

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA FACTIBILIDAD DE APLICAR PROYECTOS PILOTOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Sebastián D, Celis A
Para optar por el Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA FACTIBILIDAD DE APLICAR PROYECTOS PILOTOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Tutor Académico: Profa. Adriana Zambrano

Tutor Industrial: Ing. Yoilin Osuna

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Sebastián D, Celis A
Para optar por el Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2014



Universidad Central de Venezuela
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería de Petróleo
Caracas



Caracas, 07 de Noviembre de 2014

FACULTAD DE INGENIERIA ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: **"METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA FACTIBILIDAD DE APLICAR PROYECTOS PILOTOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO"**, presentado por el Br. SEBASTIÁN DAVID CELIS ALAS, titular de la Cédula de Identidad No. 18.359.412. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los siete (7) días del mes de noviembre del año dos mil catorce.

Prof. Carlos Gil
Jurado

Prof. Sandro Gasbarri
Jurado

Prof. René Rojas
Jurado

Caracas, Noviembre de 2014

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Sebastián David Celis Alas, titulado:

**“METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA FACTIBILIDAD DE APLICAR
PROYECTOS PILOTOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA EN LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran **APROBADO**.

Prof. Carlos Gil

Jurado

Prof. Sandro Gasbarri

Jurado

Prof. René Rojas

Jurado

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo especial de grado principalmente a mis padres y hermano, que siempre me han apoyado en todos mis retos y aconsejado en los momentos que lo necesitaba.

También quiero mencionar a mi novia Dubraska, que ha sido verdaderamente una persona dispuesta a ayudarme y que día a día me anima a superar mis metas propuestas.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por haber permitido realizar este trabajo especial de grado.

Agradezco a la Universidad Central de Venezuela y a todos los profesores que me dictaron clases, en especial a los de la Escuela de Petróleo ya que compartimos más tiempo juntos y son realmente muy buenos.

Agradezco a todos mis compañeros de clases, por haber juntos logrado cumplir nuestros objetivos. En especial quiero nombrar a Omar, Ana, Saccha, Jorge y Eduardo los cuales fueron mis compañeros de equipo de trabajo y estudio durante la carrera.

Agradezco a mis tutores Adriana Zambrano y Yoilin Osuna por haberme ayudado y aconsejado en la realización de mi trabajo especial de grado, así como a Gabriel Díaz y Wanda Colmenares por también haberme brindado todo su apoyo en mi estadía en el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

Agradezco a mis padres y a mi novia Dubraska por el apoyo incondicional y sus buenos consejos que me ayudaron a cumplir mis objetivos.

Celis A. Sebastián D.

**METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA FACTIBILIDAD DE
APLICAR PROYECTOS PILOTOS DE RECUPERACIÓN
TÉRMICA EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

**Tutor Académico: Profa. Adriana Zambrano. Tutor Industrial: Ing.
Yoilin Osuna. Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad
de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2014, n° pág. 174.**

Palabras Claves: Recuperación Térmica, Faja Petrolífera del Orinoco, Evaluación Comparativa, Proyectos Pilotos, Herramienta Computacional, Libreoffice Calc

Resumen: Con el objetivo de desarrollar una metodología para evaluar la factibilidad de aplicar proyectos pilotos de recuperación térmica en la Faja Petrolífera del Orinoco, en el presente Trabajo Especial de Grado, se propuso una metodología que consta de cuatro etapas descritas a continuación: La primera es una evaluación de aplicabilidad para verificar si es realmente factible la ejecución del método térmico propuesto, mediante el análisis de criterios de selección que consideran los rangos de aplicación según propiedades de la roca y fluido del yacimiento. La segunda etapa consiste en el análisis de evaluación comparativa o “benchmarking”, con el fin de definir estadísticamente cuales son los rangos de valores de las propiedades del yacimiento y fluido en los cuales se han aplicado procesos térmicos exitosamente. La tercera etapa trata de la creación de una base de datos de proyectos térmicos aplicados a yacimientos con petróleo pesado o extra-pesado, para realizar un estudio de analogía de proyectos que permita identificar qué proyecto térmico a nivel mundial es el más similar al propuesto, con el fin de conocer las mejores prácticas asociadas a la aplicación de la tecnología, las lecciones aprendidas y los problemas relacionados. La cuarta y última etapa trata sobre una propuesta para evaluar el grado de definición del proyecto, utilizando una lista propuesta de elementos necesarios para el diseño de cualquier prueba piloto.

Para hacer la evaluación de manera fácil y rápida, se creó una herramienta computacional utilizando Libreoffice Calc que incluyera cada uno de los métodos de evaluación descritos anteriormente. Esta herramienta fue probada evaluando el proyecto de Inyección Continua de Vapor de la empresa mixta Petrolera SINOVENSA que opera en el bloque Carabobo en la Faja Petrolífera del Orinoco. Arrojando resultados satisfactorios en cuanto a la aplicación del método en la arena 0-12 del Yacimiento OFIM CNX-3. Sin embargo el proyecto aún no está bien definido, apenas obtuvo un 43,75 % de definición, esto se deriva ya que la empresa aún está en fase de visualización y conceptualización del proyecto piloto.

ÍNDICE

DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTOS.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIV
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I.....	3
1. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA	3
1.1 Planteamiento del Problema.....	3
1.2 Objetivos de la investigación	4
1.2.1 Objetivo General	4
1.2.2 Objetivos Específicos	4
1.3 Justificación.....	5
1.4 Alcance.....	6
1.5 Limitaciones.....	6
CAPÍTULO II	7
2. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 Descripción de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).....	7
2.2 Propiedades del Yacimiento y Fluido	11
2.2.1 Porosidad	11
2.2.2 Saturación de Fluido.....	12
2.2.3 Permeabilidad	13
2.2.4 Conteo de Arena	14

2.2.5	Viscosidad	15
2.2.6	Gravedad API.....	17
2.3	Procesos de Recuperación Térmica	18
2.4	Importancia de la Recuperación Térmica	19
2.5	Consideraciones Generales	23
2.5.1	Presión	23
2.5.2	Profundidad	24
2.5.3.	Petróleo In Situ.....	25
2.5.4.	Porosidad	25
2.5.5.	Saturación de Agua	25
2.5.6.	Segregación	26
2.5.7.	Heterogeneidad del Yacimiento	26
2.5.8.	Espesor de Arena.....	27
2.6	Terminación de Pozos Térmicos y Operación	28
2.6.1.	Recuperación por Combustión In-Situ (CIS)	30
2.6.2.	Recuperación por Inyección Continua de Vapor (ICV)	33
2.6.3.	Recuperación por Inyección Alterna de Vapor (IAV)	42
2.7	Métodos de Levantamiento Artificial para Procesos Térmicos	43
2.7.1.	Bomba de Cavidad Progresiva Metálica (PCP Vulcain):.....	43
2.7.2.	Bomba Electro Sumergible para Alta Temperatura (REDA HOTLINE 550 o SA3).....	44
2.8	Algunos Equipos de Terminación Utilizados en Operaciones Térmicas	46
2.8.1.	Tubería con Aislamiento Térmico de Alto Vacío	46
2.8.2.	Empacadura para Altas Temperaturas.....	48

2.9	Clasificación de los procesos de Recuperación Térmica	50
2.9.1	Inyección Alterna de Vapor (IAV).....	50
2.9.2	Inyección Continua de Vapor (ICV)	58
2.9.3	Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD)	62
2.9.4	Combustión In-Situ (CIS)	65
2.9.4.1	Combustión Progresiva Seca.....	68
2.9.4.2	Combustión Húmeda.....	73
2.9.4.3	Combustión Inversa.....	75
2.10	Pruebas Piloto	78
2.10.1	Objetivos de las Pruebas Piloto	78
2.10.2	Consideraciones para el Diseño	79
2.10.3	Ubicación de la Prueba Piloto.....	80
2.10.4	Tasas de los pozos inyectores y productores	82
2.10.5	Recolección de Datos.....	83
2.11	Algunos Conceptos Claves para el Desarrollo de la Metodología.....	85
2.11.1	Criterio de Ventana de Aplicación.....	85
2.11.2	Analogías	89
2.11.3	Evaluación Comparativa.....	90
CAPÍTULO III		95
3.	MARCO METODOLÓGICO	95
3.1	Tipo de Investigación.....	95
3.2	Diseño de la Investigación	95
3.3	Técnica de Recolección de Datos	96
3.4	Procedimiento Metodológico	96

3.4.1	Creación del Criterio de Ventana de Aplicación.....	97
3.4.2	Creación de la base de datos de proyectos térmicos exitosos	97
3.4.3	Creación del modelo de Evaluación Comparativa	97
3.4.4	Creación del modelo de Analogías de Proyectos	98
3.4.5	Creación de una tabla de información requerida en proyectos pilotos térmicos, para medir el grado de definición.....	98
3.4.6	Creación de la herramienta computacional	99
CAPÍTULO IV		100
4.	RESULTADOS	100
4.1.	Criterio de Ventana de Aplicación.....	100
4.2.	Creación de la Base de Datos de Proyectos de Recuperación Térmica Exitosos	113
4.3.	Creación del modelo de Evaluación Comparativa o “Benchmarking”. ..	114
4.3.1	Evaluación Comparativa para SAGD.....	114
4.3.2	Evaluación Comparativa para Inyección Alternativa de Vapor	122
4.3.3	Evaluación Comparativa para Inyección Continua de Vapor	123
4.3.4	Evaluación Comparativa para Combustión In-Situ.....	125
4.4.	Creación del Modelo de Criterio de Analogía	127
4.5.	Creación de Tabla de Información Requerida para Proyectos Pilotos de Recuperación Térmica	132
4.6.	Creación de la Herramienta Computacional	135
CONCLUSIONES		149
RECOMENDACIONES		152
BIBLIOGRAFÍA		154

ANEXO A	159
ANEXO B.....	167

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Columna Estratigráfica de la FPO.....	8
Figura 2: División de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	9
Figura 3: Correlación Gráfica de Relación Viscosidad-Temperatura.....	16
Figura 4: Petróleo Pesado y Extra-Pesado Original en Sitio ,1986	20
Figura 5: Producción Caliente de Petróleo por País, 1986	20
Figura 6: Perfil de Producción en E.E.U.U.....	21
Figura 7: Incorporación de Reservas Secundarias en la FPO.	22
Figura 8: Calor Sensible, Calor del Vapor, Calor Total.....	23
Figura 9: Incremento en el uso de Revestidores L-80	29
Figura 10: Disminución de la tasa de fallas por total de pozos térmicos activos	29
Figura 11: Muestra una manga de aluminio y tubería de producción que duro apenas 4 meses en servicio en las operaciones en South Belridge	32
Figura 12: Esfuerzo cedente del revestidor vs Temperatura.....	37
Figura 13: Limite Elástico vs Temperatura.....	37
Figura 14: Comparación de la Resistencia a la Alta Temperatura entre el Cemento Convencional y el FlexStone	40
Figura 15: Terminación de un pozo horizontal térmico.....	41
Figura 16: Respuestas típicas de un proceso de Inyección Alterna de Vapor en el tiempo.....	51
Figura 17: Representación esquemática de un proceso de Inyección Alterna de Vapor.....	53
Figura 18: Representación esquemática del proceso de ICV.....	60
Figura 19: Perfil de temperatura típico para un proceso de ICV	61
Figura 20: proceso SAGD mediante la sección vertical de la cámara de vapor	63
Figura 21: Esquema general de pozos inyector y productor en configuración SAGD	64
Figura 22: Representación esquemática de algunos procesos de combustión	67

Figura 23: Representación esquemática de las diferentes zonas del proceso de combustión in situ seca desde el pozo inyector hasta el productor	69
Figura 24: Ubicaciones Típicas y Tiempos de Recolección de los Datos de las Pruebas Pilotos.	84
Figura 25: Procedimiento de Asignación de Puntaje en la Evaluación por Ventana de Aplicación.	87
Figura 26: Esquema Metodológico	96
Figura 27: Resultados de analogía entre el Yacimiento X y proyectos de SAGD ..	130
Figura 28: Curva de oportunidades de reducción de Costo/Programación en un Proyecto.....	132
Figura 29: Resultados del Cálculo de Porcentaje de Aplicación	137
Figura 30: Resultados de evaluación por criterio de analogía	139
Figura 31: Arreglo de Pozos	141
Figura 32: Comportamiento de Producción	142
Figura 33: Relación Vapor-Petróleo Acumulado.....	144
Figura 34: Evaluación del Proyecto de Recuperación Térmica Petrolera SINOVENSA	147

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características de la Áreas de la FPO	10
Tabla 2: Distribución del POES en la FPO por área y el porcentaje del POES contactado por métodos térmicos	22
Tabla 3: Recomendaciones de Selección de Liner Ranurado, Revestidor Intermedio y Cemento	28
Tabla 4: Propiedades físicas de los diferentes tipos de acero inoxidable para tubería de producción y revestidores.....	36
Tabla 5: Tamaños, composición química y de los diferentes tipos de acero inoxidable para tubería de producción y revestidores.....	36
Tabla 6: Límite de Temperatura por grado API para Revestidores fijos	38
Tabla 7: Propiedades del Yacimiento y Fluido usados para realizar la evaluación por criterio de ventana de aplicación.....	86
Tabla 8: Rangos de Aplicación para Inyección Alterna de Vapor	100
Tabla 9: Rangos de Aplicación para Inyección Continua de Vapor	103
Tabla 10: Rangos de Aplicación para SAGD.....	106
Tabla 11: Rangos de Aplicación para Combustión In-Situ.....	109
Tabla 16: Modelo para SAGD.	114
Tabla 17: Datos ordenados en forma ascendente	117
Tabla 18: Percentiles 25 y 75 para modelo de SAGD.....	119
Tabla 19: Propiedades del yacimiento X	120
Tabla 20: Valores ψ Obtenidos para el yacimiento X	120
Tabla 21: Modelo para IAV	122
Tabla 22: Percentiles 25 y 75 para modelo de IAV	123
Tabla 23: Modelo para ICV	123
Tabla 24: Percentiles 25 y 75 para modelo de ICV	124
Tabla 25: Modelo para Combustión In-Situ.....	125
Tabla 26: Percentiles 25 y 75 para modelo de Combustión In-Situ.....	126

Tabla 27: Resultados de la analogía entre el Yacimiento X y proyectos SAGD	128
Tabla 28: Niveles de Definición y su Significado.....	133
Tabla 29: Valor de Madurez según Porcentajes de Definición	134
Tabla 30: Propiedades del Yacimiento OFIM CNX-3 , Unidad 0-12.....	136
Tabla 31: Propiedades del Yacimiento S1-B	140
Tabla 32: Costos de Operación del Proyecto Cat Canyon	143
Tabla 12: Proyectos de Inyección Alterna de Vapor (Parte 1/3).....	160
Tabla 12: Proyectos de Inyección Alterna de Vapor (Parte 2/3).....	161
Tabla 12: Proyectos de Inyección Alterna de Vapor (Parte 3/3).....	162
Tabla 13: Proyectos de Inyección Continua de Vapor (Parte 1/2).....	163
Tabla 13: Proyectos de Inyección Continua de Vapor (Parte 2/2)	164
Tabla 14: Proyectos de SAGD	165
Tabla 15: Proyectos de Combustión In-Situ	166

INTRODUCCIÓN

Los planes de desarrollo para la explotación de petróleo en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) en su mayoría cuentan con estrategias de producción que engloban procesos de recuperación térmica. El objetivo principal de la Dirección Regional Faja del Orinoco alineados con el Plan Siembra Petrolera 2013-2019 ⁽¹⁾, que involucra a 5 empresas de esfuerzo propio y 26 empresas mixtas donde participan en alianza la estatal petrolera PDVSA y empresas extranjeras, es alcanzar una meta de producción total de cuatro millones de barriles de petróleo por día (4 MMBND), solo en la Faja para el año 2019 para ello es necesario la implementación de procesos térmicos como Inyección Alterna o Continua de Vapor (IAV o ICV), Combustión In-Situ (CIS), Inyección de Agua Caliente, Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD), Conducción Alterna Horizontal de Vapor (HASD), Calentamiento Eléctrico en Fondo (CEF), entre otros. Debido a las características del fluido de los yacimientos de la FPO donde existen viscosidades entre 500 y 67.500 cP y gravedades API entre 6 y 16 API, los procesos térmicos toman gran importancia por la capacidad de aumentar el factor de recobro de los yacimientos, producido por la disminución tanto de la viscosidad del petróleo como de las fuerzas capilares y la expansión del crudo por la transferencia de calor.

La Dirección de Producción y Conservación del Petróleo (DPCP) del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería es la encargada de evaluar y aprobar los proyectos pilotos de recuperación térmica en su fase de Definición y Desarrollo la cual involucra tres actividades: Visualización, Conceptualización y Definición, según las Guías de Gerencia para Proyectos de Inversión de Capital (GGPIC) ⁽²⁾, la cual establecen para PDVSA, filiales y empresas mixtas los lineamientos prácticos para ejecutar proyectos de manera normalizada, ordenada, de modo que ningún detalle no

sea considerado, y así garantizar el éxito del proyecto. En este sentido este trabajo ofrece desarrollar una metodología para evaluar la factibilidad de aplicación de los proyectos pilotos de recuperación térmica contemplados en los planes de desarrollo en la FPO en la fase de Definición y Desarrollo.

A groso modo la metodología de evaluación consta de cuatro etapas descritas a continuación: La primera es una evaluación de aplicabilidad para verificar si es realmente factible la ejecución del método térmico propuesto, mediante el análisis de criterios de selección que consideran los rangos de aplicación según propiedades de la roca y fluido del yacimiento. La segunda etapa consiste en el análisis de evaluación comparativa o “benchmarking”, basado en una versión modificada del trabajo desarrollado por Pérez y otros ⁽³⁾, con el fin de definir estadísticamente cuales son los rangos de valores de las propiedades del yacimiento y fluido para las cuales se han aplicado procesos térmicos exitosamente. La tercera etapa trata de la creación de una base de datos de proyectos térmicos aplicados a yacimientos con petróleo pesado o extra-pesado, para realizar un estudio de analogía de proyectos que permita identificar qué proyecto térmico a nivel mundial es el más similar al propuesto, con el fin de conocer las mejores prácticas asociadas a la aplicación de la tecnología, las lecciones aprendidas y los problemas relacionados, para de alguna manera generar confianza en que el proyecto propuesto puede ser exitoso. La cuarta y última etapa trata sobre una propuesta para evaluar el grado de definición del proyecto, utilizando una lista propuesta de elementos necesarios para el diseño de cualquier prueba piloto.

CAPITULO I

1. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema

Como parte del Plan de Desarrollo de Explotación de Petróleo Pesado y Extra-pesado en la Faja Petrolífera del Orinoco, los procesos de recuperación térmica toman vital importancia para PDVSA y las empresas mixtas que allí operan, ya que se considera por múltiples estudios y experiencias en campo que estas técnicas de recobro permiten incrementar la producción y obtener saturaciones de petróleo residual bajas. Para poder desarrollar los diferentes proyectos térmicos comerciales, es necesario diseñar primero una prueba piloto, la cual sirve como un medio para estudiar el comportamiento y respuesta general de un yacimiento frente a un proceso de recuperación dado, además de reducir los riesgos técnicos y económicos de una operación comercial futura. El uso de simuladores térmicos como STARS, ECLIPSE 300, EXOTHERM, entre otros son las herramientas ideales que permiten pronosticar el comportamiento aproximado al real de los procesos térmicos, también visualizar si el proyecto es realmente factible para su ejecución y cual estrategia de desarrollo del yacimiento o campo sería la más adecuada.

La Dirección de Producción y Conservación de Petróleo del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM), en virtud de no disponer con las herramientas computacionales suficientes que faciliten la evaluación de los proyectos térmicos sometidos, surgió la idea de desarrollar una metodología que permite evaluar y discernir si el proyecto piloto puede ser realmente exitoso o no para su implementación y desarrollo.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo General

Desarrollar una metodología para evaluar la factibilidad de aplicar proyectos pilotos de recuperación térmica de petróleo en la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.2.2 Objetivos Específicos

- 1- Crear un criterio de ventana de aplicación para evaluar la aplicabilidad de los proyectos pilotos de recuperación térmica, considerando las propiedades roca-fluido del yacimiento.
- 2- Crear una base de datos de proyectos de recuperación térmica considerados exitosos, donde se tenga información sobre las propiedades del yacimiento y fluido.
- 3- Crear un modelo de evaluación comparativa o “benchmarking”.
- 4- Crear un modelo que permita realizar analogía entre el proyecto piloto propuesto con algunos proyectos en la base de datos.
- 5- Crear una tabla de información requerida que deben contener los proyectos pilotos de recuperación térmica, para medir el grado de definición del proyecto.
- 6- Crear una herramienta computacional que permita realizar la evaluación del proyecto piloto térmico de manera fácil y rápida.

1.3 Justificación

Venezuela cuenta con 100 años de producción de petróleo, desde 1914 con el reventón del primer pozo productor Zumaque I en el Estado Zulia, a lo largo de la historia la principal explotación de petróleo se ha centrado en las regiones del Zulia y Norte de Monagas debido a la rentabilidad de sus campos, pero con el constante agotamiento de los yacimientos y problemas operacionales que provocan la disminución en la producción, la exploración y desarrollo de otras áreas se hizo necesaria. Para corroborar lo expuesto anteriormente según datos oficiales del último informe de gestión de PDVSA 2013 ⁽⁴⁾ la región occidente producía 777 MBD para 2013 comparado a los 1.445 MBD en 1999 por ejemplo, una disminución de un 46% en producción en 14 años. Tomando en cuenta estos hechos, actualmente no cabe la menor duda que el futuro de la producción de petróleo y los grandes proyectos en Venezuela se encuentran en la Faja Petrolífera del Orinoco con grandes reservas probadas de crudo pesado y extra-pesado con 259.460 MMBls ⁽⁵⁾, lo cual es un gran reto para el sector petrolero poder diseñar estrategias de desarrollo óptimas que permitan incrementar la producción nacional a los niveles planteados como objetivo.

Los procesos de recuperación térmica de petróleo son de vital importancia dentro de los planes de desarrollo de las empresas que operan los campos en la FPO, ya que las características de los fluidos de la Faja son altamente viscosos provocando factores de recobro primario menores al 10%, en la mayoría de los casos. Para cumplir con las metas de capacidad de producción establecidas por el Estado Venezolano, se requiere aumentar el factor de recobro hasta un mínimo de 20%, por ello la implementación de procesos térmicos es importante ya que se ha demostrado en experiencias nacionales e internacionales que son métodos capaces de aumentar el factor de recobro, disminuyendo drásticamente la viscosidad del crudo en fondo.

Con el aumento de proyectos pilotos de recuperación térmica propuestos y sometidos a la Dirección de Producción y Conservación de Petróleo del MPPPM, se hace necesaria una metodología que ayude a evaluar la factibilidad de aplicación de dichas propuestas, para tomar las decisiones más acertadas que contribuyan al éxito del proyecto, es por ello el desarrollo de este trabajo especial de grado.

1.4 Alcance

- ✓ El estudio se enfocará en el análisis de los siguientes métodos térmicos: Inyección Continua de Vapor, Inyección Alterna de Vapor, Drenaje Gravitacional Asistida por Vapor y Combustión In-Situ.
- ✓ La metodología propuesta no se ajusta a proyectos en fase de Implantación y Operación, solo para proyectos en su fase de Definición y Desarrollo.

1.5 Limitaciones

- ✓ Confidencialidad de información de algunos proyectos de recuperación térmica.
- ✓ Información incompleta de algunos proyectos, en especial datos del yacimiento y sus propiedades de roca y fluido.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Descripción de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)

La Faja Petrolífera del Orinoco ocupa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela ⁽⁶⁾ y cubre una extensión aproximadamente de 55.314 Km², en las áreas al Sur de los Estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, así como el Delta Amacuro. Siendo considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extra-pesado que existe en el mundo.

La plataforma de la FPO no presenta plegamientos importantes, sólo deformaciones de poca importancia que han dado origen a declives menores y está representada por un homoclinal fallado con buzamiento suave hacia el Norte. La columna sedimentaria está representada por tres ciclos: el primer ciclo se depositó discordantemente sobre el Macizo Guayanés y contiene arenas de grano grueso pertenecientes al Paleozoico Superior, el siguiente corresponde a una trasgresión marina ocurrida en el Cretáceo y se caracteriza por areniscas delgadas con intercalaciones de lutitas en ambientes marinos de poca profundidad. El último ciclo se formó después de retirarse el mar dando origen a ambientes fluvio- deltaicos.

El sistema petrolífero de la Cuenca Oriental se caracteriza por la Formación Querecual, como roca madre principal. Formación Oficina y Merecure como roca yacimiento por excelencia y la Formación Freites como la roca sello. La columna estratigráfica aproximada de la FPO se puede observar en la **Figura 1**.

