte inversión.

Estos cálculos reportan obtener el 45% del crudo posible dentro del patrón, concretamente de 235,649 [bbl] de 523,605. Esto es sobresaliente ya que como se expuso en el capitulado, el porcentaje de recuperación por mecanismos primarios es inferior al 30% de recuperación total.

La formación estudiada produjo solo el 9% del crudo recuperable dando una recuperación adicional de 36% después de la aplicación del método.

Continuando con la comparación, la relación de aire inyectado/aceite producido (RAA) fue de $3,844 \left[\frac{ft^3}{bbl} \right] @ 576 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$, una relación alta en comparación al proyecto más estudiado que es el caso de Suplacu de Barcau de alrededor de $990 \left[\frac{ft^3}{bbl} \right] @ 200 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$, recordando que este proyecto lleva 50 años activo hasta la fecha. La producción media del proyecto fue de $405.6 \left[\frac{bbl}{día} \right]$, una producción buena si se compara de nuevo con el proyecto de Rumania de $78.6 \left[\frac{bbl}{día} \right]$.

Puntos favorables de la combustión in Situ es que es preferible a utilizar que una inyección de vapor cuando ambos procesos son candidatos a implementarse en condiciones superiores a $2500 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$ y a profundidades mayores a $3000 [ft]$. Es el único proceso de recuperación mejorada que es potencialmente útil a grandes profundidades, yacimientos de alta presión, así como formaciones delgadas y formaciones completamente depresionadas o con baja presión y solo este método puede mejorar de manera sustancial el crudo producido, de un crudo pesado a ser un crudo medio.

La aplicación así como su manejo no son altamente complejos según la literatura, ya que se comenta, que el control de este método es mediante el monitoreo de gráficas térmicas de los pozos y la cantidad de aire a inyectar.

Los cálculos previos para una aplicación, no representaron gran complejidad gracias a herramientas previas que se han desarrollado con el fin de dar más impulso a este método.

Creo que la parte más difícil o compleja de este seguimiento, es la obtención de núcleos de la formación candidata, ya que esto representa una inversión importante y hasta cierto punto forzoso para garantizar cálculos confiables y por consiguiente un buen diseño de proyecto.

Como comentarios puntuales u observaciones: se hace notar que el frente de combustión por sí solo en algunos casos con aceite muy pesados o con flujo de arena, no genera la fuerza necesaria para generar una columna hidrostática para producir el crudo con movilidad aumentada o desplazado hasta los pozos productores, por tal motivo se recomienda el uso de tecnologías como los Sistemas Artificiales de Producción (SAP), ejemplo el sistema de Bombeo Electrocentrífugo (BEC) o el de Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) para ayudar el frente y poder producir el crudo del fondo de pozo a superficie.

El tipo de compresor utilizado para las necesidades de inyección se recomienda que sea un compresor reciprocante por presentar menos problemas técnicos y proveer una mejor compresión.

Las medidas de seguridad siempre serán la mejor prevención, por consiguiente los comentarios a estas son: mantener todas las líneas de inyección libres de hidrocarburos, uso de lubricantes sintéticos y en el caso de contaminación por sonoridad, uso de supresores de ruido cerca de zonas urbanas.

Viendo el método desde el punto económico no se puede dar como tal un comentario concluyente de una viabilidad económica, hasta que no se comparen los costos de operación e inversión, como las relaciones de aire inyectado contra aceite producido, costo de compresión o costo de manejo de agua congénita en un contexto económico de precios actuales o clima económico, siguiendo, este método tiene un punto sobre saliente entre otros métodos de recuperación adicional, ya que el fluido a inyectar es hasta cierto punto es “gratis” y poderse tomar directamente de

la atmósfera. Este aire debe pasar por un proceso de secado y filtrado antes de su inyección.

Concluyo que solo investigando e indagando en los yacimientos de nuestro gran país el cual tiene un porcentaje importante de arenas (46% del total), este método puede ser una buena alternativa para parte de su explotación.

En México podemos encontrar formaciones correctas y adecuadas para una implementación exitosa, ayudándonos de esta información tal vez limitada, pero como otras tesis de temas similares están intencionadas a avanzar en esta investigación para poder implementar nuevas tecnologías en nuestro país y así contribuir un poco al desarrollo de México.

Como un aporte adicional se propone utilizar la tabla 3.11 (pag.123) como un formato de reporte de información de parámetros, el cual debe tener todo el equipo involucrado en el proyecto.

Bibliografía.

1. Alikhlalov K., Dindoruk B., Shell International E&P Inc., Conversion of cycles steam to i steam injection, SPE 146612, 2011.
2. Alvarado & Manrique, Enhanced Oil Recovery, 2010.
3. Alvarado Douglas A. y Carlos Banzer S, Recuperación Térmica de Petróleo, 2002.
4. Alvarado Vladimir, Manrique Eduardo, Enhanced oil recovery, Field planning and development strategies, 2010.
5. Arteaga MC., Aguilar, Altamirano, Prueba piloto de inyección cíclica de vapor, Campo Samaria Neógeno – Primera etapa, PEP, Marzo 2011.
6. Audibert-Hayet, A. Enhanced Oil Recovery, IFP, Reservoir and Engineering Paris, 2002
7. Biennial survey, Oil and Gas Journal, 2010.
8. Boberg Thomas C., Thermal Methods of Oil Recovery, an ExxonMobil, 2000.
9. Boddy W., Donnelly J., Greaves M., First Field Pilot of the THAI Process, PETSOC-2005-142.
10. Carcoana, Aurel, Applied Enhanced Oil Recovery, Prentice Hall, 1992.
11. Comisión Nacional de Hidrocarburos, El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR, 2012.
12. Couch Earl J. y Rodriguez Harold V., Effects on Porosity and Permeability on in Situ Combustion fuel Consumption, SPE 2873, 1970.
13. Craig F.F., The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, SPE, 1971.
14. Departamento de energía de Estados Unidos, Enhanced Oil Recovery, 2013.
15. Douglas & Banzer, Recuperación Técnica de petróleo, 2002
16. Engineering Data Book 8th Ed. Natural Gas Processors Supplies Association, Tulsa, Ok, 1966.
17. Gates Charles F. y Ramey Henry J., A Method of Engineering in Situ Combustion Oil recovery Projects, SPE 7149, 1980.
18. Grant Bruce F. y Szasz Stefan, Development of an Underground Heat Wave for Oil Recovery, SPE 348-G, 1954.
19. Green D.W. and Willhite, G.P. Enhanced oil recovery, 1998.
20. Hallam R. J., Operational Techniques to Improve the Performance of in Situ Combustion in Heavy-oil and Oil-sand Reservoirs, SPE 21773, 1991.
21. Klins Mark A., Carbon dioxide flooding, Basic mechanisms and projects design, 1982.
22. Lake Larry W., Enhanced Oil Recovery, 1989.
23. Latil Marcel, Charles Bordon, Jacques Burger, Pierre Sourieau, Enhanced Oil Recovery, 1980.
24. Manrique Eduardo, Current Status and Opportunities, SPE-130113-MS, 2010.

25. Manrique Eduardo, Gurfinkel Mariano y Muci Viviana, Enhanced Oil Recovery Field Experiences in Carbonates Reservoirs in the United States, 2004.
26. Meza E, Clases de Temas selectos de ingeniería petrolera, 2012.
27. Orkiszewski J, Petroleum Recovery by in Situ Combustion, U. S. Patent 3, 400,688 September, 10th, 1968.
28. Panait-Patica A., D. Serban y N. Ilie, Petrom, S.A., Suplacu de Barcau Field: A case History of Successful in Situ Combustion Exploitation, 2006.
29. Pemex, 2008, 2009.
30. Penberthy W. L. y Ramey H. J., Design and Operation of Laboratory Combustion Tubes, SPE 1290-PA, 1965.
31. Ralph E., Long and Mark F. Nuar, A Study of Getty Oil Co.'s Successful In Situ Combustion Project in the Bellevue Field. SPE/DOE 10708, 1982.
32. Salager Jean – Louis, "Emulsiones: propiedades y formulación", Mérida – Venezuela, 1993.
33. Sarathi Partha S. In Situ Combustion Handbook Principles and Practices, National Petroleum Technology Office U. S. Department of Energy, Tulsa, Oklahoma, 1999.
34. Schoeppel Roger J. y Ersoy Demir, Prediction of Spontaneous Ignition in Situ combustion, SPE 2383-MS, 1968.
35. Sheng James J., Modern Chemical Enhanced Oil Recovery, 2011.
36. Silva López Pedro Dr., Diseño e implementación de procesos de recuperación adicional en PEP, 2010.
37. Sinnokrot Ali A., Ramey H. J. y Marsden S. S., Effect of Temperatura leven upon Capillary Pressure Curves, SPE 2517, 1971.
38. Smith, C. H. R. Mechanism of Secondary Oil Recovery, Malabar, FL: Robert E. Krieger, 1985.
39. Stalkup Fred I., Miscible displacement, 1983
40. Thomas Sara, Enhanced Oil Recovery: An Overview, Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP, 2008.
41. Turta Alex, Chattipadhyay S. K., Bhattacharya, Condrachi Alexandru y Hanson Wayne, Current Status of Commercial in Situ Combustion Projects Worldwide, PETSOC-07-11-GE, 2007.
42. Turta Alex, Results of Continuos Bottom Coring of K3, K2, K1 well drilled in Pattern Area of the in Situ Combustion. Suplacu de Barcau oil field, technical paper, (Cimpina, Ro: ICPPG, 1972, 1974).
43. White Philip D., In Situ Combustion Appraisal and Status, SPE 14835, 1985.
44. World Petroleum Council Report, 2007.

Mesografía.

1. Aleaciones Inconel, http://www.source1alloys.com/alloys/Inconel_625.html, 2015.
2. Anderol 500, http://www.anderol.com/Markets_and_Applications/Industrial/Compressors_&_Vacuum_Pumps/ANDEROL_500, 2015.
3. Turta Alex, <http://insitucombustion.ca/>, 2014.

Abreviaturas.

APAT= Alta Presión Alta Temperatura

CIS = Combustión in Situ.

CISC= Combustión in Situ Convencional.

CISH = Combustión in Situ Húmeda.

CISS = Combustión in Situ Seca.

CISR = Combustion in Situ en Reverso.

EAPEAT = Extrema Alta Presión Extrema Alta Temperatura.

Fr = Factor de recuperación.

FC = Fuerzas capilares.

FCA = Fuerza de compresión adiabática.

FIF = Fuerza interfacial.

FTC = Fuerza total de compresión.

FV = Fuerzas viscosas.

H/C = Relación hidrógeno/carbono

ICV = Inyección cíclica de vapor.

MMP = Presión mínima de miscibilidad.

RAA = Relación aire/aceite.

RGA = Relación gas/aceite.

RM = Recuperación mejorada.

SG = Segregación gravitacional.

UAPUAT = Ultra Alta Presión Ultra Alta Temperatura.