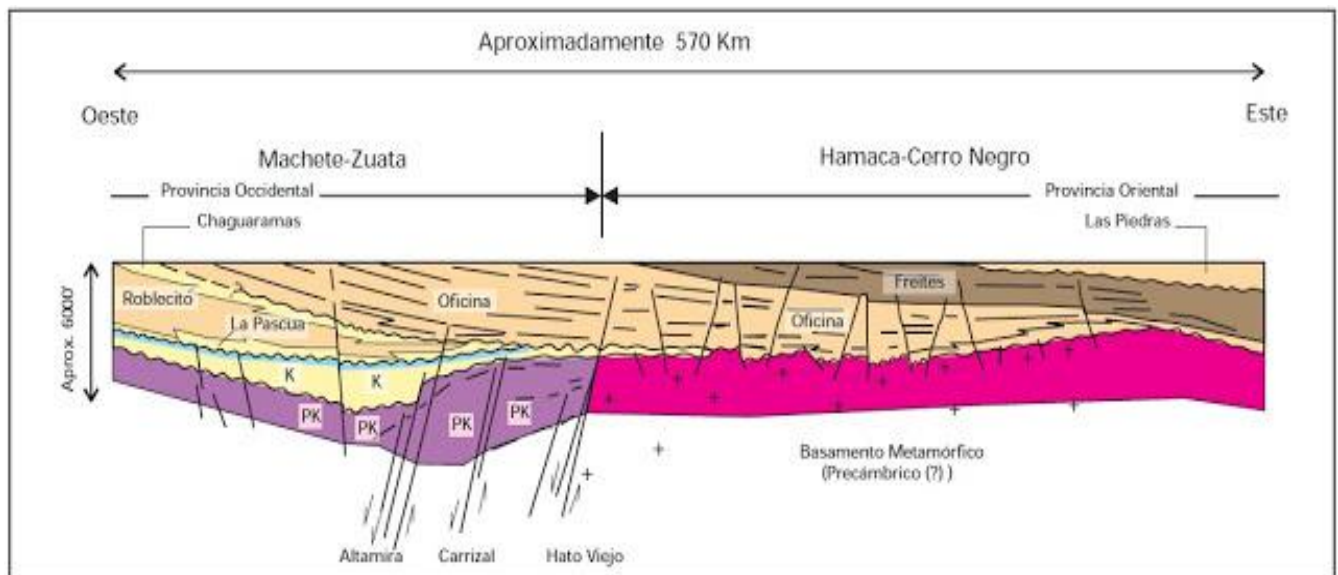


Figura 1: Columna Estratigráfica de la FPO

La FPO se divide en cuatro áreas (**Ver Figura 2**), Boyacá (Machete), Junín (Zuata), Ayacucho (Hamaca) y Carabobo (Cerro Negro), que a su vez se dividen en 27 bloques. El Petróleo Original en Sitio de la Faja, según PDVSA ⁽¹⁾, alcanzan hasta ahora 1,43 billones de barriles, atrapados estratigráficamente en yacimientos marinos marginales y fluviales de edad Mioceno. Actualmente el área asignada para explotación es la franja norte de la FPO, donde se encuentran las mejores propiedades roca-fluido y abarca 11.593 km², que representa el 21 % del área total de la Faja.

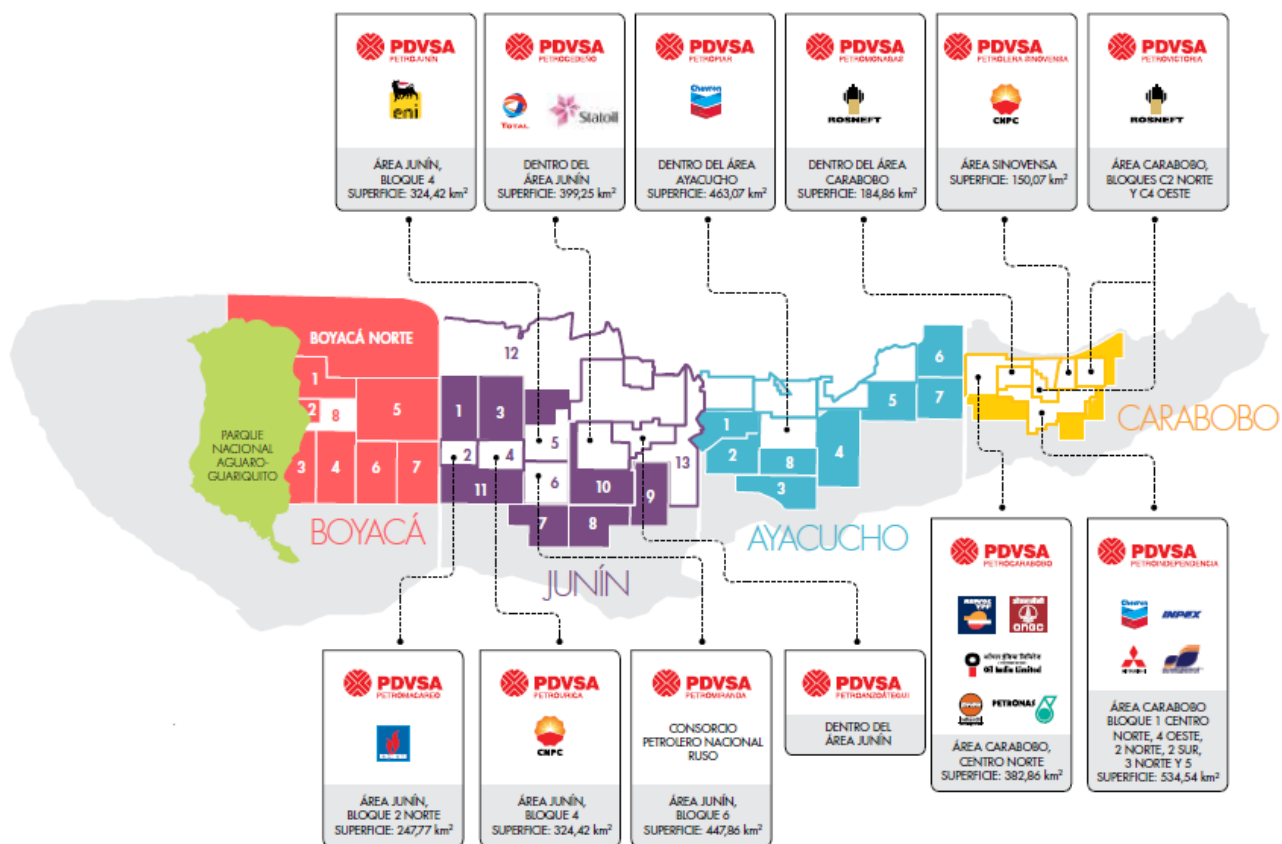


Figura 2: División de la Faja Petrolífera del Orinoco ⁽⁴⁾

Las características principales de cada área de la FPO se muestran en la **Tabla 1**.

Tabla 1: Características de la Áreas de la FPO ⁽⁷⁾

Características	Boyacá	Junín	Ayacucho	Carabobo
N° de Bloques	7	13	8	5
Área Aproximada (Km²)	23.610	14.580	11.300	2.311
Ubicación	Guárico	Guárico, Anzoátegui	Anzoátegui, Monagas	Anzoátegui, Monagas
POES Estimado (MMMBls)	489	557	87	227
Presión Inicial promedio de los yacimientos, Lpc	690 - 1.520	230 - 1.750	530 - 1.500	671 - 1.550
Temperatura °F	100 - 125	98 - 170	111 - 150	108 - 132
Permeabilidad Absoluta, D	1 - 10	0,8 - 12	1 - 10	6 - 10
Saturación Inicial de Agua, %	30	20	18	18
Saturación Inicial de Petróleo, %	75	75	80	82
Porosidad Promedio, %	30	33	32,5	32
RGP (PCN/BN)	60	58 - 200	30 - 160	66 - 155
Boi (BY/BN)	1,05	1,05	1,056	1,051
Rango de Profundidad, Pies	500 - 14.300	253 - 2.500	500 - 3.000	1.400 - 3.500
Rango de Espesores de Arena, Pies	10 - 259	15 - 350	10 - 250	20 - 200
Rango Gravedad °API	4 -15	6 - 12	8 -12	6 - 10
Rango de Viscosidades, cP	500 - 67.500	5.000- 50.000	1.000 - 8.500	1.700 - 25.000

2.2 Propiedades del Yacimiento y Fluido ⁽⁸⁾

A continuación se definen en forma general algunas propiedades del yacimiento y fluido que interesan para la comprensión del presente trabajo.

2.2.1 Porosidad

La porosidad se define como la relación existente entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Se expresa matemáticamente de acuerdo a la **ecuación 1**.

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \dots\dots\dots \text{Ec. (1)}$$

Φ = Porosidad, fracción

V_p = Volumen Poroso

V_t = Volumen Total de la Roca

De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidades absoluta, efectiva y no efectiva.

✓ Porosidad absoluta

Porosidad que considera el volumen poroso de la roca, esté o no interconectado. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral.

✓ Porosidad efectiva

Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Indica la habilidad que posee la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es

afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros.

✓ **Porosidad no efectiva**

Es la relación del volumen poroso no interconectado con el volumen bruto de roca, o la diferencia entre la porosidad absoluta y la porosidad efectiva.

2.2.2 Saturación de Fluido

Es la relación que expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso. Conocida dicha cantidad y la extensión del volumen poroso se puede volumétricamente determinar cuánto fluido existe en una roca. Para calcular la saturación de un fluido se usa la **ecuación 2**.

$$S_x = \frac{V_x}{V_p} \dots\dots\dots \text{Ec.(2)}$$

S_x = Saturación de fluido ; agua, petróleo o gas

V_x =Volumen del fluido; agua, petróleo o gas

V_p = Volumen poroso de la roca

- ✓ **Saturación de Agua:** Fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupado por agua.
- ✓ **Saturación de Petróleo:** Fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupado por petróleo.
- ✓ **Saturación de Gas:** Fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupado por gas.

Existen en general tres formas de medir la saturación de fluido inicial:

- ✓ En forma directa extrayendo fluidos del yacimiento.
- ✓ Los filtrados de fluidos de una muestra.
- ✓ En forma indirecta midiendo alguna otra propiedad, tales como, presión capilar y la derivación de una relación matemática entre la propiedad medida y la saturación.

2.2.3 Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad que tiene la roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectado. Para flujo lineal la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. Darcy requiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100 % el medio y flujo homogéneo y laminar ocurra. Los tipos de permeabilidad son descritos a continuación.

✓ Permeabilidad absoluta

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua. Es decir cuando un solo fluido, fluye a través de la formación.

✓ Permeabilidad efectiva

Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta.

✓ **Permeabilidad relativa**

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0. A la saturación residual de crudo, S_{or} o a la saturación de agua connata, S_{wc} se tiene que $k_f \approx k_{abs}$. Si un 2-3 % de fase no-mojante se introduce, esta se mete a los poros grandes y obstaculiza el flujo de la mojante. Si los poros fueran iguales, no habría obstáculos.

2.2.4 Conteo de Arena

El conteo de arena es uno de los procesos más importantes que resulta del análisis petrofísico, ya que permite diferenciar una arena productora de otra basándose en sus propias características petrofísicas. Este proceso permite estimar volúmenes de hidrocarburo en sitio, para luego decidir si explotarlo eficazmente o no. Existen tres tipos de conteo de arena:

✓ **Arena Neta Total (ANT):**

Es el número de pies de arena que atraviesa un pozo, corresponde al espesor verdadero de la arena en ese punto.

✓ **Arena Neta Petrolífera (ANP):**

Es el número de pies de la columna de arena del pozo que forma parte de la arena total y que puede ser considerada como productora de hidrocarburo. El conteo de arena neta petrolífera, es determinante en la caracterización de un yacimiento en estudio, y se realiza estableciendo las características necesarias (parámetros de corte)

que debe poseer una arena productora de hidrocarburos, a partir de registros eléctricos. Los parámetros de corte o parámetros límite (cutoff) que se establecen generalmente son: porosidad mínima, saturación de agua máxima, resistividad mínima, y permeabilidad mínima en el intervalo caracterizado. Estos parámetros de corte son escogidos en base al conocimiento que se tenga del área de estudio o de áreas vecinas, según el criterio del petrofísico.

✓ **Arena Neta Explotable (ANE):**

Corresponde al número de pies de arena neta petrolífera que se pueden drenar económicamente, donde la saturación de hidrocarburo debe ser mayor a un valor crítico (cut-off). En este caso juega un papel muy importante la viscosidad del crudo, así como la temperatura a la cual se encuentra el mismo en el yacimiento.

2.2.5 Viscosidad

La viscosidad se define como la resistencia interna de los líquidos al flujo, y es afectada por tres factores fundamentales: la temperatura, el gas que contenga en solución y la presión. La viscosidad tiene importancia primordial en los procesos de recuperación térmica, ya que esta determina la movilidad del fluido. En la **Figura 3** se muestra la relación viscosidad-temperatura según la carta ASTM⁽⁹⁾.

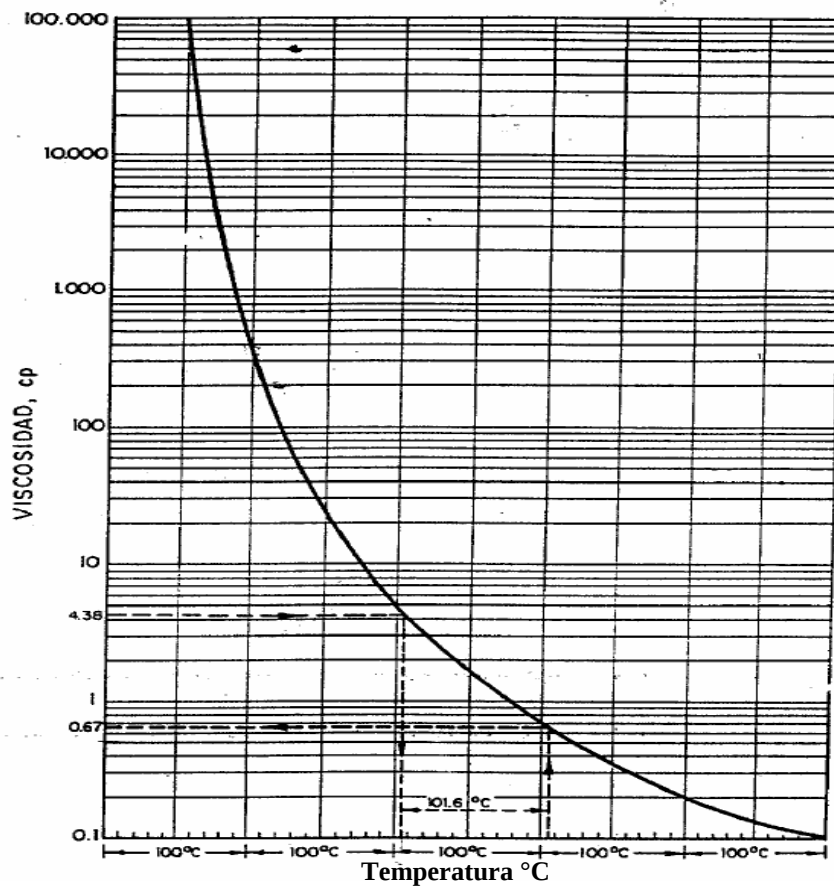


Figura 3: Correlación Gráfica de Relación Viscosidad-Temperatura.

Se observa que la viscosidad del petróleo disminuye a medida que aumenta la temperatura y esta reducción es mayor mientras más viscoso sea el petróleo debido al comportamiento exponencial de la curva.

2.2.6 Gravedad API

La gravedad API, cuyas siglas en inglés son American Petroleum Institute, es una medida de densidad a través de la cual, se describe que tan pesado o liviano es el petróleo con respecto al agua. La gravedad API se usa universalmente para la catalogación y establecimiento de precios del crudo, considerando otros factores como el contenido de azufre y/o metales, sal, corrosividad o rendimiento específico de determinado producto dado por un crudo determinado ⁽¹⁰⁾.

✓ **Clasificación del crudo según API ⁽¹¹⁾:**

- Crudos Livianos 30-40°
- Crudos Medianos 22-29.9°
- Crudos Pesados 10-21.9°
- Crudos Extra-pesados $\leq 10^\circ$

2.3 Procesos de Recuperación Térmica

Son procesos en los que se inyecta u origina energía térmica (calor) con el fin de aumentar la recuperación de petróleo. Los procesos de recuperación térmica surgen de la necesidad de reducir la resistencia al flujo en el yacimiento, a través de la reducción de la viscosidad de los fluidos, aumentando su movilidad y facilitando su salida del subsuelo. Los beneficios que se obtienen con los procesos térmicos son:

- ✓ La reducción de la viscosidad.
- ✓ Mejoran la eficiencia de desplazamiento o eficiencia areal, por efecto de la mejora en la razón de movilidad.
- ✓ La reducción de la saturación de petróleo residual a consecuencia de la expansión térmica, en las zonas que han sido calentadas, ya que debido a las altas temperaturas generadas se producen procesos de destilación y craqueo en el crudo, reduciendo la tensión superficial y las fuerzas capilares.

Estos métodos de recuperación se aplican principalmente a los crudos que poseen una alta viscosidad (petróleo pesado y extra-pesado). Los procesos térmicos pueden ser considerados como Desplazamientos Térmicos o Tratamientos de Estimulación Térmica. En los desplazamientos térmicos, el fluido se inyecta en un número de pozos inyectoras, para desplazar el petróleo y obtener producción por otros pozos. Por otro lado, en los tratamientos de Estimulación Térmica, solamente se calienta la parte del yacimiento cercana a los pozos productores. En este tipo de tratamiento la reducción de la resistencia al flujo, también puede resultar en la remoción de sólidos orgánicos o de otro tipo, de los orificios del revestidor o del liner.

2.4 Importancia de la Recuperación Térmica

Históricamente los procesos térmicos de extracción de petróleo se han aplicado a crudos viscosos. Esto ha sido una dirección natural, ya que no existe ningún otro método práctico in situ para extraer los crudos viscosos. En Venezuela, Canadá, Rusia y E.E.U.U principalmente existen grandes acumulaciones comprobadas de crudos de pesados y extra-pesado, casi 6×10^{12} barriles de petróleo para el año 1986, (**Ver Figura 4**), a estos datos habría que sumarle las reservas probadas de crudo pesado y extra-pesado en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Estas grandes acumulaciones requieren de procesos de recuperación térmica para poder extraer la mayor cantidad de petróleo posible. Dichos procesos son sumamente importantes para el desarrollo de los campos en estos países, debido a su gran efectividad de hacer producir yacimientos con petróleos pesados y extra-pesados. Existe poca información publicada acerca de los históricos de producción de aplicaciones térmicas en el mundo, sin embargo la **Figura 5**, muestra la producción por métodos térmicos para el año 1986 en diferentes países, en total para la fecha se producía alrededor de 1,3 MMBOPD de petróleo pesado, cifra que con los años seguramente aumentó debido al agotamiento de los yacimientos de petróleo liviano y mediano y el desarrollo de tecnologías capaces de hacer económicamente atractivos yacimientos con crudos altamente viscosos.

Un ejemplo de la importancia que tienen los procesos térmicos se muestra en la **Figura 6**, el perfil de producción desde 1980 hasta 2004 en Estados Unidos, se observa que estos métodos aportaban la mayoría de producción por día comparado con métodos miscibles y químicos. En promedio se producía no menos de 400 mil barriles de petróleo por día (400 MBOPD) lo cual representa casi 58 % de la producción total por procesos de recobro mejorado (EOR) en el país.

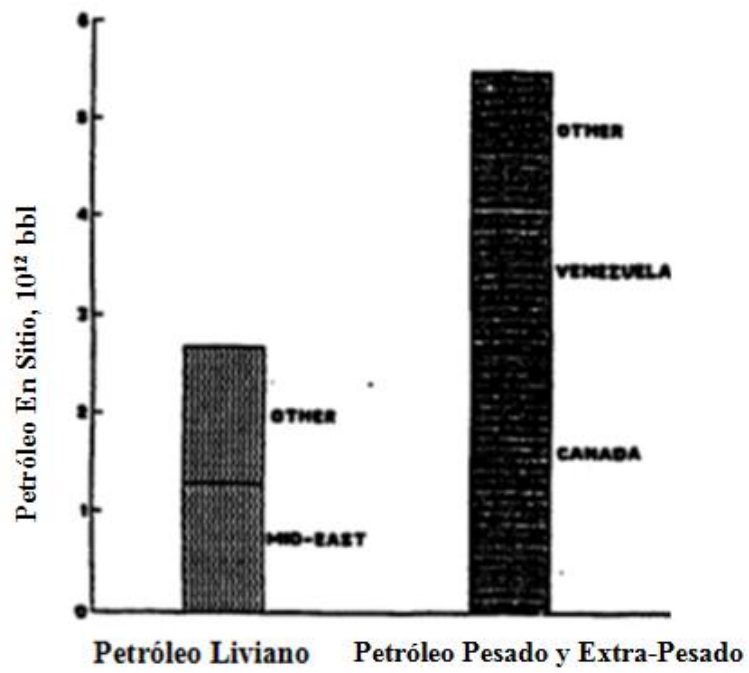


Figura 4: *Petróleo Pesado y Extra-Pesado Original en Sitio ,1986* ⁽¹²⁾

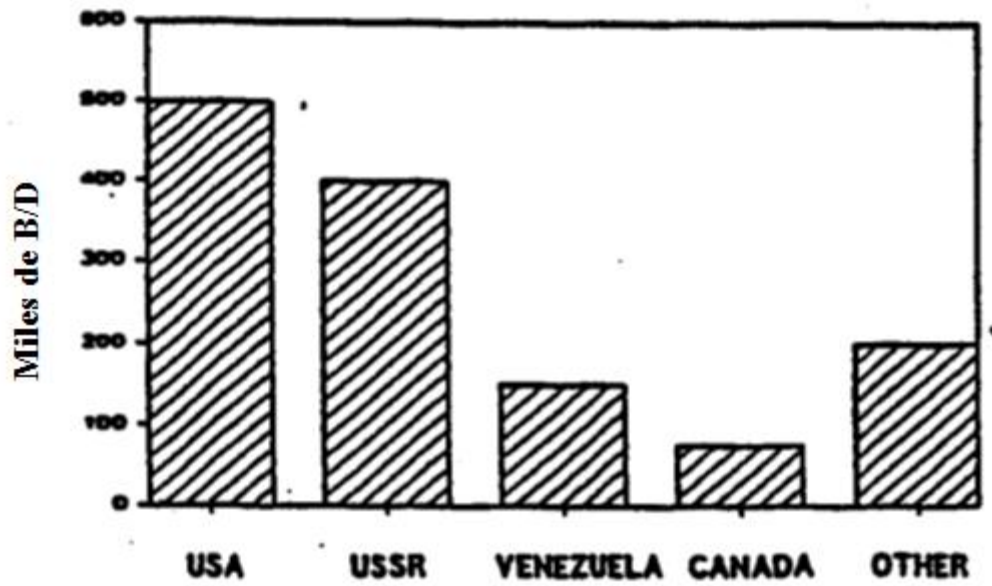


Figura 5: *Producción Caliente de Petróleo por País, 1986* ⁽¹²⁾

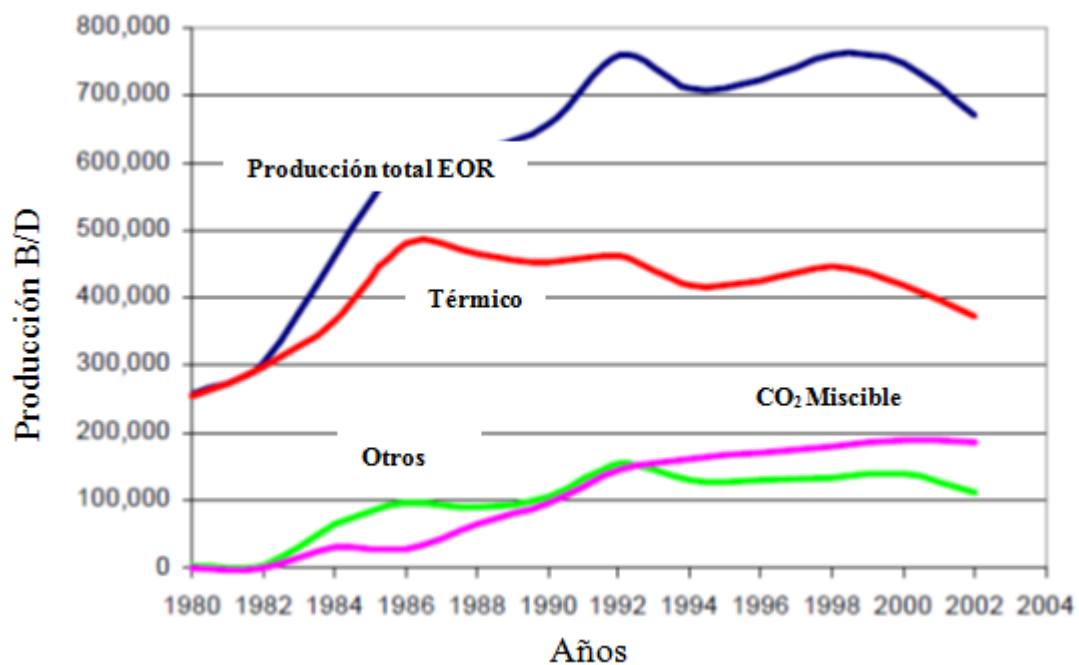


Figura 6: Perfil de Producción en E.E.U.U ⁽¹³⁾

Otro ejemplo se evidencia en Venezuela en la Faja Petrolífera del Orinoco. En la **Tabla 2** se observa la distribución del petróleo original en sitio (POES) por área, y el porcentaje del total contactado por métodos de recuperación térmica, adicionalmente en la **Figura 7**, se muestra un histograma con la incorporación de reservas secundarias, para ser explotadas seguramente bajo procesos térmicos en especial usando inyección de vapor. Se evidencia la importancia que tiene para Venezuela la aplicación de los métodos de recuperación térmica ya que gran porcentaje de las reservas probadas en la FPO van a tener que ser producidas bajo métodos de recuperación térmica, debido a las características de los fluidos encontrados en los yacimientos, con viscosidades que pueden estar entre 1000 – 67.500 cP y gravedades API entre 6 -12 °API ⁽⁷⁾. Además para aumentar el factor de recobro de menos de 10% a un aproximado de 20%.

Tabla 2: Distribución del POES en la FPO por área y el porcentaje del POES contactado por métodos térmicos ⁽¹⁴⁾.

	Boyacá	Junín	Ayacucho	Carabobo
POES (MMMBls)	489	557	87	227
POES CONTACTADO IAV/ICV	50%	40%	25%	50%
POES CONTACTADO SAGD	30%	40%	15%	35%
POES CONTACTADO FRÍO/CHOPS	20%	20%	60%	15%

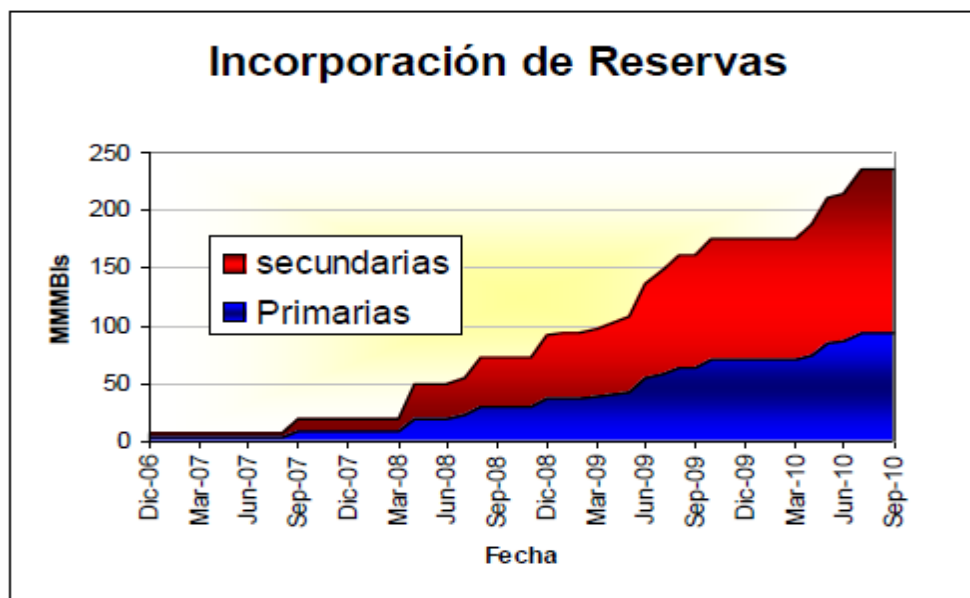


Figura 7: Incorporación de Reservas Secundarias en la FPO ⁽¹⁴⁾.

2.5 Consideraciones Generales ⁽¹⁵⁾

En recuperación térmica, se debe tener presente una serie de consideraciones respecto a las variables básicas del yacimiento, tales como profundidad, porosidad, saturación de agua, etc. A continuación se presentan algunas consideraciones generales sobre las variables básicas del yacimiento.

2.5.1 Presión

En la **Figura 8**, se observa que a bajas presiones de yacimiento, la efectividad de la inyección de vapor aumenta, ya que el vapor puede transportar más calor entre 800-1.100.000 (Btu/lb), para transferir al fluido en el yacimiento y producir viscosidades menores. Por lo tanto este método de masiva distribución de energía es recomendable en yacimientos agotados energéticamente. Además de esto, la presión de inyección requerida será menor, lo que se traduce en equipos menos sofisticados, y por lo tanto menos costosos.

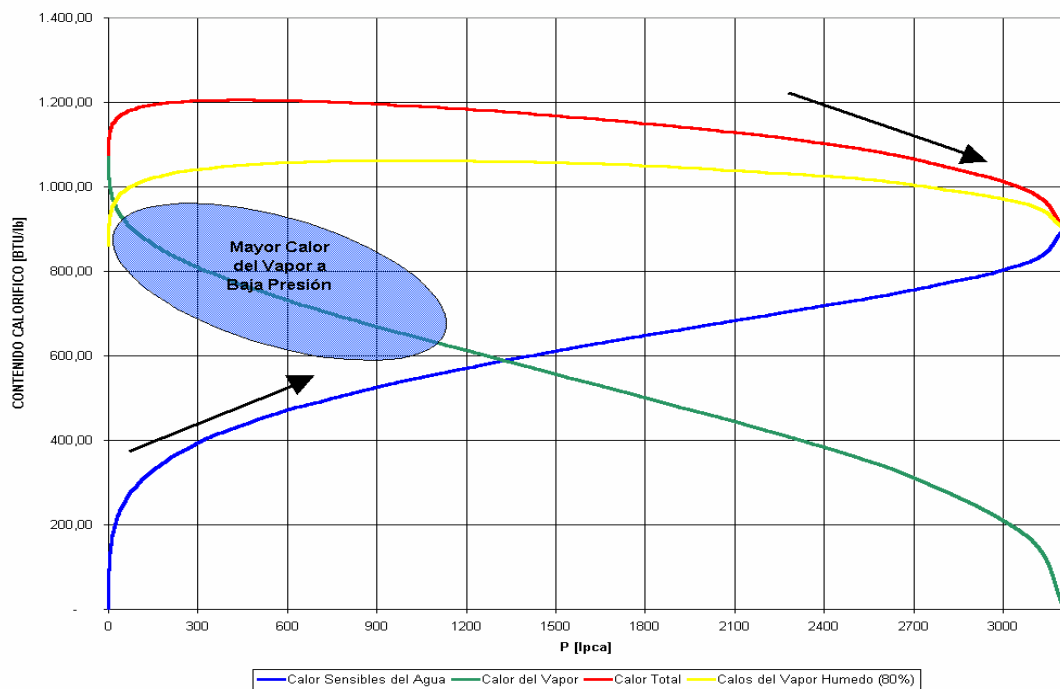


Figura 8: Calor Sensible, Calor del Vapor, Calor Total

Los generadores de vapor generan presiones de salida de vapor máxima de 1000, 1500, 2000 o 2500 Lpc, dependiendo de las especificaciones de las tuberías de los serpentines, de igual forma la presión de trabajo del generador está limitada por la presión de la bomba de alimentación del agua, lo cual se traduce en una limitante de aplicar inyección de vapor en yacimientos con presiones mayores 2000 Lpc⁽¹⁶⁾.

2.5.2 Profundidad

Esta es una consideración primordial. A medida que la profundidad aumenta, la presión de inyección requerida normalmente aumenta debido a que la presión del yacimiento es mayor. Para vapor, esto se traduce en la necesidad de generadores de mayor capacidad, de mejor calidad del agua de alimentación y de incluir tubería de inyección con aislante térmico para poder mitigar la pérdida de calor del vapor. Para aire, se traduce en un mayor número de etapas de compresión.

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

La mayoría de los procesos térmicos existentes se realizan en yacimientos a profundidades menores a 3000 pies, debido a consideraciones por pérdida de calor del vapor y presión de inyección que no debería ser mayor a 2000 Lpc. Sin embargo, existen proyectos exitosos a mayores profundidades.

2.5.3. Petróleo In Situ

El petróleo in situ al momento en el cual el proyecto térmico es iniciado, es otra consideración importante. El petróleo residual dejado por una inundación con vapor y el petróleo consumido como combustible en la Combustión In Situ, en general, se consideran independientes de la saturación original de petróleo. En combustión, esto es cierto siempre y cuando la saturación inicial exceda un cierto valor mínimo.

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

2.5.4. Porosidad

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

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

2.5.5. Saturación de Agua

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

petróleo pesado que produce por empuje hidráulico, la recuperación es solo del 7% del petróleo in situ, éste se podría considerar como un candidato para recuperación térmica.

2.5.6. Segregación

Yacimientos producidos por empuje por gas en solución donde haya ocurrido segregación gravitacional, pueden presentar problemas cuando son sometidos a procesos térmicos. Así por ejemplo, si un yacimiento con estas características es sometido a Combustión in Situ, la cantidad de petróleo quemada como combustible puede resultar muy alta o puede que el aire inyectado se canalice por la zona de gas. Si se inyecta vapor, el vapor puede canalizarse por el tope de la arena, resultando una ruptura temprana del vapor inyectado. Aunque las situaciones de este tipo no son ideales, ellas pueden ser toleradas y en algunos casos puede sacarse ventaja de las mismas. Por ejemplo, la inyección de vapor en la zona de gas de un yacimiento segregado puede ser aprovechada para calentar y recuperar parte del petróleo existente.

2.5.7. Heterogeneidad del Yacimiento

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

Una capa de lutita de 1 a 2 pies de espesor puede evitar la comunicación de presión aún después que la roca debajo de ella haya sido quemada. Si se inyecta en una sección que contenga una de estas capas de lutitas, el fluido inyectado puede confinarse a la zona de la sección debajo de la lutita, reduciendo así la eficiencia vertical. Esta situación puede resultar ventajosa en algunos casos. Así por ejemplo, en un yacimiento con varias arenas separadas por capas de lutitas, la inyección de

energía térmica en una de las arenas del centro, puede resultar en aprovechamiento del calor perdido hacia las zonas o arenas adyacentes, produciendo el petróleo existente en ellas por expansión térmica y por reducción de viscosidad. Además, se podría hacer inyección selectiva.

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

2.5.8. Espesor de Arena

Este es un parámetro importante en todos los procesos térmicos. Para inyección de vapor o de agua caliente, es conveniente tener espesores moderadamente altos, ya que de esta manera las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes son bajas.

Para arenas de poco espesor, las pérdidas verticales de calor pueden dominar los procesos de inyección de vapor y de agua caliente. Una arena con menos de 50 pies de espesor se considera de poco espesor para inyección de vapor y de agua caliente. Esto no quiere decir que tales procesos no puedan aplicarse en arenas de menos de 50 pies, sino que deben considerarse otros parámetros que pueden ser importantes para el tipo de formación. Así por ejemplo, una arena de 500 md y 25 pies de espesor puede resultar inadecuada. Sin embargo, una arena de 25 pies puede resultar un buen prospecto si su permeabilidad es de 2500 md.

La conformación vertical en un proceso de Combustión Convencional disminuye a medida que el espesor aumenta. Esto ocurre debido a la tendencia del aire inyectado a fluir en la parte más alta de la estructura, debido a su baja densidad. Probablemente existe un espesor ideal para lograr una conformación vertical máxima en una Combustión Convencional. Expertos dicen que una arena de 200 pies tendrá baja conformación vertical, mientras que una arena de 20 pies tendrá una conformación vertical excelente.

2.6 Terminación de Pozos Térmicos y Operación

En las operaciones de recuperación térmica, el calor dentro o inmediatamente fuera del tubo motiva a que este falle, al menos que no se consideren las medidas preventivas necesarias. Tanto en las operaciones de combustión e inyección de vapor es necesario que los pozos puedan producir por años a pesar de las condiciones corrosivas por calor y gases ácidos. El diseño de los métodos de terminación y técnicas de operación para controlar la abrasión y desgaste por las temperaturas elevadas generadas es muy importante para el éxito y larga duración de un pozo térmico. A continuación se describe en general las terminaciones en arenas no consolidadas para procesos de inyección de vapor y combustión más adecuados para soportar los esfuerzos generados por las temperaturas elevadas. En la **Tabla 3**, se muestra de manera resumida las recomendaciones en la selección del liner ranurado, revestidor intermedio y el cemento, las cuales estarán en contacto con altas temperaturas.

Tabla 3: Recomendaciones de Selección de Liner Ranurado, Revestidor Intermedio y Cemento

Método de Recuperación Térmica	Liner Ranurado Y Revestidor Intermedio		Cemento	
	Pozo Iny.	Pozo Prod.	Pozo Iny.	Pozo Prod.
Combustión In-Situ	J-55	Acero Inoxidable 316	Cemento con Aluminato de Calcio	Cemento con Aluminato de Calcio
SAGD	P-105/ L-80*	P-105/L-80*	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone
IAV	P-105/ L-80*	P-105/L-80*	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone
ICV	P-105 /L-80*	J-55/K-55	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone
IAV/ICV	P-105/ L-80*	P-105/L-80*	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone	Clase G+40% Silica Flour/Pozzolan/ FlexStone

* Más utilizado a nivel mundial

El grado de acero L-80 con rosca Butress o Premium es la configuración más usada a nivel mundial para la terminación de pozos térmicos ⁽¹⁷⁾. Para muestra de ello en las **figuras 9 y 10** se evidencia que el incremento en el uso de revestidores L-80 incidió en la disminución de fallas en los revestidores. Para el año 1992, la tasa de fallas por total de pozos térmicos activos era menor al 1 %, mientras para el año 1977 la tasa era alrededor del 8 % inclusive con menos pozos térmicos.

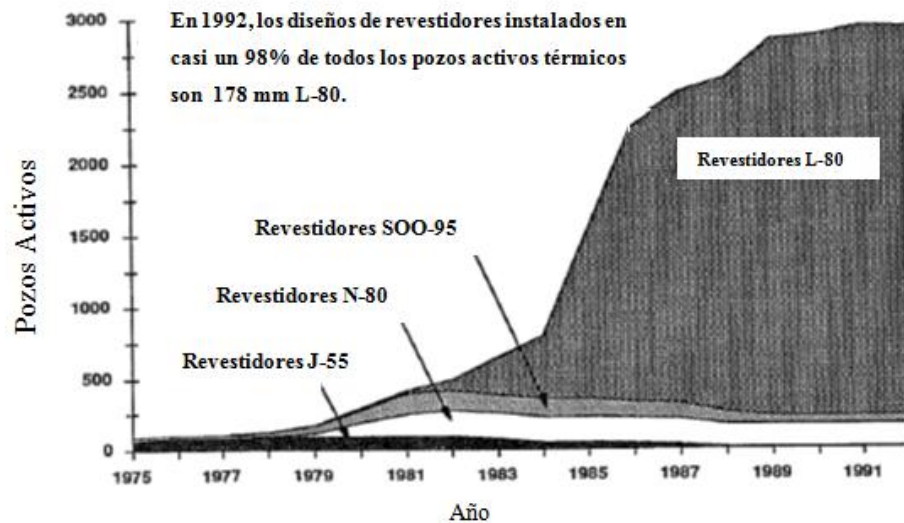


Figura 9: Incremento en el uso de Revestidores L-80 ⁽¹⁷⁾

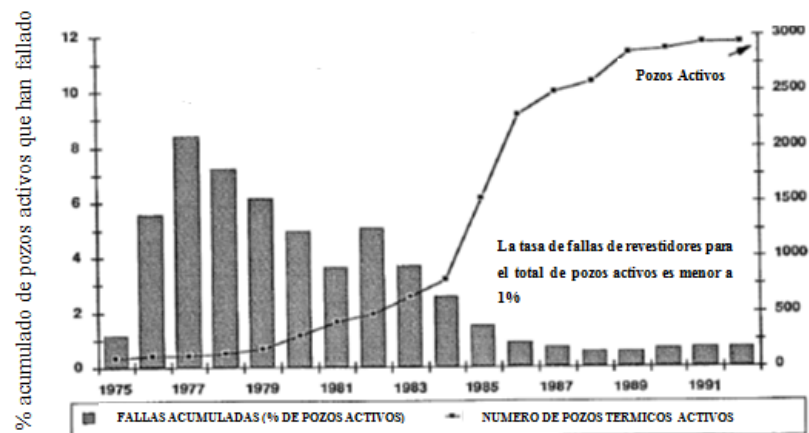


Figura 10: Disminución de la tasa de fallas por total de pozos térmicos activos ⁽¹⁷⁾

2.6.1. Recuperación por Combustión In-Situ (CIS)

✓ Pozos Inyectores para CIS

Terminaciones exitosas usando liners colgados o liners cementados y cañoneados son comunes. La terminación con liner colgado usualmente tiene el revestidor cementado en el tope de la arena productiva con un cemento Portland estándar. Es recomendado poner un cemento resistente a altas temperatura desde la zapata del revestidor hasta 100 pies por encima de la formación. Luego el liner es asentado en un colgador térmico y extendido a través de la sección horizontal de tal manera que le permita expandirse dentro del hoyo abierto. La terminación usando un liner cementado y cañoneado usualmente involucra asentar el revestidor a través de la formación y cementarlo hasta superficie con cemento estándar Portland, aunque en frente a la formación se usa cemento resistente a altas temperaturas hasta 100 pies por encima de la formación. Luego el revestidor es cañoneado en los intervalos de inyección deseados. Las tuberías usadas en este tipo de pozos usualmente son de grado API J-55.

El cemento que se pone en frente a la formación y 100 pies por encima debe tener Aluminato de Calcio con o sin Silica Flour para resistir las altas temperaturas, se conoce que hasta 2000°F (1093°C) puede permanecer estable. Los dos principales inconvenientes de este material es su alto costo y su comportamiento irregular cuando está en fase líquida. El Silica Flour es usado con este material no para incrementar el umbral de resistencia a la temperatura, si no para reducir el costo. Tiene razonablemente buena resistencia a la compresión. Sin embargo, es difícil de manejar y deben ser ensayados en el laboratorio antes de su uso en cada trabajo.

En la ausencia de cemento con Aluminato de Calcio, cementos API clase G, o cemento Pozzolan con 30% de Silica Flour se usa ampliamente en algunas áreas.

La operación de los pozos inyectoros se clasifican en dos categorías: Los pozos que pueden hacer ignición de forma espontánea durante la inyección de aire, y los pozos que requieren de ignición artificial. El primero de esta categoría se necesita de mayor control y supervisión durante la fase de ignición. En estos pozos, la ignición aparentemente ocurre cerca del pozo y el fuego puede regresar y causar fallas del liner y hacer la operación incontrolable. Temperaturas en fondo entre 700°F (371°C) y 1700 °F (927 °C) han sido medidas en estos pozos. Incluso hasta temperaturas mayores, se ha evidenciado restos rescatados del liner de acero inoxidable derretidos después de la ignición.

Las fallas en el liner deberían ser evitadas porque ellas pueden resultar en inaceptables perfiles de inyección debido a la fuga por la falla. Estas fallas pueden ser evadidas tomando en cuenta los siguientes asuntos, aunque es difícil cumplirlas o evitarlas:

- 1- Usar materiales en el liner que resista las cargas de compresión y colapso a pesar de las temperaturas ardientes.
- 2- Remover el petróleo en la cercanía del pozo y mantener alejado durante la ignición.
- 3- Controlar la temperatura hasta el punto que la falla no ocurra.

✓ Pozos Productores para CIS

Se requiere que los pozos productores continúen en producción después que el frente de combustión llegue. Así que, los pozos deberían estar terminados para resistir altas temperaturas, severa corrosión y condiciones abrasivas en largos periodos de tiempo. Estos pozos usualmente son cementados hasta superficie con cemento Portland estándar. Sin embargo, para alargar la vida productiva del pozo es recomendable utilizar cementos con Aluminato de Calcio.

En la mayoría de los casos, los liners en conjunción con empaques con grava han sido las terminaciones más favorables para el control de la abrasión. Mangas resistentes a la abrasión han sido aplicadas sin ningún éxito. La **Figura 11** muestra una manga de aluminio que duro apenas 4 meses en servicio en las operaciones en South Belridge⁽¹⁸⁾.

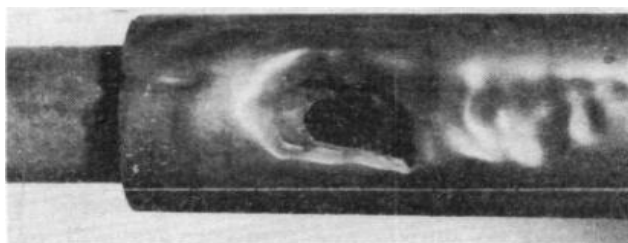


Figura 11: Muestra una manga de aluminio y tubería de producción que duro apenas 4 meses en servicio en las operaciones en South Belridge⁽¹⁸⁾

Numerosas pruebas se han realizados sometiendo a diferentes aleaciones de acero para conocer cuál era la más resistente a la temperatura. El acero inoxidable 316 resultó ser el acero adecuado para procesos de combustión, de hecho es el más ampliamente usado en los pozos productores de los proyectos de combustión in situ. Es usado también para liners y tubería de producción en el intervalo productor. La temperatura límite para este tipo de material es alrededor de 1200°F (648°C), ya que se puede carbonizar y perder la resistencia a la corrosión a menores temperaturas. Por

lo tanto un buen control de la temperatura es indispensable para evitar daños irreparables. Una buena operación aplicada en estos procesos para controlar y reducir la temperatura en fondo que puede variar entre 1000°F (563°C) y 2000 ° F (1093°C), es circulando agua fría en el anular entre el revestidor y tubería de producción.

2.6.2. Recuperación por Inyección Continua de Vapor (ICV)

✓ Pozos Inyectores para ICV

Operaciones con vapor imponen condiciones de cargas severas en el revestidor. Pocas fallas han sido reportadas en pozos someros donde el revestidor esta cementado hasta superficie y con presiones y temperaturas bajas durante la inyección. Sin embargo varias fallas han sido reportadas en pozos con más de 1500 Pies de profundidad vertical verdadera, bajo temperaturas calculadas entre 400 °F (204°C) y 650°F (343°C), y presiones entre 250 Lpc y 3200 Lpc. Prácticamente la mayoría de las fallas han ocurrido en los acoples. Los revestidores que han sido recuperados indican que las juntas han sido sujetas a grandes esfuerzos compresivos. Esto ocurre debido al calentamiento y enfriamiento (consecuencia de los tiempos de inactividad) que ocurre en la tubería durante el proceso de inyección. Debido a esto, se recomienda el uso de roscas Butress o Premium para evitar que falle el acople. La elongación lineal de la tubería debido a cambios de temperatura se puede calcular con la **Ecuación 3**.

$$\Delta L = \alpha(\Delta T) \times L \dots\dots\dots \text{Ec. (3)}$$

Donde:

ΔL : Expansión Lineal (Pies).

α : Coeficiente Térmico de Expansión (7×10^{-6} pulg/pulg./°F).

ΔT : Incremento de la temperatura con respecto a la temperatura promedio de la formación, (°F).

L: Longitud de la tubería o revestidor (Pies).

La elongación de un revestidor inicialmente sin tensión va a ser 8 pulgadas por 1000 pies para cada incremento de 100 °F de temperatura. Por ejemplo: 1500 pies de longitud de un revestidor libre en un pozo donde la temperatura de superficie incremento a 400 °F, se espera que se expanda 3 pies en longitud. Si el revestidor está cementado o fijo en fondo, el mismo crecerá y se elevará sobre el piso para aliviar la tensión sometida. El revestidor debe ser dejado libre a la contracción durante el periodo de enfriamiento o en consecuencia ocurrirá esfuerzos de tensión.

Si el revestidor o sarta de tubería están rígidamente fijos en fondo y superficie para evitar la expansión o contracción de la tubería, y la temperatura en fondo cambia por la inyección de vapor, el esfuerzo térmico se acumulará en la tubería. Estos esfuerzos pueden transformarse en esfuerzos muy grandes; suficiente para esforzar la tubería más allá de su límite elástico o incluso más allá del punto de quiebre. Para calcular el estrés acumulado en la tubería de producción o revestidor fijos en ambos extremos se utiliza la **Ecuación 4**.

$$S = \alpha (\Delta T) \times E \dots\dots\dots \text{Ec.(4)}$$

Donde:

S: Esfuerzo, Lpc.

α : Coeficiente Térmico de Expansión (7×10^{-6} pulg/pulg./°F).

ΔT : Incremento de la temperatura con respecto a la temperatura promedio de la formación, (°F).

E: Módulo de Elasticidad, (29×10^6 lb/pulg²).

La presión requerida para inyectar el vapor dentro de la zona a la tasa deseada va a determinar la temperatura de inyección y a su vez el grado del revestidor y tubería de producción a seleccionar. Algunos pozos requieren de 2500 Lpc hasta 3000 Lpc las cuales corresponden a temperaturas entre 550 °F hasta 650 °F. Para revestidores fijos estas temperaturas generan esfuerzos de 80.000 a 120.000 Lpc.

Las propiedades físicas para varias temperaturas de cuatro típicos aceros usados en los pozos J-55, N-80, P-105, P-110 se muestran en la **Tabla 4**. Y el tamaño, composición y tratamiento térmico se muestra en la **Tabla 5**.

Tabla 4: Propiedades físicas de los diferentes tipos de acero inoxidable para tubería de producción y revestidores ⁽¹⁹⁾

Grado	Diámetro Externo, Pulg	Espesor, Pulg	Temperatura de Prueba de Tensión, °F	Esfuerzo de Cedencia, Lpc	Esfuerzo de Tensión, Lpc	Límite Elástico, Lpc	Modulo de Elasticidad, 1.000 Lpc	Porcentaje de Elongación, 2"	Porcentaje de Reducción del Área
J-55	13 - 5/8	0,313	RT	59.320	107.950	52.350	25.750	21,5	45
			300	55.820	100.040	50.750	24.650	14	38,4
			500	57.870	122.125	42.050	23.800	18,75	19,1
			700	53.130	98.490	37.925	21.550	26,25	57,5
			900	44.445	68.030	28.800	24.000	24	55,1
N-80	13 - 3/8	0,5	RT	83.750	124.050	69.550	27.900	19	44,8
			300	80.150	120.675	65.950	25.400	14	40,6
			500	83.970	133.500	59.850	21.600	22,75	36,7
			700	74.415	116.775	51.900	16.300	24	61
			900	62.715	85.000	40.650	15.700	25,75	67,2
P-105	3	0,375	RT	106.800	136.275	78.050	27.600	13	42,1
			300	102.100	131.600	73.500	26.500	11	46,2
			500	104.850	139.100	70.950	26.200	15,5	42,5
			700	95.900	129.100	67.500	25.200	18,3	59,7
			900	86.640	107.375	59.500	18.700	15,25	57,4
P-110	10 - 3/4	0,547	RT	128.825	145.500	120.200	27.900	14,50	44,5
			300	114.850	139.100	95.000	27.300	11,50	34,2
			500	110.025	146.050	86.750	25.500	18,00	38,6
			700	100.310	124.650	76.800	24.100	21,25	76,2
			900	78.545	92.145	51.400	19.200	21,50	77,3

Tabla 5: Tamaños, composición química y de los diferentes tipos de acero inoxidable para tubería de producción y revestidores ⁽¹⁹⁾

Grado	Diámetro Ext. pulg	Espesor, pulg	Composición Química, %						
			C	Mn	P	S	Si	Cr	Mo
J-55	13 -3/8	0,313	0,42/0,47	1,10/1,30	0,030 max	0,040 max	0,06 max	-	-
N-80	13-3/8	0,5	0,43/0,48	1,45/1,65	0,025 max	0,040 max	0,20/0,28	-	0,16/0,20
P-105	3	0,375	0,31/0,35	1,45/1,65	0,025 max	0,035 max	0,20/0,28	0,78/0,90	0,25/0,3
P-110	10-3/4	0,547	0,30/0,35	1,40/1,60	0,025 max	0,035 max	0,20/0,28	0,16/0,22	0,13/0,17

El esfuerzo cedente y el límite elástico en función de la temperatura para varios tipos de acero inoxidable se muestran en la **Figura 12 y 13** respectivamente.

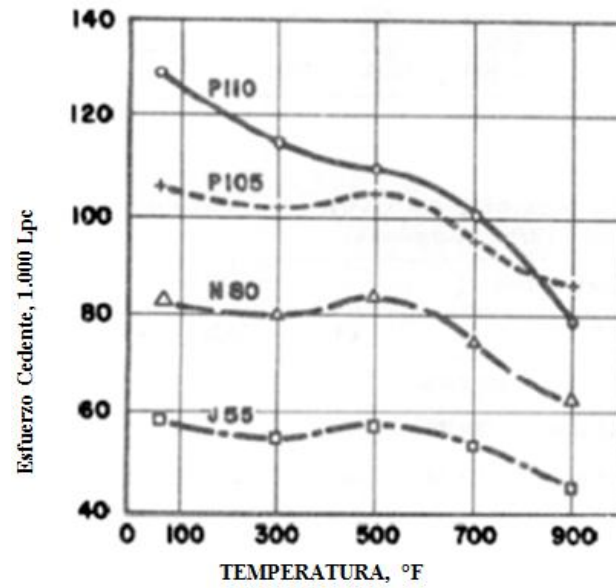


Figura 12: Esfuerzo cedente del revestidor vs Temperatura

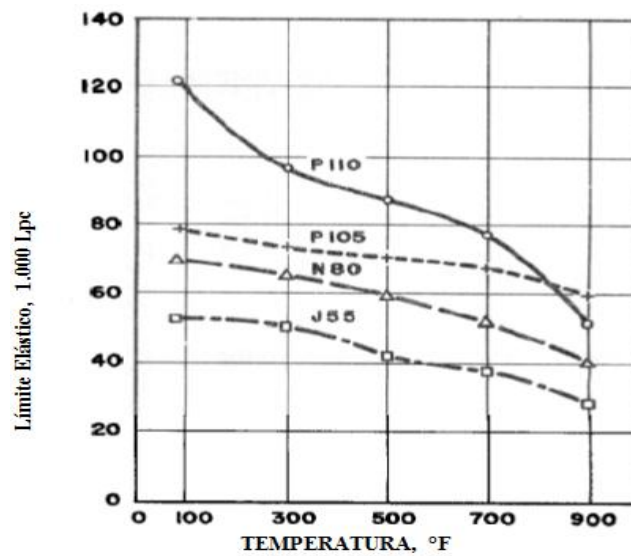


Figura 13: Limite Elástico vs Temperatura

Se observa en las **Figuras 12 y 13** que las propiedades de resistencia más deseables a largo plazo a la tracción a alta temperatura, se exhiben por el grado de acero normalizado y templado P-105, el cual contiene Cromo y Molibdeno en su composición química. Este material también tiene buena fluencia y resistencia a la rotura.

Terminaciones satisfactorias para pozos inyectoros de vapor requieren que el estrés del revestidor y la pérdida de calor sean consideradas. Usar en la sarta de tubería de inyección junta de expansión y empackadura térmica es recomendable por varios beneficios:

- 1- Minimiza el estrés térmico en el revestidor y tubería.
- 2- Minimiza fallas en la cementación primaria.
- 3- Minimiza la perdida de calor hacia el revestidor y formación.
- 4- Previene estallido del revestidor si la presión de inyección es muy alta.

Si el revestidor no está libre, sino fijo, Se deben tener ciertos límites en la temperaturas generadas (**Ver tabla 6**), para evitar exceder el límite cedente por la acumulación de estrés térmico.

Tabla 6: Límite de Temperatura por grado API para Revestidores fijos

Grado API	Rango de Temperatura en Superficie °F
H-40	270 - 330
J-55	350 – 410
N-80	470 – 580
P-110	620 - 730

Es importante utilizar empacadura térmica en las terminaciones de los pozos, porque normalmente reducirá el promedio de temperatura del revestidor y del cemento en aproximadamente 120 °F y el estrés térmico en 20.000 Lpc.

El uso de un cemento adecuado es muy importante para el éxito de operaciones de inyección de vapor, para minimizar la elongación y pandeo del revestidor. Investigaciones en laboratorio demuestran que cementos puros (Sin aditivos) tienen pérdida en la fuerza compresiva e incremento de la permeabilidad a temperaturas mayores a 230°F (110°C). Un cemento que tenga 4.000 Lpc de fuerza de compresión puede caer a 300 Lpc en 30 días bajo altas temperaturas. Existe un caso donde un cemento con una fuerza de compresión igual a 4250 Lpc y permeabilidad de 0,04 milidarcy fue sometido a una temperatura típica de inyección de vapor de 400 °F por 7 días. El resultado fue negativo, la fuerza de compresión se redujo a 550 Lpc y su permeabilidad aumento a 10,6 milidarcys. La estabilidad del cemento puede ser obtenida añadiendo Cuarzo o Silica Flour en porcentajes entre 30 y 60 % en peso de cemento⁽²⁰⁾.

Existen tres tipos de cemento recomendados y usados en pozos de inyección de vapor⁽¹⁹⁾.

- 1- Cemento API clase G, mezclado combinando 1 pie cúbico de cemento con 1 a 3 pies cúbicos de perlita expandida, y contiene de 30 % a 40% de Silica Flour y 2% de gel bentonita.
- 2- Cemento Pozzolan el cual tiene buena estabilidad térmica, pero es lento en formar la fuerza compresiva. Se prepara combinando 1 pie cúbico de cemento con 1 o 2 pie cúbico de Pozzolan, y contiene 30 % a 40 % de Silica Flour y 2% de gel bentonita por peso del cemento Pozzolan. Este tipo de cemento puede resistir mayores temperaturas que el cemento clase G si se usa 40 % de Silica Flour, de hecho empieza a perder la fuerza de compresión a temperaturas por encima de los 460 °F (237°C).

- 3- Cemento FlexStone, es el más innovador de los 3 cementos mencionados, creado por la empresa Schlumberger. Este nuevo sistema de cemento es térmicamente estable y permite la aplicación de este cemento en pozos donde las temperaturas de inyección alcanzan 662° F (350°C), con un excelente rendimiento del material logrado mediante la combinación de alta resistencia mecánica y alta flexibilidad. La nueva solución permite una programación más rápida del calentamiento y una mayor resistencia. Ensayos de laboratorio simulando operaciones reales de calentamiento y enfriamiento se ha demostrado que incluso a bajas temperaturas, las propiedades mecánicas alcanzan valores máximos en casi una semana, lo que permite establecer una semana como tiempo mínimo para adquirir las propiedades mecánicas del cemento. Adicionalmente se sabe de la presencia del relleno flexible a lo largo de todo el proceso. En la **Figura 14** se compara el comportamiento del cemento convencional a una temperatura de 130°C con el cemento FlexStone a una temperatura de 350°C, se observa que el cemento convencional está fracturado a una temperatura de 130°C, mientras el cemento FlexStone a 350°C se mantiene íntegro, demostrando la resistencia del sistema de cemento a altas temperaturas.



Figura 14: Comparación de la Resistencia a la Alta Temperatura entre el Cemento Convencional y el FlexStone ⁽²¹⁾

✓ Pozos Productores en ICV

Los pozos productores en procesos de inyección continua de vapor pueden ser terminados con aceros de clase H-40 o J-55, ya que las temperaturas en estos pozos son muchos menores a la temperatura en los pozos inyectoros. Pero si se tiene pensado en el diseño del proyecto de recuperación térmica, la aplicación previa de un proceso de inyección alterna de vapor, lo cual es muy común, los pozos productores tendrían que ser terminado de forma similar a los pozos inyectoros. En la **Figura 15** se muestra la terminación de un pozo horizontal que será sometido a procesos tanto de IAV e ICV. Dentro de los aspectos más importantes se tiene que usan un cemento tipo G + 40% Silica Flour para el revestidor superficial (13 3/8", K-55, rosca Butress), un cemento tipo FlexStone para el revestidor intermedio (9 5/8", L-80, rosca Premium) y un liner en la sección horizontal de 7", L-80, rosca Premium, 3% área abierta al flujo, colgado en un colgador térmico 7".

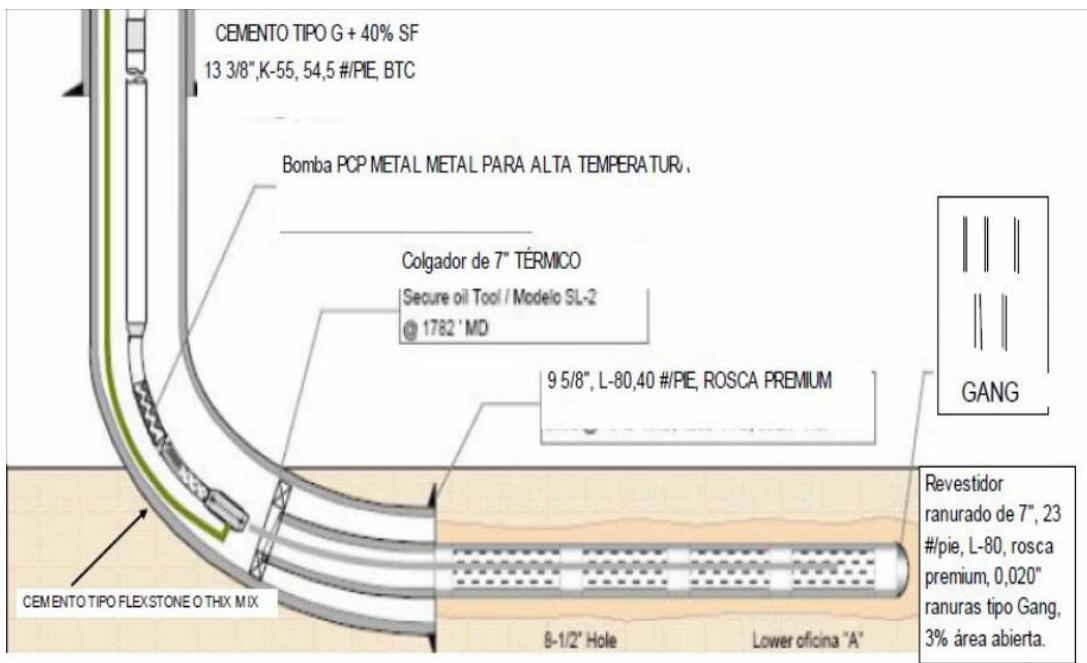


Figura 15: Terminación de un pozo horizontal térmico ⁽²²⁾

2.6.3. Recuperación por Inyección Alterna de Vapor (IAV)

✓ Pozo Inyector/ Productor para IAV

Estos pozos son sometidos a los mismos esfuerzos y consideraciones explicadas anteriormente en el proceso de ICV. Quiere decir que requieren del mismo tipo de revestidores, tuberías de producción y cementación. Con la excepción que la pérdida de calor no es tan importante como en el caso de inyección continua. Por esta razón muchos pozos son estimulados con vapor sin empacaduras térmicas.

2.7 Métodos de Levantamiento Artificial para Procesos Térmicos

Debido a las características del fluido en la FPO, de crudos extra-pesado y pesado con viscosidades altas, a esto sumado presiones de yacimiento alrededor de 1000 Lpc (**Ver Tabla 1**), los pozos requieren de un método de levantamiento artificial que pueda levantar el fluido desde el subsuelo hasta superficie de manera eficaz, segura y rentable.

Dentro de los nuevos desarrollos de métodos capaces de resistir las altas temperaturas y presiones generadas en los procesos de recuperación térmica, existen dos principales tecnologías ampliamente usadas en Canadá en los proyectos de SAGD y IAV, con resultados exitosos, a continuación se describe algunas características importantes de estos métodos.

2.7.1. Bomba de Cavidad Progresiva Metálica (PCP Vulcain):

Es una bomba de cavidades progresivas totalmente metálica para la extracción artificial, capaz de bombear fluidos extremadamente calientes (350°C / 660°F) ⁽²³⁾. Se ha utilizado con mucha frecuencia en diversos procesos de extracción asistido con vapor (SAGD, IAV, ICV), obteniendo resultados positivos en cuanto a producción constante y eficiente, flexibilidad, menor coste por ciclo de vida a alta temperatura.

Dentro de las ventajas de la aplicación del método están:

- ✓ Más de 1 año de vida de la bomba, o por lo menos 8.000 horas de operación.
- ✓ Capaz de reducir la relación vapor – petróleo en un 50 % aproximadamente.
- ✓ Capaz de bombear de 440 hasta 1500 barriles por día de fluido.
- ✓ Puede soportar temperaturas hasta (350°C / 660°F).
- ✓ Fácil control del caudal.
- ✓ Fácil instalación y mantenimiento, equipo compacto, similar a las PCP convencionales.

- ✓ Altamente compatible con varios yacimientos, especialmente para petróleo pesado y yacimientos con alto corte de arena.
- ✓ A diferencia del bombeo mecánico, no hay impulso durante el proceso de bombeo y con respecto al bombeo electro sumergible, no hay esfuerzo cortante durante el bombeo, lo que resulta en menos formación de emulsión.
- ✓ Resistente a corrosión por H_2S .
- ✓ Fácil arranque a altas viscosidades.
- ✓ Inyección de vapor a través del estator.
- ✓ Funciona también con baja presión en el fondo.
- ✓ Ya que es un sistema de bajo torque, las unidades hidráulicas mecánicas y eléctricas, se pueden ajustar a pozos horizontales.

2.7.2. Bomba Electro Sumergible para Alta Temperatura (REDA HOTLINE 550 o SA3)

Es una bomba diseñada por la empresa de servicio Schlumberger. Se han instalado alrededor de 800 unidades en 260 pozos activos en el mundo. Con el record de vida de operación de 4 años y medio sin cambiar la bomba⁽²⁴⁾. El sistema de ESP para alta temperatura Hotline 550 es un completo sistema de levantamiento que consta de un equipamiento ESP de fondo de hoyo (motor, bomba y protector), cables de potencia para alta temperatura y unidad de variación de frecuencia de superficie (VSD). El sistema puede producir confiablemente a temperaturas de 218 °C (425°F), aunque algunos de sus componentes están diseñados para soportar temperaturas superiores. El sistema está diseñado para operar a alta temperatura, presencia de gases, ambientes abrasivos y corrosivos comunes en los procesos de recuperación térmica. Además soporta la expansión y compresión del material y la fatiga extrema debido a los ciclos de alta temperatura extremas.

Estas bombas se han probado en Canadá en los campos de Foster Creek, Senlac y Christina Lake, donde se ha reducido la relación vapor-petróleo en 20 %. Para la FPO son muy importantes su instalación cuando se inicie los procesos térmicos ya que las bombas convencionales BES utilizadas hasta ahora en la FPO solo resisten hasta 400 °F ⁽⁷⁾ , lo cual implicaría un alto riesgo utilizar éstas bombas, porque en los procesos de inyección de vapor las temperaturas en fondo pueden llegar hasta los 660°F.

Las ventajas de éste método son:

- ✓ Puede soportar temperaturas hasta (288°C/550°F).
- ✓ El motor de estas bombas está protegido con un fuelle metálico especial y un mecanismo de sello de eje, que crean una barrera entre los fluidos calientes del pozo y el aceite interno del motor.
- ✓ Posee medidores de presión y temperatura internamente para el monitoreo.
- ✓ Presenta un rango de flujo desde 100 hasta 54.000 BPD.
- ✓ Tiempo de vida útil entre 1 año y 4 años.
- ✓ Posee cable de poder resistente a altas temperaturas.
- ✓ Puede ser utilizada en pozos horizontales.
- ✓ Puede soportar fluidos corrosivos como el H₂S y CO₂.

2.8 Algunos Equipos de Terminación Utilizados en Operaciones Térmicas

2.8.1. Tubería con Aislamiento Térmico de Alto Vacío

La tubería con aislamiento térmico de alto vacío está compuesta de un juego de tuberías concéntricas que tiene en su espacio anular una atmosfera de alto vacío, capaz de reducir hasta 4,5 veces las pérdidas de calor comparada con la tubería convencional. Esta característica se mantiene hasta una temperatura del orden de los 670 °F o 354 °C ⁽²⁵⁾.

Este tipo de tuberías suprime las pérdidas por conducción y convección, con lo cual se mantiene la calidad del vapor que es inyectado en el pozo. Igualmente, por su alta resistividad térmica, soporta los arduos ambientes característicos de los pozos de inyección de vapor.

La aplicación de este equipo de terminación, se muestra como una alternativa altamente eficiente al uso de tuberías convencionales en las operaciones de recuperación térmica. La utilización de tuberías convencionales en las operaciones de Inyección Cíclica de Vapor, y en general en cualquier método que implique inyección de vapor, muestra las siguientes desventajas ⁽²⁵⁾:

- ✓ Empobrecimiento de la calidad del vapor que se inyecta.
- ✓ Disminución de la carga calórica (calor latente) que el vapor debe transferir al yacimiento al ser inyectado.
- ✓ Reducción drástica de la eficiencia térmica del sistema.
- ✓ Menor radio de penetración y menor masa de crudo calentada.
- ✓ Mínimo recobro de crudo pesado y extra-pesado.

Paralelamente, la tubería con aislamiento térmico de alto vacío muestra los siguientes beneficios:

- ✓ Mejora la calidad de vapor en fondo:

La transferencia de carga calórica al yacimiento es el primordial agente reductor de la viscosidad en la recuperación térmica con vapor. Al transferir más calor, mayor será la producción y capacidad de recobro de las reservas del yacimiento. Este tipo de tuberías ayuda a crear un eficiente sistema térmico, aumentando la rentabilidad de los proyectos debido a la mejora de producción y a la reducción de costos asociados a la generación de vapor.

- ✓ Minimiza las pérdidas de calor.

- ✓ Protege al revestidor y cemento, disminuyendo su temperatura de trabajo:

Las fallas de revestidor y cemento son características de los pozos de inyección de vapor, debido a las fuerzas abrasivas causadas por las altas temperaturas. La tecnología de este tipo de tuberías crea una atmosfera de cero absoluto promoviendo la protección del revestidor y la cementación. Con el uso de este tipo de tuberías se extiende la vida útil del pozo, bajando las necesidades de intervenciones y muchas veces reduce los costos referentes a cemento térmico y roscas Premium. Se estima una vida útil de hasta 8 ciclos de inyección comparados con solo 2 ciclos de la tubería convencional.

- ✓ Protege al medio ambiente, evitando la contaminación térmica de acuíferos superficiales.

- ✓ Evita la formación de parafinas/hidratos durante la fase de producción (aplicación en aguas profundas):

El uso de tubería con aislamiento térmico de alto vacío mantiene la temperatura del crudo, evitándose la formación de parafinas, tanto en pozos de inyección de vapor como pozos de producción en frío. La precipitación de estos componentes ocurre

cuando por baja de temperatura se llega al punto de nube (en inglés, cloud point) ya sea en la tubería de producción o en líneas de superficie.

Las parafinas pueden significar reducciones en las tasas de producción, acortamiento en la vida útil de las tuberías y tiempo de baja por limpieza mecánica y química.

También se puede reducir o hasta eliminar la necesidad del uso de diluyentes en la producción y transporte del crudo.

2.8.2. Empacadura para Altas Temperaturas

Las empacaduras térmicas, son usadas en procesos de inyección alterna de vapor y en otros procesos de recuperación térmica, entre las empacaduras térmicas más usadas en Venezuela se tiene la CB-TIET. Este obturador mecánico es utilizado tanto en la inyección de vapor como en la producción, y cuenta con junta de expansión incorporada, además de ranuras de circulación para la colocación de fluido aislante y un sistema que permite poner el pozo en producción sin tener que cambiar la sarta de inyección ⁽²⁶⁾.

Entre las ventajas del empleo de esta empacadura se encuentran: No requiere sobre-torquear la tubería para energizar los elementos de empaque, la camisa de producción permite establecer comunicación tubing-revestidor cuando se requiera, es de uso dual para inyección y producción sin necesidad de sacar la terminación, se puede maniobrar con cabrias pequeñas, reduce el tiempo de conexión y tiempo de activación de los pozos, reparable a bajo costo, rango de presión diferencial 2800 Lpc a 600 °F.

Características de la empacadura térmica CB-TIET:

- ✓ Camisa productora incorporada de apertura mecánica.

- ✓ Sistema de seguridad que impide pre-asentamiento.
- ✓ Elementos de empaques combinables.
- ✓ Asentamiento mecánico 100% confiable aun en pozos de alta desviación (80°).
- ✓ Junta de expansión incorporada (25 pie de carrera libre).
- ✓ Rango de temperatura hasta 600°F.
- ✓ Fácil recuperación (de 20 a 30 mil LBS de tensión).

2.9 Clasificación de los procesos de Recuperación Térmica

Los procesos térmicos de extracción de petróleo utilizados para el estudio en este trabajo se clasifican en dos tipos:

Inyección de Fluidos Calientes

- ✓ Inyección Cíclica o Alternada de Vapor.
- ✓ Inyección Continua De Vapor.
- ✓ Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor.

Combustión in situ

- ✓ Combustión Progresiva Seca.
- ✓ Combustión Húmeda.
- ✓ Combustión Inversa.

2.9.1 Inyección Alterna de Vapor (IAV)

El proceso de inyección alterna de vapor, también llamado remojo con vapor, es uno de los métodos de recuperación más usados en pozos que producen petróleo pesado y extra-pesado, es decir, crudos de alta viscosidad. Es un proceso cíclico en el cual el mismo pozo es usado para inyección y producción. El método consiste en generar vapor a alta presión mediante una planta generadora de vapor, distribuirlo a través de una red de tuberías e inyectarlo al yacimiento por dos o tres semanas, después del cual el pozo es cerrado entre 1 y 4 días. Posterior a este periodo de cierre el pozo será producido por unos cuantos meses, hasta que su producción decline hasta su tasa de producción en frío, lo cual es un indicativo de realizar un nuevo ciclo de inyección.

La **Figura 16** muestra un comportamiento de producción típico de un proceso de Inyección Alterna de Vapor en el tiempo.

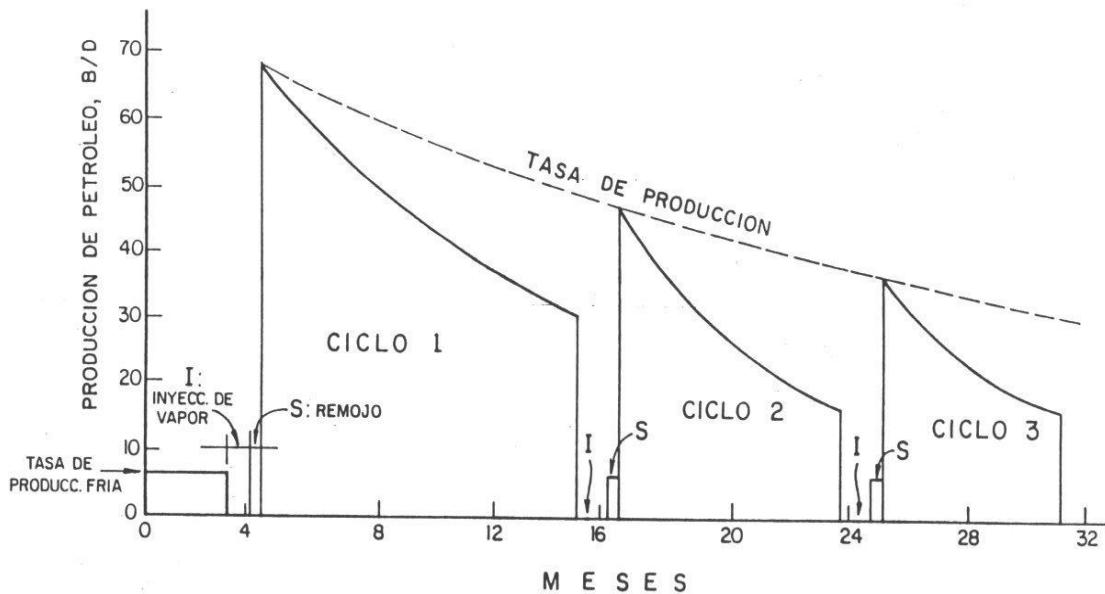


Figura 16: Respuestas típicas de un proceso de Inyección Alterna de Vapor en el tiempo ⁽²⁷⁾

Entre sus ventajas podemos mencionar el bajo costo de probar y desarrollar el proceso en el campo, comparado con los otros procesos térmicos alternativos, respuestas rápidas de producción, altas tasas de producción, una vasta experiencia en la aplicación del proceso, mientras en las desventajas, el factor de recobro obtenido comparado a otros procesos térmicos es bajo (6 – 15%), altas temperaturas y corte de agua, producción de gases ácidos incrementan la corrosión en tuberías de producción y equipos de levantamiento, y el riesgo de que la expansión térmica cause daños al revestidor mientras el vapor es inyectado.

Cuando se usan presiones de inyección que exceden los 1000 lpc y donde el revestidor no se encuentra cementado hasta la superficie, es recomendable usar sartas aisladas para evitar el contacto directo del vapor con el revestidor. Esta sarta consiste

en tubería de producción equipada con una camisa exterior y material aislante (silicato de calcio) entre tubería y camisa, protegiendo de esta manera el revestidor de posibles roturas por la alta temperatura.

Otra condición importante a la hora de seleccionar un pozo al cual se le inyectará vapor es su ubicación geográfica. Es necesario tener presente las facilidades de inyección cercanas al pozo, es decir, definir si este se encuentra cercano a una planta de generación de vapor y si es razonable la cantidad de línea de distribución a tender para poder llevar a cabo la inyección. Pozos que no se encuentren en ubicaciones cercanas a alguna planta, pueden ser inyectados con generadores de vapor movibles. Es importante destacar que no se recomienda inyectar pozos en cuyo historial de producción exista presencia considerable de arena, a menos que este se halla sometido a una limpieza y en los trabajos posteriores no se reporte presencia de finos, así como tampoco es recomendable inyectar pozos que tengan evidencias de obstrucción causada por alguna herramienta u objeto que se haya quedado atascada en algún trabajo anterior (pescado).

La **Figura 17**, es una representación esquemática de un proceso de inyección cíclica de vapor. A manera de resumen se describe cada una de las etapas a continuación:

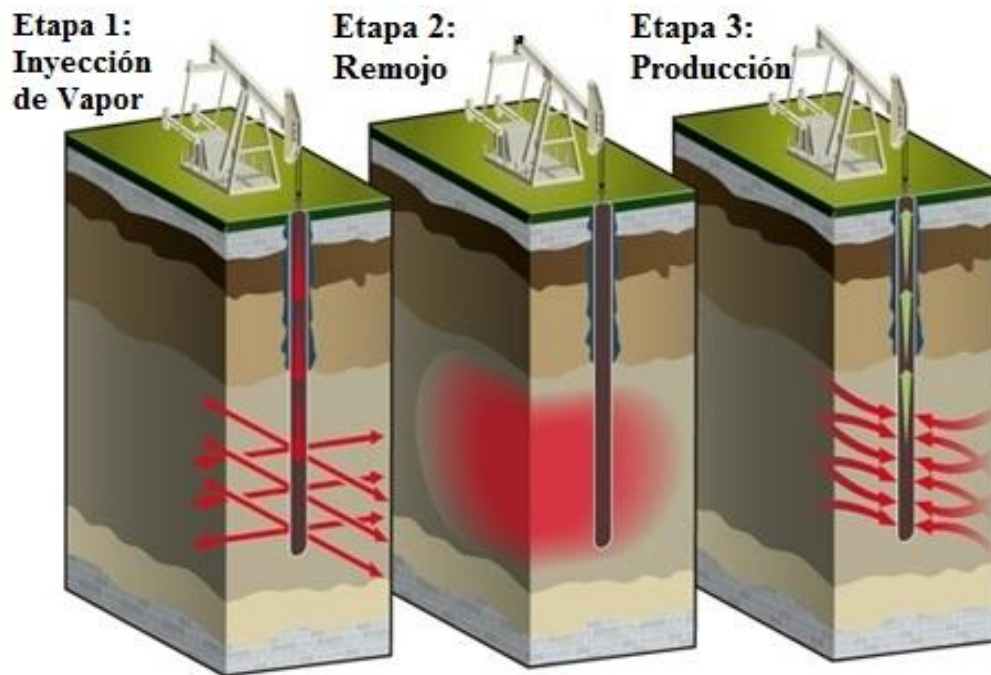


Figura 17: Representación esquemática de un proceso de Inyección Alternada de Vapor.

Previo a la etapa 1, existe un acondicionamiento o preparación donde una máquina de subsuelo se encarga de instalar en el pozo el equipo necesario para inyectar el vapor. Cuando la máquina culmina su trabajo, deja el pozo esperando por el tendido de las líneas que permitirán transportar el vapor desde la fuente de generación hasta el cabezal del pozo, para luego instalar el equipo que permitirá determinar la cantidad de energía en forma de vapor que recibirá, y la presión de inyección. Una vez que las conexiones se han efectuado, se procede a permitir el paso de una mínima cantidad de vapor, con la finalidad de que el calentamiento del sistema sea gradual, evitando posibles roturas de la tubería, o más frecuente aún desasentamiento de la empacadura térmica.

Etapas 1 (Inyección de Vapor):

Se inicia una vez que termina la fase de preparación. Gradualmente se abre la inyección de vapor hasta obtener una tasa de inyección óptima. De esta tasa de vapor que el pozo recibe diariamente va a depender la duración de la etapa de inyección. Dicha tasa es función de la presión a la cual se está inyectando, la cual es importante monitorear diariamente ya que esta última se debe mantener por debajo de la presión de fractura de la formación, para de esta forma evitar posibles irrupciones de vapor. Durante esta fase el vapor inyectado a la formación de crudo viscoso, permite que el calor penetre dentro de la roca yacimiento por varios días para disminuir la viscosidad de la zona calentada y aumentar la movilidad del petróleo hacia el pozo. Por ejemplo para los campos de la Costa Bolívar en el Estado Zulia el promedio de vapor inyectado por pozo es de 4000-5000 toneladas para pozos verticales, y 8000 para pozos horizontales ⁽²⁸⁾. El vapor que entra al pozo es medido diariamente, este se va totalizando hasta completar la energía requerida por el pozo.

Una serie de problemas operacionales pueden surgir durante esta fase, muchos de los cuales se originan debido a las altas presiones y altas temperaturas de inyección empleadas. Los principales problemas encontrados son: Fallas de las empacaduras de inyección, tubería partida, doblada o colapsada, liners dañados, irrupciones de vapor originada por fracturamiento de la formación. Estos inconvenientes podrían ser evitados mediante el uso empacaduras aptas para resistir altas temperaturas y mediante la presencia de personal capacitado al momento de su asentamiento, monitoreo de las presiones para evitar colapsamientos de las tuberías de revestimiento o de inyección, etc. Una vez que es obtenida la energía requerida por el pozo, se procede al cierre de la inyección y se inicia la fase de remojo.

Etapas 2 (Remojo) :

Consiste en dejar por un periodo de 1 a 5 días el pozo cerrado una vez que ha finalizado la inyección, con el objeto de que el calor remoje la formación. Existen discrepancias en esta etapa, algunos investigadores piensan que el pozo debería ser abierto a producción en cuanto finaliza la inyección, mientras que otros indican que un periodo de remojo corto es necesario. Sin embargo estudios de campo han sido publicados los cuales mencionan que ciertamente un tiempo mínimo de remojo fue beneficioso en yacimientos específicos, aunque los resultados para periodos de remojo largos no fueron satisfactorios ⁽²⁹⁾.

Para analizar esta polémica Farouq Ali, S.M analizó dos casos extremos ⁽³⁰⁾: el primero, cerrar el pozo durante un periodo considerable de tiempo, y el segundo, abrirlo a producción una vez que finalice la inyección. En el primer caso, el cerrar el pozo permitiría la condensación del vapor, permitiendo que su calor latente sea transferido a la roca y a los fluidos. De esta manera, aún teniendo pérdidas de calor el calor contenido en el vapor sería empleado provechosamente para calentar el yacimiento. Sin embargo, en este caso, la presión de la zona de vapor, declinaría rápidamente al cabo de unos días, y por lo tanto la energía expansiva del vapor no estará disponible para expeler el crudo. Si el yacimiento no posee cierta energía en forma de presión, la gravedad sería la única fuerza que colaboraría con la expulsión del petróleo fuera del yacimiento. Si por otra parte, el pozo es abierto a producción una vez que finalice la inyección, gran parte de la energía del vapor estará disponible para la producción de crudo, sin embargo en este caso, un considerable porcentaje del vapor inyectado será producido junto con el petróleo. Consecuentemente, la eficacia de la utilización del vapor será baja. También la transferencia de calor a la matriz de la roca y a los fluidos será pobre, debido al poco tiempo disponible para la transferencia, por lo tanto, un periodo de remojo es deseable, aunque no debe ser muy prolongado para evitar el agotamiento de la energía suministrada por el vapor. Un cuidadoso monitoreo de la presión en el cabezal durante el periodo de cierre

podría indicar el mejor momento para abrir el pozo a producción. Esto debería ser durante o poco tiempo después que la presión comience a declinar rápidamente.

Se recomienda por experiencias adquiridas, si el yacimiento tiene activos los mecanismos de producción primaria y suficiente presión se recomienda dejar un tiempo de remojo suficiente, para que el vapor ceda calor al yacimiento. Si el yacimiento tiene poca presión, se recomienda dejar poco tiempo de remojo con el fin de utilizar el aumento de presión del yacimiento en las cercanías del pozo para empujar el petróleo hacia el fondo de los pozos.

Etapas 3 (Producción):

Posterior a la fase de remojo, el pozo es abierto a producción en estado de flujo natural. Durante esta etapa la presión y la temperatura son medidas a nivel de cabezal diariamente. El principal mecanismo de recuperación de crudo en un proceso de inyección de vapor varía en función del yacimiento ⁽¹⁵⁾. Generalmente se consideran dos casos:

- 1- Yacimientos con presión utilizable como energía produciendo a bajas tasas debido a la alta viscosidad del crudo. En este caso la inyección origina una zona calentada de baja viscosidad la cual resulta en un aumento en la producción de petróleo bajo la presión diferencial existente.
- 2- Yacimientos con energía muy baja en forma de presión (crudos pesados y arenas bituminosas), en los cuales la producción se da principalmente por drenaje por gravedad.

Pero el elemento común en todo yacimiento es la mejora de la razón movilidad agua- petróleo, debido a la disminución de la viscosidad por el aumento en la temperatura.

Una vez que la movilidad mejora, la fuerza que origina la expulsión del crudo hacia los pozos puede ser cualquiera de las siguientes:

- ✓ Presión del yacimiento
- ✓ Drenaje por Gravedad
- ✓ Compactación de la roca yacimiento
- ✓ Vapor no condensado
- ✓ Expansión térmica del petróleo
- ✓ Efecto de la temperatura sobre permeabilidades relativas
- ✓ Calentamiento mas allá de la zona calentada por el vapor

Una vez inyectado, el pozo producirá a una tasa mayor por cierto periodo de tiempo, es general entre 3 y 6 meses. El ciclo de producción de un pozo sometido a un proceso de inyección de vapor se considera concluido cuando la tasa de producción vuelve a alcanzar los valores de la tasa de producción en frío, de acuerdo con su declinación primaria. Como es de esperarse el ciclo de producción en caliente es función de la respuesta del yacimiento al proceso de inyección de vapor (**Ver Figura 16**). Tal como se observa en la figura, la respuesta de producción después del primer ciclo de inyección suele ser 8 a 10 veces mayor que la producción en frío. La duración del segundo y tercer ciclo es menor y tienen menor efecto en la respuesta de producción. La razón por la cual el primer ciclo muestra mejor respuesta por parte del yacimiento es explicado por tres efectos principales de la inyección de vapor: reducción de la viscosidad, limpieza del pozo (depósitos de asfáltenos y parafinas son acumulados alrededor del pozo reduciendo la permeabilidad de la formación) y el gradiente de presión causado por la inyección de vapor, el cual tiende a ser el mismo para los ciclos sucesivos mientras que la reducción en la viscosidad y el efecto de limpieza del pozo disminuye.

2.9.2 Inyección Continua de Vapor (ICV)

Es un método de recuperación mejorada usado generalmente en yacimientos agotados de crudo pesado, donde la viscosidad es el factor limitante para alcanzar una tasa de producción comercial. Este es un método de empuje en arreglos, con pozos de inyección y producción. En este caso, el comportamiento depende básicamente del tamaño del arreglo, ya que las pérdidas de calor hacia las rocas adyacentes pueden consumir gran proporción del calor inyectado. El vapor se inyecta continuamente en el pozo inyector, lo cual genera en la formación una zona de vapor que avanza a una tasa siempre decreciente, el área cercana al pozo de inyección comienza a calentarse a temperatura de saturación de vapor y esta zona se expande hacia el pozo productor. Debido a la alta viscosidad de los crudos existe una tendencia del vapor de irse a la parte alta del yacimiento y esta tendencia limita la penetración del calor hacia las zonas inferiores, disminuyendo la eficiencia de barrido y en consecuencia la recuperación. A este fenómeno se le denomina segregación gravitacional.

Este fenómeno tiene dos consecuencias negativas en la recuperación de petróleo. En primer lugar, las pérdidas térmicas hacia el medio que se encuentra por encima de la formación son mayores, ya que el área de transferencia de calor es mayor. En segundo lugar, el vapor no barre todo el espesor de arena petrolífera, dejando tras de sí una gran cantidad de crudo. Estudios realizados demuestran que al aumentar la tasa de inyección, la segregación gravitacional disminuye. Esto se debe a que mientras la velocidad de segregación que depende de la diferencia de densidades, no sufre alteraciones, la velocidad del fluido en la dirección horizontal (velocidad de inyección) aumenta. Este aumento en la velocidad de inyección hace que el vapor penetre más en la formación antes de tener tiempo de segregarse. Con respecto a la presión de inyección esta no afecta mayormente la forma del perfil de desplazamiento. Sin embargo, se ha observado que para una misma tasa de inyección el volumen calentado aumenta a medida que la presión disminuye. Esto se debe a que la energía latente del vapor inyectado disminuye a medida que la presión aumenta.

Los efectos sobre el frente de desplazamiento se reproducen en el volumen invadido por el vapor y este a su vez es una medida del fluido desplazado. Por otro lado a mayor tasa de inyección y para una misma cantidad de energía inyectada, el volumen poroso invadido es mayor. Y después que el vapor ha llegado al pozo productor la tasa de crecimiento del volumen invadido tiende a anularse. A fin de suplir las pérdidas de calor, cuando ocurre la ruptura del vapor se debe reducir la tasa de inyección del vapor hasta un valor conveniente. Otras medidas pueden incluir intervalos de cierre de la producción de vapor, la reterminación de pozos y, aún, perforar productores interespaciados.

Frecuentemente es económico aplicar inyección continua después de una recuperación inicial cíclica. El recobro de petróleo por inyección continua de vapor puede ser alto, por encima del 50% en muchos casos, pero la relación vapor- petróleo es mayor que la de inyección cíclica de vapor debido a que las pérdidas de calor son mayores. Una de las soluciones propuestas para el problema de la segregación gravitacional, es la inyección de aditivos que promuevan la creación de espuma en el medio poroso, a fin de aumentar la viscosidad aparente de la fase gaseosa. La espuma produce una restricción al flujo en la zona ya invadida por el vapor, desviando el flujo del mismo hacia zonas con altas saturaciones del petróleo, haciendo crecer el volumen de yacimiento calentado.

El movimiento de vapor a través del yacimiento entre el inyector y productor, crea varias regiones de diferentes temperaturas y saturaciones de fluido. En la **Figura 18** representa las distintas zonas creadas durante el proceso de ICV. Las regiones son la zona de vapor (A), la zona de condensado caliente (B,C), la zona de condensado frío (D) y la zona de flujo del yacimiento (E). La zona de condensado caliente se subdivide en un banco de solvente (B) y un banco de agua caliente (C). Las divisiones entre las zonas proporcionan una manera útil de describir los varios procesos que ocurren durante un ICV.

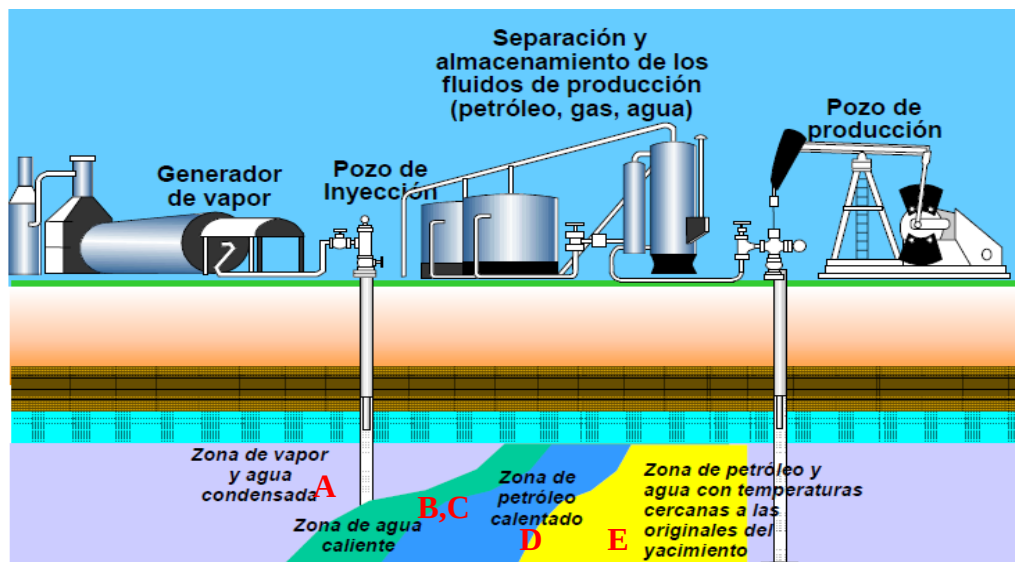


Figura 18: Representación esquemática del proceso de ICV

Un perfil de temperatura típico para un ICV se muestra en la **Figura 19**, muestra la transición gradual de la temperatura de vapor desde el inyector hasta la temperatura del yacimiento en el pozo productor. Cuando el vapor entra en el yacimiento, forma una zona de vapor-saturada alrededor. Delante de la zona vapor-saturada (A) el vapor se condensa en agua cuando pierde calor hacia la formación y forma condensados calientes, los cuales se dividen en las zonas (B,C). Empujados por la inyección continua de vapor, los condensados calientes llevan calor delante del frente hacia las regiones más frescas más allá del inyector. Con el tiempo el condensado pierde su calor a la formación, y su temperatura se reduce a la temperatura inicial del yacimiento.

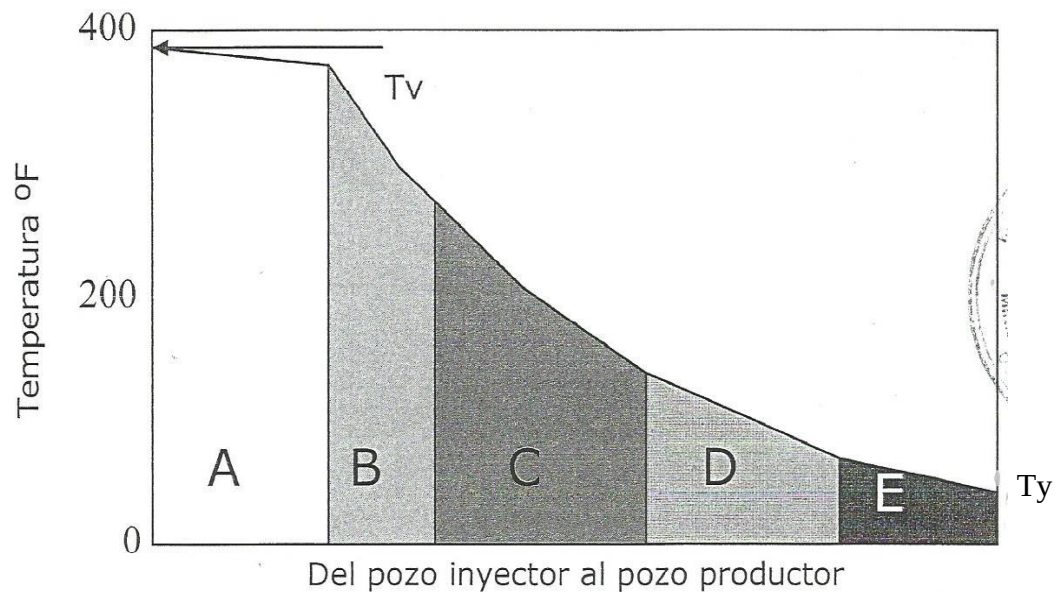


Figura 19: Perfil de temperatura típico para un proceso de ICV

Debido a que los mecanismos de desplazamiento de petróleo son diferentes en cada zona, la saturación de petróleo varía entre el inyector y productor. Los mecanismos activos y de saturación dependen principalmente de las propiedades térmicas del petróleo. En la zona de vapor (A) la saturación del petróleo alcanza su valor más bajo porque el mismo está sujeto a la temperatura más alta. La saturación residual real lograda es independiente de la saturación inicial; ésta depende de la temperatura y la composición del petróleo. El petróleo se mueve de la zona de vapor a la zona de condensado caliente (B,C) por destilación de vapor (a la temperatura de vapor), creando un banco solvente (B) de destilados ligeros en el extremo, simplemente delante del frente de vapor. También se despoja gas del petróleo en esta región. En la zona de condensado caliente, el banco solvente generado por la zona de vapor extrae petróleo adicional de la formación, formando una fase miscible de petróleo. Las temperaturas altas en esta zona reducen la viscosidad del petróleo y extienden el mismo para producir saturaciones más bajas que aquellas encontradas en inyección de agua convencional.

El petróleo movable es empujado por los frentes de vapor y agua caliente. Cuando el vapor inyectado se ha condensado y se ha enfriado a la temperatura del yacimiento (en la zona de condensado frío), se forma un banco de petróleo (D). Así, la saturación de petróleo en esta zona es realmente más alta que la saturación de petróleo inicial. El desplazamiento aquí es representativo de una inyección de agua. Finalmente en el yacimiento de la zona (E), la temperatura y la saturación se acercan a las condiciones iniciales.

2.9.3 Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD)

El método de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD, por sus siglas en Inglés) fue concebido por Butler, McNab y Lo en el año de 1981. Se caracteriza por la utilización de dos pozos horizontales superpuestos perforados en la base de la formación, los cuales pueden estar separados por una distancia vertical de alrededor de cinco metros.

En la fase de precalentamiento, el vapor es inyectado por los dos pozos, permitiendo establecer una comunicación térmica entre ambos. Este precalentamiento puede tomar un tiempo aproximado de dos meses. Luego de esta primera fase y ya existiendo la comunicación térmica, el vapor se sigue inyectando de forma continua por el anular y la tubería de producción del pozo superior, el cual forma una zona de vapor saturado llamada cámara de vapor.

La inyección continua de vapor ocasiona que la cámara de vapor crezca verticalmente hasta alcanzar el tope de la formación, seguidamente la expansión de la cámara continua pero de forma lateral. Durante todo el proceso la cámara de vapor mantiene una presión constante.

El vapor inyectado circula por la cámara, se condensa en la interfase cámara de vapor-arena petrolífera y el calor es transmitido, por conducción térmica, hacia el

yacimiento que rodea el sistema. El petróleo que rodea la cámara es calentado y es capaz de moverse debido a la reducción de la viscosidad. A su vez, el drenaje del petróleo y el agua condensada se debe a la acción de la gravedad, que lleva los fluidos hacia el pozo productor en la parte inferior de la configuración.

En la **Figura 20** se ilustra el proceso SAGD mediante la sección vertical de la cámara de vapor. Se muestra la movilización tanto del vapor inyectado (parte superior) hacia los límites de la cámara de vapor, como del petróleo circundante y el agua condensada hacia el pozo productor por acción de la gravedad (parte inferior).



Figura 20: proceso SAGD mediante la sección vertical de la cámara de vapor

La distancia entre el inyector y el productor puede variar según las condiciones de transmisibilidad de la zona y de la viscosidad del petróleo a producir. Entre menos movable resulte el crudo, la distancia entre los dos pozos deberá ser menor. Si por el contrario, el petróleo se considera móvil, la distancia entre ellos puede ser incrementada quedando el pozo inyector más arriba en la formación.

Como se muestra en la **Figura 21**, el proceso SAGD utiliza el principio de pozos horizontales perforados en pares apilados, para que el vapor inyectado por el pozo

superior reduzca la viscosidad del petróleo pesado circundante a la cámara de vapor generada. Una vez que la movilidad del petróleo aumenta, por acción de la gravedad dicho petróleo y el agua condensada fluyen hacia el pozo inferior para su producción (31).

El mecanismo de drenaje por gravedad depende principalmente de la diferencia de densidad que existe entre el vapor y el petróleo, así como también de la permeabilidad vertical efectiva del yacimiento (32).

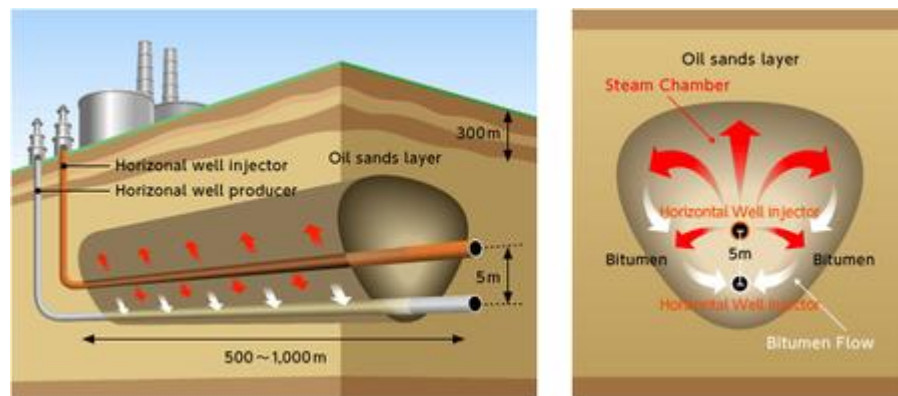


Figura 21: Esquema general de pozos inyector y productor en configuración SAGD

Cabe destacar que los pozos SAGD pueden ser perforados para seguir las características sedimentarias de la formación o en patrones para optimizar la recuperación de petróleo.

Adicionalmente, se conoce que fue en Venezuela, en el año de 1997, donde PDVSA realizó el primer proyecto SAGD en Latinoamérica. Esta exitosa prueba piloto fue realizada en Tía Juana, en el campo Costanero de Bolívar de la Costa Oriental del Lago. Dicho campo posee un POES de 38.009 MMBLS (32).

Entre las características del proyecto, se puede mencionar que los pares de pozos SAGD fueron perforados con un espaciamiento de 231 m. La producción promedio

durante el primer año fue de 700 BPD, por encima de lo proporcionado por la producción en frío (200-500 BPD) utilizada de forma previa⁽³³⁾.

2.9.4 Combustión In-Situ (CIS)

El primer método de combustión térmica fue los calentadores de fondo. Su función era mejorar y acelerar la extracción de petróleo en los yacimientos de grupo pesado. Su propósito primario es reducir la viscosidad y con esto, incrementar la tasa de producción de crudos pesado. Probablemente ocurrió durante la ejecución de proyectos de inyección de aire usados a principios de siglos para mejorar la extracción del crudo. Estos fueron patentados en 1923.

Consiste en inyectar oxígeno al yacimiento, el crudo se incendia y parte de ese crudo se quema en la formación para generar calor. La inyección de aire es la manera más común de introducir oxígeno en el yacimiento. Como el aire inyectado está generalmente frío (excepto por el calor producido por la compresión), solo es necesario diseñar las tuberías de superficie basándose en las normas que conforman la práctica prudente de las operaciones.

Con la energía térmica que se genera se dan o se establecen una serie de reacciones químicas tales como la oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización; que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos tales como empuje por vapor y vaporización, que hacen que la resistencia del crudo disminuya y así este puede desplazarse mejor desde la zona de combustión hacia los pozos de producción.

Este proceso se puede lograr con la fusión de ciertos factores significativos, el primero es la presencia de combustible, que en este caso son los componentes más pesados del crudo, el segundo, es la presencia de oxígeno y el tercero, es que se deben dar ciertas condiciones de presión y temperatura dentro del yacimiento. En consecuencia, la ignición (inicio de la combustión del petróleo(combustible) puede ser de forma espontánea (si el yacimiento aporta la temperatura mínima de combustión) o inducida, es decir a través de métodos de precalentamiento del yacimiento, que se utilizan para obtener la condición de temperatura adecuada para que haya ignición. Luego es calentado los alrededores del fondo del pozo, se saca el calentador, pero se continúa con la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.

La **Figura 22** indica esquemáticamente algunas características del proceso de combustión para diferentes relaciones Agua/Aire, F_{wa} . Estos conceptos fueron realizados sobre bases idealizadas de flujo horizontal y frentes verticales de combustión, y son solamente representaciones aproximadas de las operaciones reales en el campo, donde el comportamiento de flujo es mucho mas complicado.

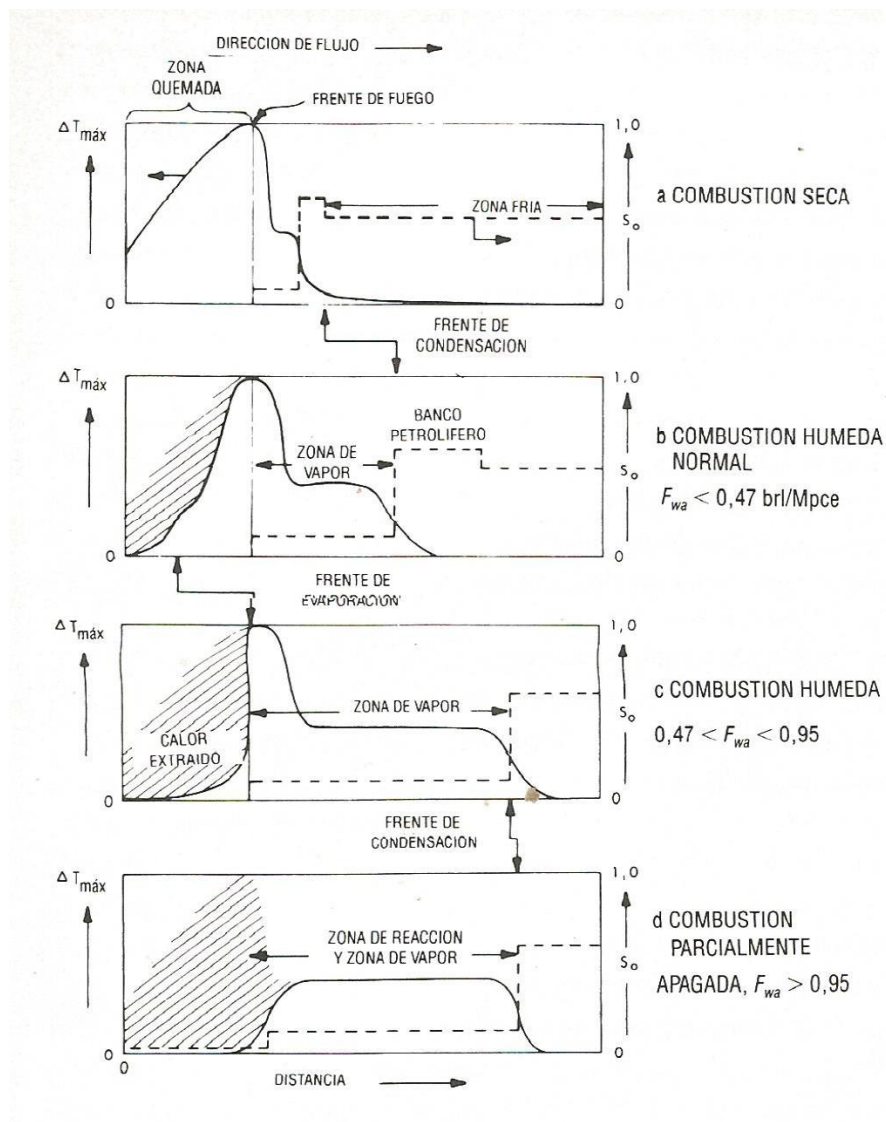


Figura 22: Representación esquemática de algunos procesos de combustión ⁽³⁴⁾

Se conocen varias modalidades para llevar a cabo la Combustión in Situ en un yacimiento denominadas: Combustión Progresiva Seca, Combustión Progresiva Húmeda y Combustión en Reverso.

2.9.4.1 Combustión Progresiva Seca ⁽³⁵⁾

En este proceso, el aire (o aire enriquecido) caliente a más de 280°C es inyectado a través de un pozo inyector, de manera que al comenzar a irrumpir en la zona productora de la formación, dicho aire reacciona y promueve una quema del petróleo y el agua en el yacimiento por un corto tiempo (pocos días). La ignición está generalmente inducida mediante quemadores de gas de fondo de pozo, calentadores eléctricos, o por la inyección de un agente pirofórico (tales como el aceite de linaza) o un fluido como el vapor de agua. En algunos casos, se produce la autoignición del crudo in situ. Para que esto ocurra, la temperatura del yacimiento debe ser mayor que 180 ° F y el petróleo debe ser suficientemente reactivo.

Una vez encendido el frente de combustión es sostenido por un flujo continuo de aire. La combustión o frente de fuego puede imaginarse como un resplandor latente al rojo vivo que pasa a través del yacimiento. A medida que el frente de combustión se mueve lejos del pozo de inyección, se desarrollan varias zonas de los pozos caracterizados en el yacimiento entre el inyector y el productor. Estas zonas son el resultado de calor, transporte de masa y las reacciones químicas que se producen en un proceso de Combustión In Situ progresiva.

La **Figura 23** muestra la ubicación de las diferentes zonas del proceso de combustión. Dicho esquema es una representación idealizada de un proceso de combustión seca progresiva, propuesto a partir de experimentos de revestimiento de tubo o celda de combustión. En el campo hay transiciones entre todas las zonas. El concepto representado es más fácil para visualizar y obtener un mayor entendimiento sobre el proceso de combustión.

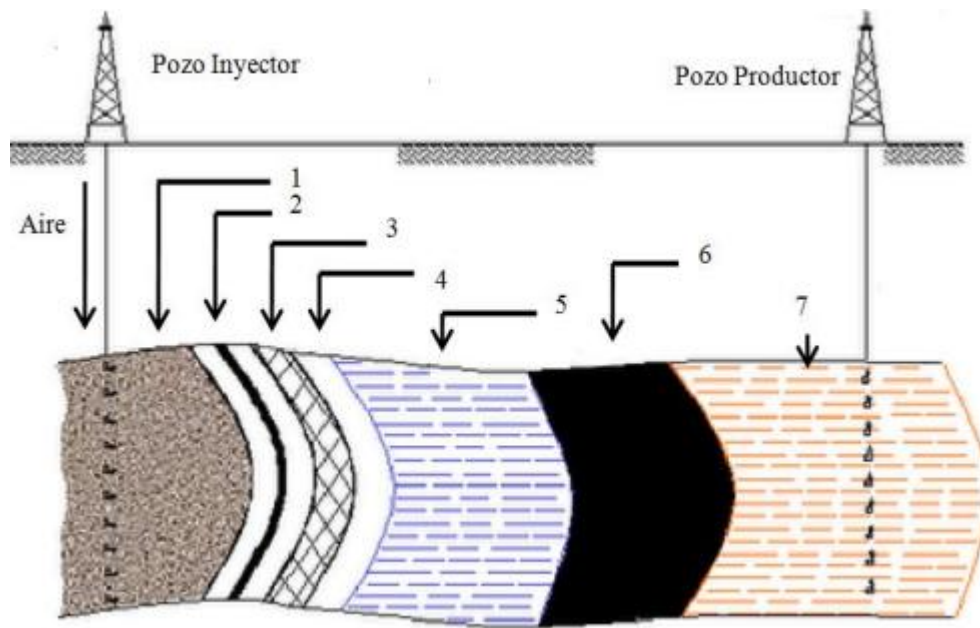


Figura 23: Representación esquemática de las diferentes zonas del proceso de combustión in situ seca desde el pozo inyector hasta el productor⁽³⁶⁾

A partir del pozo de inyección, las zonas representadas son:

1. La zona quemada; 2. La zona de combustión; 3. La zona de craqueo y vaporización; 4. La zona de condensación (meseta de vapor); 5. El banco de agua; 6. La zona de petróleo; 7. La zona nativa.

Estas zonas se mueven en la dirección del flujo de aire y se caracterizan como sigue:

La zona adyacente al pozo inyector es la zona quemada, y es el área donde la combustión tuvo lugar. A menos que la combustión sea completa, que generalmente no es el caso en el campo, la zona quemada puede contener algún residuo sólido orgánico no quemado, generalmente denominado coque. Algunos análisis de núcleos tomados de la parte quemada en el campo indicaron que dicho material posee 2% de coque y compuestos saturados con aire (aire mezclado). Esta zona se somete a la temperatura más alta durante un periodo prolongado, que por lo general presenta alteración mineral. Debido a la afluencia o influjo continuo del aire de ambiente, la temperatura en la zona quemada incrementa la temperatura de la formación entre la combustión y el pozo inyector en las proximidades de la zona de combustión.

Inmediatamente delante de la zona quemada esta la zona de combustión. La zona de combustión es donde la reacción entre el oxígeno y el combustible tiene lugar generando calor. La zona de combustión es una región muy estrecha (usualmente no más de unas pocas pulgadas de grosor) donde la oxidación a alta temperatura (quema) tiene lugar principalmente para producir agua y los gases de combustión: dióxido de carbono (CO_2) y monóxido de carbono (CO). El combustible es predominantemente coque, que se forma en la zona de craqueo térmico justo por delante de la zona de combustión. El coque no es carbono puro, pero es un material orgánico deficiente de hidrógeno con una relación de hidrógeno atómico al carbono (H/C) entre 0,6 y 1,6, dependiendo de la condiciones de descomposición térmica (coquificación). La temperatura alcanzada en esta zona depende esencialmente de la naturaleza y de la cantidad de combustible consumido por unidad de volumen de la roca.

Justamente, aguas abajo de la zona de combustión se encuentra la zona de craqueo / vaporización. En esta zona la alta temperatura generada por el proceso de combustión causa que los componentes más ligeros del crudo se vaporicen y los componentes más pesados se pirolícen (craqueo térmico). Los extremos livianos vaporizados son transportados aguas abajo por los gases de combustión, se condensan y se mezclan

con el crudo nativo. La pirólisis genera CO₂, hidrocarburos, gases orgánicos y residuos orgánicos sólidos. Este residuo, normalmente definido como coque, se deposita sobre la roca. Adyacente a la zona de craqueo esta la zona de condensación. Dado que el gradiente de presión dentro de esta zona es por lo general bajo, la temperatura dentro de la zona oscila entre 300 y 550 °F y depende de la presión parcial del agua en la fase de vapor. Por lo tanto, la zona de condensación se refiere a menudo como la meseta de vapor. El vapor de hidrocarburo que entra en esta zona se condensa y se disuelve en el crudo. Dependiendo de la temperatura, el petróleo también puede someterse a "visbreaking" en esta zona, que es un proceso que consiste en transformar el residuo pesado proveniente de una torre de destilación de petróleo en compuestos más ligeros, a través de la disminución de la viscosidad. Visbreaking es una forma leve de craqueo térmico. Esta región contiene vapor, petróleo, agua, y los gases de combustión, a medida que estos fluidos se mueven hacia el pozo productor. Las pruebas de campo indican que la meseta de vapor se extiende desde 10 hasta 30 pies por delante del frente de combustión.

En el borde delantero de la meseta de vapor, donde la temperatura es más baja que la temperatura de condensación de vapor, se forma un banco de agua caliente. Este banco se caracteriza por una saturación de agua mayor que la saturación original. Un banco de petróleo se ubica después del banco de agua. Esta zona contiene todo el petróleo que ha sido desplazado desde las zonas aguas arriba.

Más allá del banco de petróleo se encuentra la zona no perturbada que aún no se ve afectada por el proceso de combustión, excepto por un posible incremento en la saturación de gas debido al flujo de gases de combustión (CO₂, CO y N₂).

El mecanismo de transporte de fluidos en general en un proceso de combustión es una secuencia muy compleja de empujes de gas (gases de combustión), empuje de agua (agua de formación recondensada y el agua de la combustión), empuje de vapor, empuje de gas miscible y de solvente.

Aunque el enfoque del concepto de banco descrito anteriormente, da una idea del proceso de combustión, este no es una verdadera representación del comportamiento de campo. En el campo, las diversas zonas no son fácilmente identificadas y existen considerables solapamientos entre ellas. Además, las ubicaciones relativas de las diversas zonas y la secuencia en que se producen también pueden ser diferentes a la descrita anteriormente.

Esta diferencia surge principalmente debido a la naturaleza heterogénea del yacimiento, que hace que el fluido y los flujos de calor sean diferentes en varios puntos de la región de combustión.

La distribución del fluido dentro de cada una de estas zonas se ve influenciada por el perfil de temperatura así como por las características de la permeabilidad relativa del banco de vapor determinan la cantidad de coque que se estableció, que a su vez determina la cantidad de aire que debe ser inyectado para consumir este coque.

2.9.4.2 Combustión Húmeda ⁽³⁵⁾

En el proceso de combustión progresiva seca, gran parte del calor generado durante la combustión se almacena en la arena quemada detrás del frente ardiendo y no se utiliza para el desplazamiento del petróleo. La capacidad calorífica del aire seco es baja y, en consecuencia, el aire inyectado no puede transferir calor desde la matriz de arena tan rápido como este es generado. El agua, por otra parte, puede absorber y transportar el calor de forma más eficiente de lo que puede el aire. Si el agua se inyecta junto con el aire, gran parte del calor almacenado en la arena quemada se puede recuperar y ser transportado hacia adelante. La inyección de agua al mismo tiempo o de forma intermitente con el aire es comúnmente conocida como combustión húmeda, parcialmente extinguida. La relación de la tasa de agua inyectada con respecto a la tasa de aire, influye en la velocidad del frente progresivo de combustión y en el comportamiento del desplazamiento del petróleo.

El agua inyectada absorbe el calor de la zona quemada, se vaporiza, pasa a través del frente de combustión, y libera el calor que se condensa en las secciones más frías del yacimiento. Por lo tanto, el crecimiento de los bancos de vapor y agua por delante del frente de combustión se acelera, dando como resultado un movimiento del calor más rápido y el desplazamiento del petróleo. El tamaño de estos bancos y la tasa de recuperación de petróleo son dependientes de la cantidad de agua inyectada.

Dependiendo de la relación aire-agua inyectada, el proceso de combustión húmeda se clasifica como “combustión húmeda incompleta”, “combustión húmeda normal” y “súper húmeda o extinguida”. A tasas bajas (combustión húmeda incompleta), el agua inyectada genera vapor sobrecalentado, a medida que se mueve hacia el frente de combustión. En este caso, el agua inyectada falla en recuperar todo el calor de la zona quemada. A mayor tasa de inyección de agua (combustión húmeda normal), el agua inyectada recuperará todo el calor de la zona quemada. Incluso a una tasa de

inyección de agua aún mayor (combustión súper húmeda) la temperatura máxima en el frente de combustión declina. La presión de operación influye en la temperatura de la zona de combustión durante la combustión súper húmeda.

Los estudios de laboratorio y pruebas de campo han demostrado que la combustión asistida por agua reduce la cantidad de petróleo quemado como combustible. Este comportamiento aumenta la cantidad de petróleo desplazado pero, más importante, disminuye la cantidad de aire necesario para quemar un volumen especificado del yacimiento. El mecanismo que origina el depósito de combustible para ser disminuido durante la combustión húmeda se cree que es la mayor disponibilidad de hidrógeno en la zona de combustión. Una parte del depósito de combustible hidrogenado y se convierte en movable, moviéndose fuera de la región de combustión sin quemar. La disminución en el depósito de combustible y requerimiento de aire puede ascender a más de 25% de mejoría en la eficiencia del proceso.

Combustión extinguida (súper húmeda) es una modificación del proceso de combustión húmeda que intenta disminuir el requerimiento de aire aún más. El proceso no incrementa la recuperación de petróleo, pero aumenta la velocidad del frente de combustión y reduce los costos de compresión. Se inyecta agua en mucha mayor proporción que la combustión húmeda normal. El calor aumentado, transportado por el vapor a medida que pasa a través de frente de combustión, hace que las temperaturas de combustión disminuyan. La temperatura se hace menor que la requerida para la combustión en el borde posterior del frente haciendo que el oxígeno pase a través de la región sin reaccionar. Por lo tanto, una porción del depósito de combustible es desviada, reduciendo los requerimientos de aire.

Combustión extinguida es más aplicable en yacimientos de crudo pesado y menos factible para crudos de alta gravedad API con bajo depósitos de combustible. Las tasas óptimas de agua son muy difíciles de determinar, ya que se ven afectadas por heterogeneidades del yacimiento. La segregación de los fluidos podría resultar en la

extinción del frente del fuego y sacrificar algunos de los beneficios previstos del proceso. Sólo la experiencia operando en un yacimiento en particular permitirá la selección de la mejor relación agua / aire para maximizar el recobro y la economía.

En resumen, el proceso de combustión seca quema parte del crudo y desplaza el resto, pero en este caso el aprovechamiento del calor es deficiente para el desplazamiento del petróleo, mientras que en procesos de combustión húmeda se quema una menor cantidad de crudo como combustible, y la utilización de calor y el desplazamiento de petróleo son más eficientes, lo que resulta en la mejora de las tasas de recuperación. El aspecto más importante de la combustión parcialmente extinguida es que el frente de combustión avanza a una velocidad más rápida debido a la quema de sólo una parte del depósito de combustible. Esto da como resultado la corta vida del proyecto y el requerimiento de aire comprimido es reducido en comparación con la combustión seca.

2.9.4.3 Combustión Inversa ⁽³⁵⁾

En crudo pesado, la combustión progresiva en el yacimiento es a menudo plagada con problemas de inyektividad ya que el petróleo debe fluir desde la región calentada y estimulada hacia las secciones más frías del yacimiento. El petróleo viscoso se vuelve menos móvil y tiende a crear barreras para el flujo. Este fenómeno es especialmente predominante en los crudos muy viscosos y arenas bituminosas. La combustión inversa se ha propuesto y se ha encontrado técnicamente factible en pruebas de laboratorio. La zona de combustión se inicia en el pozo de producción y se mueve hacia el inyector, contracorriente al flujo de fluido. El aire inyectado tiene que viajar a través del yacimiento para ponerse en contacto con la zona de combustión. El concepto básico de la combustión inversa es que la mayor parte del calor permanece entre el pozo de producción y el petróleo cuando este es movilizado. Por lo tanto, una vez que el petróleo comienza a moverse, se produce muy poco enfriamiento para inmovilizarlo.

Los principios de funcionamiento de combustión inversa no se entienden tan bien como aquellos para el modo progresivo. Aunque, el proceso de combustión es esencialmente el mismo, su movimiento no se controla por la tasa de consumo de combustible, pero si por el flujo de calor. Los tres factores necesarios para la quema son el oxígeno, el combustible y la temperatura elevada. Durante la combustión inversa, el oxígeno está presente desde el pozo de inyección a la zona de combustión y el combustible está presente a lo largo de la formación. El factor que determina donde se produce la combustión es la alta temperatura que se genera en el pozo de producción durante la ignición. A medida que el calor generado durante la combustión eleva la temperatura del yacimiento en la dirección del inyector, el fuego se mueve en esa dirección. El frente de combustión no puede moverse hacia el productor, siempre y cuando todo el oxígeno se consuma en el mismo. Por lo tanto, el proceso de combustión busca las fuentes de oxígeno, pero puede moverse solamente tan rápido a medida que el calor pueda generar las temperaturas elevadas.

La porción del petróleo quemado por combustión progresiva e inversa es diferente. La combustión progresiva quema solo el residuo coque, mientras que el combustible quemado en combustión reversa se trata de hidrocarburos de peso molecular intermedio. Esto es debido a que todo el petróleo móvil tiene que moverse a través de la zona de combustión. Así, la combustión inversa consume un mayor porcentaje del petróleo *in situ* en comparación con la combustión progresiva. Sin embargo, el movimiento del petróleo a través de la zona de alta temperatura resulta en un aumento considerable en el craqueo del crudo, mejorando su gravedad. El proceso de mejoramiento de la combustión inversa es muy deseable para los depósitos de hidrocarburos similares al alquitrán o bitumen.

La causa principal de falla en campo para combustión inversa ha sido la tendencia de ignición espontánea cerca del pozo de inyección. Sin embargo, los proyectos con arenas bituminosas están siendo considerados para intentar utilizar la combustión inversa a lo largo de las fracturas para precalentar la formación. A medida que la zona

quemada se acerca al pozo de inyección, la tasa de aire se incrementa, y un *fireflood* normal progresivo se inicia.

2.10 Pruebas Piloto

2.10.1 Objetivos de las Pruebas Piloto

Las pruebas pilotos se usan normalmente en operaciones de extracción por métodos térmicos para probar algunos aspectos críticos del proceso bajo consideración. El objetivo general de cualquier prueba piloto es adquirir la mayor cantidad de datos necesarios para proveer una interpretación significativa del proceso y reducir los riesgos técnicos y económicos de una operación comercial futura.

De manera general el propósito de las pruebas pilotos son ⁽³⁷⁾:

- ✓ Un experimento donde el campo es el laboratorio.
- ✓ Un lugar propicio para cometer errores, antes que estos se vuelvan muy costosos.
- ✓ Un lugar para trabajar los errores cometidos por los equipos.
- ✓ Un lugar para desarrollar los controles y los datos necesarios para asegurar el éxito de un proyecto.
- ✓ Un lugar para poner el mejor talento de ingeniería para la prueba y para entrenar a jóvenes ingenieros.
- ✓ Un lugar para la planificación intensiva.
- ✓ Un lugar para mentes y compromisos abiertos.
- ✓ Un lugar para encontrar cada problema imaginable (y muchos no imaginables), con sus retardos de progreso.

Específicamente los objetivos específicos más comunes para los proyectos pilotos térmicos son ⁽³⁸⁾:

- ✓ Determinar la cobertura vertical y el área perimétrica.
- ✓ Determinar las pérdidas de calor.
- ✓ Establecer la continuidad y la factibilidad de inyección de un yacimiento.
- ✓ Evaluar los problemas y las tasas de producción.
- ✓ Evaluar la eficiencia de extracción.
- ✓ Precisar la tasa de avance del frente de combustión o vapor y los tiempos de respuesta de producción.
- ✓ Especificar la cantidad de combustible quemado y los requerimientos de aire en las operaciones de combustión, o la relación petróleo-vapor en la inyección continua de vapor.
- ✓ Conocer la saturación residual de petróleo en las zonas barridas por el vapor o combustión.
- ✓ Determinar los índices y los costos de inyección.
- ✓ Determinar la distribución vertical y horizontal de la temperatura dentro del yacimiento, como una ayuda en la interpretación del comportamiento del yacimiento.

2.10.2 Consideraciones para el Diseño

En la literatura se consigue muy poco acerca de los procedimientos para el diseño óptimo de una prueba piloto de recuperación térmica. Esto no quiere decir que los resultados de los proyectos pilotos ejecutados no hayan sido discutidos y analizados, pues se ha escrito bastante sobre su interpretación. Lo que falta es una descripción detallada paso a paso de cómo se procede en una prueba piloto con el fin de alcanzar los objetivos específicos planteados; esto se debe a que es muy difícil desarrollar un criterio o técnica universal que sirva para cualquier proyecto. Para obtener

información general sobre el diseño de pruebas piloto, Smith ⁽³⁹⁾ y Craig ⁽⁴⁰⁾ presentan resúmenes para un proceso de inyección de agua, el cual podría ser un acercamiento al diseño de un proyecto piloto térmico. Ellos sugieren las siguientes interrogantes:

- ✓ ¿Es representativo del proyecto comercial, el sitio seleccionado para el proyecto piloto?
- ✓ ¿Estarán presentes los mecanismos de extracción en las mismas proporciones en el proyecto piloto y en el proyecto principal?
- ✓ ¿Serán comparables las tasas de producción y la eficiencia de extracción del piloto con las del proyecto principal?
- ✓ ¿Qué datos deben recogerse para evaluar el proyecto piloto?
- ✓ ¿Hay necesidad de pozos nuevos?

2.10.3 Ubicación de la Prueba Piloto

En general, un proyecto piloto debe desarrollarse en una porción del yacimiento que sea representativa del campo como un todo, por las siguientes razones ⁽³⁸⁾:

- 1- El espesor neto, la porosidad y la saturación de petróleo determinan el petróleo in situ y la cantidad de petróleo extraíble.
- 2- El espesor bruto es una medida de la cantidad de calor requerida para calentar el petróleo.
- 3- Las permeabilidades afectan las tasas de flujo.
- 4- Los casquetes de gas iniciales, el agua en fondo y la estratificación afectan los sitios por donde los fluidos inyectados se desplazan en el yacimiento.
- 5- La continuidad de las lutitas afecta la facilidad con que los fluidos se mueven con respecto a las superficies de deposición del yacimiento y el grado de rebasamiento por gravedad ocurriría.
- 6- El grado de agotamiento local afecta la facilidad de la inyección.
- 7- La presencia de gas libre puede facilitar la formación de un banco de petróleo.

Cuando las diferencias en algunos de estos factores puedan afectar significativamente la naturaleza de la respuesta del proyecto piloto relativo a aquélla en el proyecto comercial, deben evaluarse ubicaciones alternas, otras opciones al proyecto piloto propuesto o métodos de corrección para las diferencias entre el proyecto piloto y el proyecto comercial propuesto.

La localización de la prueba piloto puede afectar también los mecanismos de producción, es importante realizar la prueba en una parte representativa del yacimiento en general, de forma tal que se garantice que los mecanismos predominantes en el proyecto piloto sean esencialmente los mismos que se esperan en una operación comercial. Por ejemplo, si un pozo productor del proyecto piloto se termina cerca de los límites de un acuífero. La intrusión y flujo de agua marginal pueden reducir la temperatura promedio de los fluidos producidos, aumentando por lo tanto la viscosidad del petróleo y reduciendo las tasas de producción. Alternativamente, la presencia de agua marginal cercana al pozo puede promover un avance más pronunciado de la zona de desplazamiento hacia ella, dando la impresión que el yacimiento es anisotrópico. Así mismo, puede permitir que el petróleo sea desplazado con relativa facilidad más allá de los pozos productores, dando la impresión de una pobre eficiencia de barrido.

2.10.4 Tasas de los pozos inyectoros y productores

El comportamiento de los pozos puede ser un indicador crítico en la evaluación del comportamiento de una prueba piloto. Un pozo inyector dañado, si se toma como representativo del funcionamiento de otros pozos no dañados, sugeriría costos de compresión de aire o de generación de vapor que serán más altos que los necesarios. También puede indicar una tasa de inyección muy baja para que el proceso sea atractivo, lo cual puede resultar en la pérdida de una oportunidad comercial que podría haber sido identificada a través de un criterio ingenieril correcto. Inversamente un pozo que haya sido fracturado inadvertidamente puede indicar una receptividad a la inyección que no podría lograrse en el proyecto comercial. Del mismo modo pasa cuando se terminan los pozos en zonas del yacimiento más o menos permeables que el promedio.

Similarmente ocurre lo mismo para pozos productores, un productor dañado puede tener consecuencias desastrosas sobre la tasa de extracción de petróleo. La razón es que el petróleo desplazado por el frente de vapor o combustión puede ser empujado más allá del pozo productor, especialmente en yacimientos agotados que contienen saturaciones significativas de gas. El desvío del petróleo es especialmente severo en pozos productores ubicados en o cerca de la periferia del área del proyecto piloto.

2.10.5 Recolección de Datos

El tipo de datos que se obtendrá de un proyecto piloto, así como los medios que se usarán para interpretar los resultados, se derivan directamente del propósito fundamental del proyecto piloto. Las tasas de inyección y de producción, las presiones y las temperaturas a menudo se miden de forma rutinaria. Las mediciones de la presión y de la temperatura se hacen generalmente en el cabezal del pozo y se corrigen a las condiciones de fondo. Sin embargo, a veces se miden en el fondo del pozo, utilizando manómetros o tubos de burbujeo para medir la presión y termopares para medir la temperatura. La calidad deseada de los datos, conjuntamente con su valor y costos de obtención, determinarán finalmente el método a usar.

Otro tipo de datos que en general se miden incluye⁽³⁸⁾:

- 1- Las concentraciones de oxígeno y otros gases en muestras de pozos de producción y de muestreo.
- 2- Los cambios producidos en la composición del petróleo y del agua.
- 3- La distribución vertical y horizontal de las saturaciones, de la presión, de las temperaturas y de las composiciones de los fluidos.
- 4- Los cambios en las propiedades de la roca.
- 5- Los cambios en la viscosidad y en la densidad del crudo
- 6- Cambios en la salinidad y densidad del agua.
- 7- Información sobre la corrosión obtenida de testigos colocados en los pozos y en las tuberías de superficie, o del examen de tubería de producción y del comportamiento de los inhibidores.
- 8- Los datos de eficiencia de levantamiento de fluidos obtenidos a través de pruebas de bombeo, de flujo natural, o levantamiento por gas.
- 9- El consumo de combustible.
- 10- Los costos de tratamiento de los fluidos inyectados y producidos.

El tipo de pozos, a partir de los cuales se obtienen generalmente los datos, así como el tiempo requerido, se ilustran esquemáticamente en la **Figura 24**. Generalmente, los pozos de observación y muestreo se perforan y se terminan especialmente para su propósito. La frecuencia de la toma de datos varía ampliamente. Muy raras veces se hacen mediciones continuas. Más comúnmente se miden, diaria o semanalmente, factores claves tales como la calidad de vapor y la temperatura de producción o la concentración de oxígeno en el crudo para un proyecto de combustión. Todas las tasas de inyección y producción y los volúmenes acumulados deberían ser medidas diariamente.

Datos	Tipo de Pozo				
	Inyector	Productor	De observación	De muestreo	De extracción de núcleo
Temperatura	B,D,A	B,D,A	B,D,A	—	A
Presión	B,D,A	B,D,A	B,D,A	B,D,A	A
Tasa de flujo	D	B,D	—	D(?)	—
Concentración ^a	D	D	—	D	—
Composición ^b	B,D,A	B,D,A	—	B,D,A	A
Distribución ^c	B,D,A	B,D,A	B,D,A	B,D,A	A
Propiedades de la roca ^d	?	?	B(?)	B(?)	A
Propiedades de los fluidos ^e	—	B,D,A	—	B,D,A	A
Corrosión	D(?),A	D,A	A(?)	A(?)	—
Efic. levantamiento	—	D,A	—	—	—
Índice de inyectividad o productividad	B,D,A(?)	B,D,A	B,D,A(?)	—	—

B = Antes del comienzo del proyecto piloto
 D = Durante la operación del proyecto piloto
 A = Después de terminar el proyecto piloto
^a Puede incluir análisis de gas, rastreadores, salinidad, pH y contenido de ácidos orgánicos.
^b Puede incluir la composición de gas, petróleo, agua y de la roca antes, durante y después del proyecto.
^c Puede incluir temperatura, saturaciones, concentraciones y composiciones.
^d Puede incluir porosidad, permeabilidades y propiedades mecánicas.
^e Puede incluir viscosidad, gravedad API, densidades y destilación.

Figura 24: Ubicaciones Típicas y Tiempos de Recolección de los Datos de las Pruebas Pilotos ⁽³⁸⁾.

2.11 Algunos Conceptos Claves para el Desarrollo de la Metodología

2.11.1 Criterio de Ventana de Aplicación

El criterio de ventana de aplicación o mejor conocida en la literatura como “Sreening Criteria”, es la herramienta más común, rápida y fácil para determinar si un yacimiento o campo es buen candidato a implementar cualquier proceso de recuperación mejorada de petróleo. Se han publicado una serie de criterios de ventana de aplicación para diferentes métodos de recobro, los cuales han sido obtenidas con las experiencias ganadas a partir de muchos proyectos a nivel mundial.

Para crear el criterio de ventana de aplicación para los procesos térmicos considerados en este trabajo, se utilizó varios criterios publicados por diferentes autores e instituciones los cuales incluyen la evaluación de cientos de proyectos a nivel mundial como Farouq Ali, Taber, Seright, Chu, Aladasani, Ferrer, Dikson, Intevep, entre otros, además se incluyó algunos proyectos térmicos exitosos. Para así formar un criterio propio de ventana de aplicación para los procesos térmicos el cual incluyera a todos los criterios propuestos en uno general.

✓ Propiedades del Yacimiento y Fluido Analizados:

Las propiedades del yacimiento y fluido usadas para el criterio de ventana de aplicación creado se muestran en la **Tabla 7**. También son utilizadas propiedades adicionales, dependiendo del método térmico evaluado, por ejemplo la calidad del vapor para procesos de Inyección de Vapor. Se observa en la **tabla 7** que se requiere de pocos datos, lo cual se traduce en una herramienta fácil para aplicar, porque en muchas ocasiones los campos no tienen suficiente información para realizar estudios más detallados.

Tabla 7: Propiedades del Yacimiento y Fluido usados para realizar la evaluación por criterio de ventana de aplicación.

Propiedades del Fluido
Viscosidad, Cp
Gravedad API, °API
Propiedades del Yacimiento
Saturación de Petróleo, %
Espesor de Arena Neta Petrolífera, Pies
Permeabilidad Promedio, mD
Porosidad Promedio, %
Profundidad, Pies
Temperatura del Yacimiento, °F
Presión del Yacimiento, Lpc
Contenido de Arcillas, Fracc.

Como la presión y la saturación de petróleo cambian durante la vida productiva de un yacimiento, es importante evaluar estas propiedades a las condiciones actuales, para evitar errores sobre la evaluación de aplicación del método propuesto.

✓ **Puntaje de Asignación**

Cada una de las 10 propiedades mostradas en la **tabla 7** es comparada con el criterio de ventana de aplicación creado. Un puntaje de 1 es asignado cuando la propiedad evaluada está dentro del rango de aplicación establecido, y un puntaje de 0 si la propiedad evaluada se encuentra fuera del rango de aplicación establecido o no se cuenta con el valor de la propiedad. La **Figura 25** muestra un ejemplo práctico del procedimiento de asignación de puntaje.

Es importante mencionar que los valores de cada propiedad tienen que ser valores promedios para poder realizar la evaluación.

Criterio de Ventana de Aplicación

Propiedades del Yacimiento y Fluido (Yacimiento A)				Rango de Aplicación	
Viscosidad, cP	6000	Vs	⇒	Viscosidad, cP	50-8000
Gravedad API, °API	10			Gravedad API	8 -15
Saturación de Petróleo, %	80			Saturación de Petróleo, %	≥ 50
Espesor de Arena Neta Petrolífera, Pies	20			Espesor de Arena Neta Petrolífera, Pies	≥ 30
Permeabilidad Promedio, mD	3500			Permeabilidad Promedio, mD	≥ 1000
Porosidad Promedio, %	33			Porosidad Promedio, %	≥ 25
Profundidad, Pies	1500			Profundidad, Pies	≤ 4500
Presión del Yacimiento, Lpc	2000			Presión del Yacimiento, Lpc	≤ 1800
Temperatura del Yacimiento, °F	110			Temperatura del Yacimiento, °F	≥ 70
Contenido de Arcilla, Fracc.	0,50			Contenido de Arcilla, Fracc	≤ 0 ,35

Asignación de Puntaje

Propiedades	Rango de Aplicación VS Yacimiento A	Puntaje de cada Propiedad
Viscosidad, cP	1	
Gravedad API, °API	1	
Saturación de Petróleo, %	1	
Espesor de Arena Neta Petrolífera, Pies	0	
Permeabilidad Promedio, mD	1	
Porosidad, %	1	
Profundidad, Pies	1	
Presión del Yacimiento, Lpc	0	
Temperatura del Yacimiento, °F	1	
Contenido de Arcilla, Fracc.	0	
0,7		→ Puntaje Total Obtenido

Figura 25: Procedimiento de Asignación de Puntaje en la Evaluación por Ventana de Aplicación.

Dependiendo del método de recuperación térmica, existen propiedades críticas que afectan en mayor medida al proceso. Por lo tanto si el valor de la propiedad crítica no se encuentra dentro del rango de aplicación, el puntaje total sería igual a cero, ya que es sumamente importante el cumplimiento de la misma. Por ejemplo para la inyección alterna o continua de vapor es crítica la profundidad del yacimiento, ya que la pérdida de calor que sufre el vapor a través de la tubería desde el generador hasta el fondo del pozo, hace que este condense en mayor medida y llegue con una calidad de vapor baja (menor a 50%) al fondo, causando poca transferencia de calor hacia el petróleo. Se recomienda profundidades menores a 4500 pies.

En el ejemplo anterior mostrado en la **figura 25**, el puntaje total obtenido fue de 0,7, es decir, que las propiedades del yacimiento y fluido donde se quiere implementar el proceso térmico cumple en un 70% con los rangos de aplicación recomendables por el criterio de ventana de aplicación, lo que se traduce en un buen indicio que el método puede resultar exitoso si se aplica en el dicho yacimiento. Claro está que no basta con este análisis, se debe llevar a cabo estudios más exhaustivos que involucre evaluaciones experimentales, mesas de trabajo donde se intercambie conocimientos adquiridos en procesos similares realizados anteriormente, modelos geológicos, simulaciones numéricas, análisis económicos, que finalmente pueda asegurar si es verdaderamente factible su implementación.

2.11.2 Analogías

El criterio de analogía permite identificar en una base de datos de proyectos de recuperación térmica, cual proyecto posee las propiedades del yacimiento y fluido más similares al proyecto propuesto. Una vez que se haya determinado los proyectos análogos, el objetivo es identificar las mejores prácticas asociadas a la implementación del proceso térmico, las lecciones aprendidas y los problemas relacionados a la aplicación de la tecnología.

Para saber cual proyecto es el más similar, se usa una ecuación que cuantifica la diferencia entre el valor de las propiedades de los proyectos en la base de datos con los valores de las propiedades del proyecto propuesto ⁽⁴¹⁾. La ecuación utilizada para medir el porcentaje de similitud es la **Ecuación 5**.

$$Sx = \frac{\sum_{i=1}^n Fi}{n} \times 100 \dots\dots\dots \text{Ec.(5)}$$

Sx: Puntuación obtenida por un proyecto de la base de datos con respecto al proyecto de estudio (Porcentaje de similitud).

n: Numero de propiedades tomadas en cuenta cuando se hace la analogía.

Fi: Factor de similitud entre el valor de cierta propiedad del proyecto bajo estudio con respecto al valor de la misma propiedad perteneciente a cada uno de los proyectos en la base de datos.

Este factor indica cuan similar son los valores comparados, y toma valores entre 0 y 1. Un valor cerca de 1 indica mayor similitud y cerca de 0 mayor grado de diferencia. Se calcula mediante la **Ecuación 6**.

$$Fi = 1 - \frac{|Pi - Pie|}{\max(|Pi - Pie|)} \dots\dots\dots Ec.(6)$$

Pi: Valor de la propiedad para comparar y perteneciente al proyecto de la base de datos.

Pie: Valor de la propiedad para comparar y perteneciente al proyecto en estudio.

Max(|Pi – Pie|) : La máxima diferencia encontrada en una propiedad, comparando todos los valores de esta propiedad de los proyectos en la base de datos con los valores en el proyecto es estudio. El objetivo es hacer el factor de similitud varíe entre 0 y 1.

2.11.3 Evaluación Comparativa

El estudio de evaluación comparativa o conocido como Benchmarking en el presente trabajo es una versión modificada del trabajo desarrollado por Perez y otros⁽³⁾, la cual permite determinar la probabilidad de implementar exitosamente un particular método de recobro mejorado. En el trabajo de Perez y otros, fue enfocado en procesos de inyección continua de vapor para crudos livianos y medianos. La versión desarrollada propuesta en este trabajo es expandir la aplicación de la evaluación hacia inyección alterna o continua de vapor, drenaje gravitacional asistido por vapor y combustión in situ para crudos pesados y extra-pesados.

Perez y otros usaron alrededor de 30 proyectos exitosos de inyección continua de vapor para crudos livianos y medianos para crear una base de datos a partir del cual ellos seleccionaron ciertas propiedades claves del proceso para desarrollar el estudio,

se consideró las siguientes propiedades: gravedad API, saturación de petróleo inicial, temperatura del yacimiento, porosidad, permeabilidad promedio, presión inicial, profundidad, espesor de arena y viscosidad a condiciones de yacimiento. Debido a que algunas propiedades pueden ser más importantes que otra, ellos desarrollaron un modelo que asignaba un peso específico a cada propiedad.

La distribución de pesos específicos de las propiedades fue realizada a partir del coeficiente de variación (CV), el cual es un número adimensional y se calcula mediante la **Ecuación 7**. Este coeficiente permite determinar la dispersión entre los valores de una propiedad con respecto al promedio. Mientras mayor sea el valor CV para una determinada propiedad, mas dispersa es, por lo tanto su peso específico es menor. Valores bajos del CV para una propiedad indica un mayor peso, es decir, mayor importancia para el modelo.

$$CV = \frac{S}{\bar{X}} \dots\dots\dots Ec. (7)$$

CV: Es una medida de la dispersión de un dato respecto al promedio. Es el cociente entre la desviación estándar y el promedio. Dos propiedades que tengan la misma desviación estándar tienen el mismo comportamiento.

S: Desviación estándar, es el promedio de las desviaciones absolutas de los puntos de distancia de la media estimada. Mide la dispersión de los valores en el conjunto de datos. Se calcula mediante la **Ecuación 8**.

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (Xi - \bar{X})^2}{n-1}} \dots\dots\dots Ec. (8)$$

$\bar{X}$: Promedio aritmético de las variables. Un estimado del promedio es la suma de las observaciones (X_i), dividido entre el número total de observaciones (n). Se calcula mediante la **Ecuación 9**.

$$\bar{X} = \sum_{i=1}^n \frac{X_i}{n} \dots \text{Ec. (9)}$$

Para calcular el Peso Específico de cada propiedad dentro del modelo, se utiliza la **ecuación 10**.

$$\text{Peso Específico} = \frac{1/CV}{\sum_{i=1}^n (\frac{1}{CV})_i} \dots \text{Ec. (10)}$$

Una vez que se ha establecido el peso específico de cada propiedad en el modelo. Ellos realizaron un programa para calcular una puntuación, que varía entre 0 y 100. A medida que la puntuación se acerca a 100, mayor probabilidad que la aplicación del método va a ser exitoso. Valores cerca de 50 indica posible falla o menor probabilidad de éxito, y valores menores a 50 o cerca a 0 indica una falla, o al menos un gran riesgo de fracaso de aplicar el método en el yacimiento en estudio.

El valor de puntuación se calcula mediante la **Ecuación 11**.

$$P = \sum_{i=1}^n (\text{Peso específico de la propiedad})_i \times \psi \dots \text{Ec. (11)}$$

P: Puntuación.

Ψ : Valor relativo de una propiedad del yacimiento. Indicador estadístico de la propiedad (a partir de los datos analizados de los proyectos exitosos). Puede tomar el valor de 0 o 1, dependiendo de las siguientes consideraciones:

- ✓ $\Psi = 0$, si el valor de la propiedad evaluada está por fuera del rango entre el percentil 25 y el percentil 75 de los valores de la propiedad en los proyectos exitosos en la base de datos.
- ✓ $\Psi = 1$, si el valor de la propiedad evaluada está dentro del rango entre el percentil 25 y el percentil 75 de los valores de la propiedad en los proyectos exitosos en la base de datos.

Los valores percentiles fueron usados para establecer rangos para cada propiedad. El intervalo central de la distribución de datos (entre percentil 25 y percentil 75) son preferidos sobre valores de propiedad fuera del intervalo. Este procedimiento permite la realización de una agrupación de las propiedades del yacimiento dentro de un grupo similar, además de la agrupación previamente hecha entre los diferentes variables. Para calcular los percentiles 25 y 75 para conjunto de datos no agrupados se usa las **ecuaciones 12 y 13** si el total de datos es par, mientras para un total de datos impar se usa las **ecuaciones 14 y 15**.

- ✓ Para un total de datos par, se usa:

$$P_{25} = 0,25 \times n \dots \dots \dots \text{Ec.}(12)$$

Donde:

P_{25} : Percentil 25. Significa que el 25% de los datos son menores a este valor.

n = Número total de valores.

$$P_{75} = 0,75 \times n \dots\dots\dots Ec.(13)$$

Donde:

P_{75} : Percentil 75. Significa que el 75% de los datos son menores a este valor.

n = Número total de valores.

✓ Para un total de datos impar se usa:

$$P_{25} = 0,25 \times (n+1) \dots\dots\dots Ec.(14)$$

$$P_{75} = 0,75 \times (n+1) \dots\dots\dots Ec.(15)$$

CAPÍTULO III

3. MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo de Investigación

El tipo de investigación usado en la realización de este estudio es de tipo documental y de proyecto factible ⁽⁴²⁾.

3.2 Diseño de la Investigación

El diseño de la investigación según la estrategia a realizar durante el desarrollo de este trabajo es de tipo documental y proyecto factible.

- ✓ Es de tipo documental ya que la información que se suministrara procede de diferentes documentos para su elaboración, como artículos, tesis de grado, documentos, libros y proyectos.
- ✓ Es de tipo proyecto factible porque consiste en la elaboración de un modelo operativo viable, o una solución posible a un problema de tipo práctico, para satisfacer necesidades de una institución. En este caso se trata de la creación de una metodología que evalúe la factibilidad de proyectos pilotos de recuperación térmica de petróleo en la FPO, para su utilización en la Dirección de Producción y Conservación del Petróleo del Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería.

3.3 Técnica de Recolección de Datos

Principalmente la revisión bibliográfica puesto que se revisará información referente métodos de recuperación térmica de petróleo, proyectos exitosos nacionales e internacionales que utilicen métodos de recobro térmicos, criterios de selección para procesos de recuperación térmica, métodos de evaluación comparativa, pruebas pilotos, entre otros.

3.4 Procedimiento Metodológico

Para alcanzar los objetivos específicos se diseñaron las técnicas y estrategias metodológicas que se ilustran en la **figura 26** las cuales se describen brevemente a continuación.

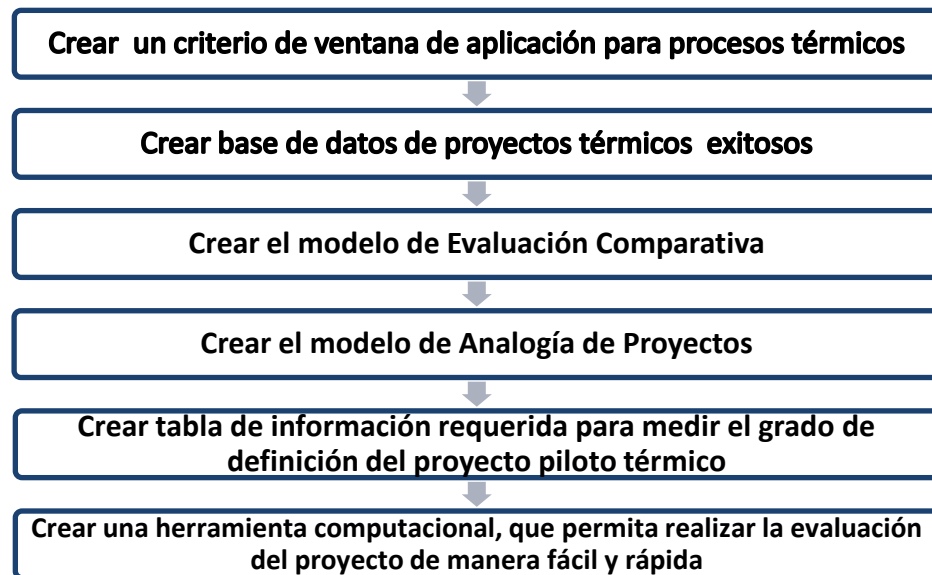


Figura 26: Esquema Metodológico

3.4.1 Creación del Criterio de Ventana de Aplicación

Para la generación de los criterios de ventanas de aplicación, se estudiaron criterios de diversos autores y proyectos a nivel mundial donde se ha implementado recuperación térmica.

Diversos autores han propuesto criterios o ventanas de aplicación de los diferentes métodos de recuperación mejorada, se realizó una profunda revisión de los parámetros con la finalidad de identificar los rangos de aplicación y los factores críticos de dichas tecnologías. La revisión comprendió artículos técnicos de la Society of Petroleum Engineers (SPE), Petroleum Recovery Institute (PRI), *International Petroleum Technology Conference (IPTC)*, Petróleos de Venezuela (PDVSA), Schlumberger entre otros.

3.4.2 Creación de la base de datos de proyectos térmicos exitosos

Se creó una base de datos de proyectos exitosos de Inyección Alterna y Continua de Vapor, Combustión In-Situ y Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor. Para ello se consultó principalmente en artículos publicados en la Society of Petroleum Engineers y de la revista en línea Oil & Gas Journal ⁽⁴³⁾, así como el libro “1986 EOR Project SourceBook” ⁽⁴⁴⁾. Ésta base de datos es fundamental para realizar los estudios de evaluación comparativa y analogía de proyectos.

3.4.3 Creación del modelo de Evaluación Comparativa

La metodología a seguir para realizar la evaluación comparativa fue diseñada por Pérez y otros ⁽³⁾ en su trabajo enfocado en la evaluación comparativa de proyectos de recuperación mejorada para petróleos livianos y medianos.

Para este trabajo se modificó la metodología, para aplicarlos a proyectos térmicos en petróleos pesados y extra-pesado. En resumen el objetivo de esta evaluación es comparar las propiedades del yacimiento y fluido de un proyecto térmico propuesto, con los rangos de valores de las propiedades en los proyectos térmicos considerados exitosos, es decir, si los valores de las propiedades en estudio están dentro de los rangos de valores de las propiedades en los proyectos exitosos, se podría decir que el proyecto propuesto tiene alta probabilidad de éxito.

3.4.4 Creación del modelo de Analogías de Proyectos

Para crear el criterio de analogía se usó la base de datos de proyectos térmicos exitosos, para luego identificar cuál proyecto posee las propiedades del yacimiento y fluido más similares al proyecto propuesto, mediante una ecuación que cuantifica la diferencia entre el valor de las propiedades de los proyectos en la base de datos con los valores de las propiedades del proyecto propuesto⁽⁴¹⁾. Una vez que se determinó los proyectos análogos, el objetivo es identificar las mejores prácticas asociadas a la implementación del proceso térmico, las lecciones aprendidas y los problemas relacionados a la aplicación de la tecnología.

3.4.5 Creación de una tabla de información requerida en proyectos pilotos térmicos, para medir el grado de definición

En este objetivo, la idea es crear una tabla de información que deben tener los proyectos pilotos térmicos en su fase de Definición y Desarrollo que van a ser sometidos a aprobación ante la Dirección de Producción y Conservación del Petróleo (DPCP) del Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería. Para ello se consultó información de los lineamientos que exige la DPCP para proyectos térmicos, información proveniente de presentaciones de la materia Crudos Pesados en la Universidad Central de Venezuela y del libro *Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo* de Michael Prats.

Para medir el grado de definición del proyecto, el evaluador deberá asignar a cada elemento un puntaje entre 0 y 5 a cada elemento de la lista. Siendo 0 el puntaje de definición más bajo y 5 el más alto. Luego se realiza la sumatoria de puntos y se calcula el porcentaje de definición.

3.4.6 Creación de la herramienta computacional

Con el fin de realizar la evaluación de los proyectos pilotos térmicos de manera fácil y rápida se creó una hoja de cálculo usando el programa Libreoffice Calc. En ella el usuario deberá ingresar los datos del yacimiento y fluido necesarios para realizar la evaluación por ventana de aplicación, análisis comparativo y criterio de analogía.

Además se creó otra hoja de cálculo para medir el grado de definición del proyecto, donde el usuario deberá evaluar si el proyecto propuesto posee cada una de las especificaciones en la lista de información requerida y establecer su nivel de definición.

CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS

4.1. Criterio de Ventana de Aplicación

Luego de la revisión de múltiples artículos técnicos, libros y proyectos, se crearon los rangos de aplicación de las propiedades del yacimiento y fluido para las cuales es posible implementar procesos de Inyección Alterna o Continua de Vapor, Combustión In-Situ y SAGD. En las **Tablas 8, 9, 10, 11** se muestran los resultados obtenidos en la selección de los rangos de aplicación. Para calcular el porcentaje de aplicabilidad que posee un método de recuperación térmica dado sobre un yacimiento cualquiera utilizando la evaluación por criterios de ventana de aplicación se puede apreciar en manera de ejemplo en la **sección 2.11.1**, observando la **Figura 25**.

Tabla 8: Rangos de Aplicación para Inyección Alterna de Vapor

Parámetro	Sebastian Celis, 2014	Proyecto M-6 ,Tia Juana, Zulia 1969	Proyecto Piloto, Zuata, 1990	Campo Cerro Negro 1978, FPO	INTEVEP	Magdalena Ferrer (1997)	Clases, Crudos Pesados	Rango de Aplicación
Gravedad °API	8,5 – 16	11 - 15	7-11	6-10	-	< 16	8-15	8-16
Viscosidad (cp)	450– 1.000.000	1000- 9000	1000	2000- 5500	50- 8000	> 400	50 -8000	50 – 300.000
Saturacion de Agua (%)	-	-	-	18	<50	-	<40	<40
Saturación de Petróleo(%)	54 – 89	85	-	-	-	-	-	>50
Porosidad (%)	30 – 35	35	30-34	32	>20	>25	>30	> 20
Espesor Arena (ft)	30– 300	120		-	>30	>50	≥30	≥ 30
Permeabilidad Promedio(mD)	500 – 10000	500 - 1000	1000-7000	12000	-	> 100	1000- 2000	500 – 10000
Profundidad TVD (ft)	422 – 3970	1800	1800	3000-3600	<4500	<3000	< 4500	300- 4500
Temperatura (°F)	55– 132	113	110	130	-	-	-	> 55
Presión Yacimiento(lpc)	-	850	800	1126	400 - 1800	-	-	< 1800
Presión de Inyección(lpc)	-	400 - 600		-	-	-	< 1800	<1800
Contenido Arcilla (Vsh)	-	-	0,3	0,12	<0,35	Bajo	<0,35	<0,35
Calidad del Vapor (%)	-	90	80	-	-	-	80 -85	80 -90
Relación Vapor- Petróleo	2 - 6	30	-	-	-	-	3,3-5	2-6

Criterios de Expertos:

Gravedad API: En general, la gravedad del crudo más conveniente está en el rango de 8 a 16° API para su aplicación, de acuerdo a los expertos y experiencias en campo.

Porosidad: Es aplicable para porosidades mayores a 20%, recomendada por expertos.

Permeabilidad: Yacimientos con permeabilidad suficientemente alta para permitir una rápida inyección de vapor y una alta tasa de flujo de crudo. Los autores recomiendan permeabilidades mayores a 500 md para aplicar este método.

Saturación de Petróleo: Fundamentalmente, el contenido de petróleo en el yacimiento debe ser lo suficientemente atractivo para justificar el proyecto. De acuerdo a los autores en el orden de 20 a 50% se debe evaluar rentabilidad; y mayor a 50% es lo ideal.

Espesor del Yacimiento: El espesor de arena neta debe ser mayor de 30 pies.

Profundidad del Yacimiento: Se requiere una profundidad que permita inyectar a presiones operacionalmente deseables. De acuerdo a los autores profundidades menores a 160 pies este método no aplica; para valores entre 160- 300 pies aplica, tener cuidado con el gradiente de fractura para profundidades mayores a 300ft; hasta 4500 pies Aplica; profundidades mayores a 4500 pies ocurren perdidas de calor mayores, lo que disminuye la eficiencia de este método.

Viscosidad: Crudos de altas viscosidades (mayores a 4000 cP) a condiciones de yacimiento, aunque hay casos exitosos con viscosidad más baja, hasta del orden de 200 cP. Cuando existe crudo de alta viscosidad, la inyección cíclica de vapor ha demostrado tener éxito como técnica de estimulación siempre que exista la energía expulsora natural para producir el crudo una vez que su viscosidad haya sido

reducida. De acuerdo a los autores consultados viscosidades menores a 50 cp no aplica; 50-300.000cp Aplica y mayores a 300.000cp se debe evaluar rentabilidad económica.

Presión del Yacimiento: Yacimientos con presiones que permitan que las temperaturas y presiones de inyección de vapor sean operacionalmente factibles. Presión del yacimiento moderadamente alta, aunque hay casos exitosos con presión de yacimiento del orden de 40 lpc. Según los expertos valores mayores a 1800 Lpc no son recomendables para aplicar este método.

Temperatura: el proceso alternado de vapor provee un calentamiento inicial efectivo del yacimiento, que puede ser utilizado para luego realizar una inyección continua de vapor. Se recomienda un rango de 55 a 400°F para su aplicabilidad

Transmisibilidad: menores a 5 existe dificultad en la inyección, mayores a 5 es lo recomendado para su aplicación.

Composición: La estimulación con vapor puede ser indeseable en yacimientos con problemas de compactación, ya que se reflejará en la superficie de esa región (subsistencia).

Presencia de Arcillas Hinchables (Caolinita, Esmectita, Ilita): En caso de existir arcillas sensibles al agua, la inyección de vapor de agua producirá la expansión de las mismas, disminuyendo la permeabilidad del yacimiento.

Presencia de Acuífero: Limitante para aplicación por la alta conductividad del agua, lo que resta eficiencia al proceso

Presencia de Capa de Gas: Limitante por posible ocurrencia de adedamiento e irrupción temprana del vapor en el pozo productos.

Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita): Limitante ya que promueven la formación de CO₂, que trae como consecuencia la obstrucción de los pozos y caída de la producción.

Tabla 9: Rangos de Aplicación para Inyección Continua de Vapor

Parámetro	Sebastián Celis, 2014	Proyecto Jobo,	Proyecto M-6 ,Tia Juana, Zulia 1978	INTEVEP	Magdalena Ferrer (1997)	Clases, Crudos Pesados	Rango de Aplicación
Gravedad °API	9 – 25	8,5	11 - 15	-	< 25	< 25	8- 25
Viscosidad (cp)	95 – 200000	1850	1000-9000	50 - 8000	20 - 1000	50 - 8000	50 - 8000
Saturación de Agua (%)	-		-	-	-	< 50	< 50
Saturación de Petróleo(%)	34 – 88		85	-	> 50	-	> 34
Porosidad (%)	24 – 39		35	> 20	-	≥ 30	> 20
Espesor Arena (ft)	10 – 300	100	30	> 30	> 20	> 30	> 30
Permeabilidad Promedio(mD)	280 – 7600	12000	500 - 1000	-	> 200	> 1000	> 200
Profundidad TVD (ft)	200 – 2650		1800	< 4500	300 - 3300	< 4500	300 - 4500
Temperatura (°F)	60- 131	143	113	-	-	-	> 60
Presión Yacimiento(lpc)	20 – 635	1350	850	< 1800	-	-	< 1800
Presión de Inyección(lpc)	-		400 - 600	-	-	400 -1800	400- 1800
Contenido Arcilla (Vsh)	-		-	<0,35	Bajo	< 0,35	< 0,35
Calidad del Vapor (%)	-	80	90	-	-	80 - 85	80 -90
Relacion Vapor-Petróleo	2,04 – 6,25		2,4	-	-	3,3 - 5	2 -6

Criterios de Expertos:

Gravedad API: Según los autores para gravedades menores a 8°API el método no Aplica; en el rango de 8 – 25°API Aplica; > 25°API puede aplicarse, pero se deben evaluar otras alternativas de recuperación (Inyección de Agua).

Porosidad: Una alta porosidad es una característica de yacimiento deseable para la aplicación de este método. Sin embargo, los yacimientos menos porosos o consolidados encontrados a mayores profundidades, a menudo tienen otros atributos que hacen factible su aplicación. De acuerdo a los autores consultados porosidades menores a 12% no aplica; 12 – 20% Aplica pero se debería evaluar pérdidas de calor hacia la roca y rentabilidad económica; porosidades mayores a 20% el método aplica.

Permeabilidad: Debe ser lo suficientemente alta para permitir la inyección de vapor y el flujo de crudo hacia los pozos productores. Se estima que el rango deseable abarca entre permeabilidades de 200 mD o mayores.

Saturación de Petróleo: el contenido de petróleo debe ser lo más alto posible para que exceda el combustible requerido para el proceso térmico, de acuerdo a los expertos si se encuentra entre 34 y 40% Aplica. Se sugiere que sea mayor al 40%.

Espesor del Yacimiento: Influye en la pérdida de calor a las formaciones adyacentes, por lo tanto mientras más gruesa la formación, mejor el desempeño del proceso. Por lo general es recomendable que el espesor de la formación sea mayor a 30 pies.

Profundidad del Yacimiento: Se prefiere a los yacimientos someros debido a que se minimizan las pérdidas de calor a través del pozo; formaciones más profundas poseen mayor temperatura y no se aprovecha del todo el calor del vapor. De acuerdo a los autores profundidades menores a 160 pies. No aplica; de 160 a 300 pies aplica prestando la debida atención al gradiente de fractura; mayor a 300 pies hasta 4500 pies Aplica; si es mayor a 4500 pies ocurren pérdidas de calor significantes.

Viscosidad: Los rangos recomendables de aplicación reportan viscosidades entre 50 a 8000 centipoises (cp), aunque autores coinciden que para viscosidades menores el método es también aplicable; mayor a 100.000 no Aplica.

Presión del Yacimiento: Además del calor agregado, proceso inyección continua de vapor, proveen una fuerza de empuje (presión) adicional para desplazar el petróleo a los pozos. La presión es mayor en yacimientos más profundos por lo que se necesita suministrar más calor y se aumentan el riesgo de fallas operacionales. De acuerdo a los autores la presión del yacimiento debe ser menor a 1800 Lpc para poder aplicar el método.

Temperatura: la temperatura no limita, es deseable que se encuentre entre 60 y 400 °F. Este método tiene como propósito aumentar la temperatura del yacimiento y con

esto se consigue mejoras en la eficiencia de desplazamiento como resultado de la disminución de la viscosidad del crudo por el calor, reducción de las fuerzas capilares, y la expansión del crudo por calor.

Transmisibilidad: mayores a 5 aplica para crudos livianos; mayores a 100 aplica para pesados.

Composición: No es limitante, pero se originan algunos componentes livianos debido a la destilación. Los desplazamientos causan destilación de los componentes livianos del crudo mediante el vapor, promueven la formación de un banco de petróleo de baja viscosidad cerca del frente de condensación.

Presencia de Arcillas Hinchables (Caolinita, Esmectita, Ilita): Limitante por la posible ocurrencia de fenómenos de hinchamiento, reducción de permeabilidad y aumento en la presión de inyección.

Presencia de Acuífero: Limitante debido a la alta conductividad del agua, lo que resta eficiencia al proceso

Presencia de Capa de Gas: Limitante por posible ocurrencia de adelantamiento e irrupción temprana del vapor en el pozo productor.

Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita): Limitante ya que promueven la formación de CO_2 , que trae como consecuencia la obstrucción de los pozos y caída de la producción.

Factor de Recobro: El recobro generado por esta técnica se ubica entre 20-60 por ciento.

Tabla 10: Rangos de Aplicación para SAGD

Parámetro	Sebastian Celis, 2014	Prueba Piloto, Tia Juana (1997)	Campo M-19 ,FPO	PDVSA	P.E Llaguno, F. Moreno	Dickson,J (2010)	Clases, Crudos Pesados	Rango de Aplicación
Gravedad °API	7,5 – 13	9 - 11	-	< 15	8- 20	7 -12	6 - 15	6 – 15
Viscosidad (cp)	1219 – 2000000	10000 - 45000	> 200	-	570- 25000	> 4000	> 200	> 200
Saturacion de Agua (%)	-		< 0.25	-	-	-	25 - 40	< 40
Saturación de Petróleo(%)	55 – 85	85	-	> 50	> 50	> 50	-	> 50
Porosidad (%)	29 – 38	38	> 20	> 30	> 10	-	> 26	> 20
Espesor Arena (ft)	45 – 120	40 - 85	> 50	>50	32 - 160	50 -100	> 50	> 50
Permeabilidad Promedio(mD)	1070 – 10000	1000 - 2000	> 500	> 2000	200 - 10000	> 5000	> 2000	> 1000
Profundidad TVD (ft)	370 – 3100	1000	<4500	-	-	-	< 4600	370- 4600
Temperatura (°F)	46,4 – 140	110	-	-	-	-	-	-
Presión Yacimiento(lpc)	116 – 669	-	1800	> 200	150 - 2000	< 3000	-	< 1800
Presión de Inyección(lpc)	-	-		-	-	-	200 - 1800	200- 1800
Contenido Arcilla (Vsh)	-	-	< 0,35	-	-	-	< 0.35	< 0.35
Calidad del Vapor (%)	-	-		-	-	-	> 90	> 90
Relacion Vapor- Petróleo	2 - 4,2	-		-	-	-	2 - 4	2 – 4,2

Criterios de Expertos:

Gravedad API: de acuerdo a los expertos los valores se encuentran entre 6 - 15°API

Porosidad: valores altos de porosidad, de acuerdo a los autores mayores a 20%

Permeabilidad: Se recomienda una permeabilidad horizontal mayor a 1000 mD, con una variación de permeabilidad vertical, lo cual favorece el desarrollo lateral de la cámara de vapor, y adicionalmente disminuye el tiempo en el cual esta llega al tope del yacimiento, momento en que comienzan las pérdidas de calor a la sobrecarga (overburden), según los expertos debe ser mayor a 100 mD para que sea rentable.

Permeabilidad Horizontal: el método es más eficiente con valores de permeabilidad horizontal mayores a 1000md.

Saturación de Petróleo: De acuerdo a los autores debe ser mayor a 50%. Al tener mayor saturación inicial de petróleo, mayor es el recobro final del mismo, menor

energía es perdida por calentamiento del agua que satura inicialmente la formación, de la misma forma que el agua es un buen medio para transferir calor por su alto calor específico, también es un medio para quitar el calor latente del vapor.

Espesor del Yacimiento: mayor a 50 ft Aplica; pero espesores muy grandes comprometen la eficiencia del método.

Profundidad del Yacimiento: De acuerdo a la bibliografía revisada para profundidades menores a 4600 pies son las recomendadas para que se pueda aplicar; mayores a 4600 pies no aplica esta tecnología, debido a pérdidas de calor a lo largo de la tubería.

Viscosidad: A pesar de que este proceso puede ser efectivo en una amplia gama de viscosidad, una menor viscosidad conlleva a mayor tasa de producción. De acuerdo a los expertos viscosidades mayores a 200 cp son recomendadas para que este método sea eficiente.

Presión del Yacimiento: De acuerdo a los expertos los valores para poder aplicar este método deben estar comprendidos en un rango de 150 a 1800 Lpc.

Geología: fracturas a pequeña escala pueden ser de beneficio al distribuir el vapor en el petróleo viscoso, y agregar una transferencia de calor y de masa. Arena apilada (fluvial o marino) sin barreras significativas de lutita entre la arena. La presencia de una buena roca sello al tope de la arena es importante para el confinamiento del vapor.

Presencia de Arcillas Hinchables (Caolinita, Esmectita, Ilita): Limitante por posibles fenómenos de hinchamiento de arcillas y por ende reducción de permeabilidad. Según los autores menos de 35 % de arcillas hinchables, debido a que estas se hinchan al absorber el agua que se condensa del vapor.

Presencia de Acuífero: La presencia del mismo es un factor limitante, se requiere evaluar el impacto de éste en la producción de fluidos. Si la cámara de vapor entra en

contacto con un acuífero, parte del vapor inyectado es perdido debido a la alta permeabilidad al agua.

Presencia de Capa de Gas: Favorece el Proceso. La presencia de una pequeña capa de gas puede prevenir pérdidas de calor a capas supra yacentes del yacimiento debido a la baja conductividad térmica de la capa de gas. Por tal motivo una capa delgada de gas puede no ser un aspecto negativo en la aplicación de SAGD.

Presencia de Carbonatos (Siderita, Aragonita y Calcita): Limitante ya que promueve la formación de CO_2 , el cual se origina por la descomposición de los carbonatos a la temperatura del vapor, esto trae como consecuencia la obstrucción de los pozos y caída de la producción

Factor de Recobro: Según los autores y experiencias en campo se han obtenido factores de recobro en el orden de 50 a 70%. SAGD ofrece significativamente grandes tasas de producción por pozo y mayores recuperaciones de crudo.

Tabla 11: Rangos de Aplicación para Combustión In-Situ

Parámetro	Sebastian Celis, 2014	National Petroleum Technology Office, USA	Proyecto, P 2-3, Campo Miga, 1964	Taber J.J (1997)	Aladasani,A (2010)	Dickson,J (2010)	Proyecto Piloto, Bare 2011	Clases Crudos Pesados	Rango de Aplicación
Gravedad °API	10 - 22	10 – 40	13 - 14	> 10, Prom. 16	18-32 , Prom.23,6	8 - 35	-	< 36	8 – 36
Viscosidad (cp)	74 – 16000	< 5000	280 – 430	< 5000 Prom. 1200	2770-1,44 ,Prom. 504,8	1000- 1000000	< 30000	100 - 5000	> 74
Saturacion de Agua(%)	-		20	-	-	-	-	-	-
Saturación de Petróleo(%)	60 – 87		80	> 50 Prom. 72	50-94 , Prom. 67	> 50	> 65	-	> 50
Porosidad (%)	21 – 41	> 18	22,6	-	14-35 , Prom. 23,3	-	> 28	> 18	> 18
Espesor Arena (ft)	8 – 200	5 – 50	25	> 10	> 10	> 20	10 - 200	7 - 50	7 – 50
Permeabilidad (mD)	88 – 8000		1000- 10000	> 50	10 - 15000, Prom.1981,5	> 250	> 100	100 - 5000	> 50
Profundidad (ft)	100 – 4050	300 – 12500	4000- 4350	< 11500 Prom. 3500	400- 11300, Prom. 5569	400 - 3000	200 - 11400	> 330	> 200
Temperatura (°F)	56 – 146		146	>100 Prom. 135	64-230, Prom. 175,5	-	NC	-	No limitante
Presión Yacimiento(lpc)	20 – 850			-	-	400 - 1500	NC	-	20 -1500
Presión de Inyección(lpc)	-			-	-	-	-	> 250	> 250
Relación Aire-Petróleo (ft³/bbl)	1 - 27	Bajo	11000						2 - 27
Transmisibilidad (md-ft/cp)	-	>20	-	-	-	-	-	-	> 20

Gravedad API: El rango recomendado por los expertos es amplio, los expertos muestran valores desde 8 hasta 27° API. Esto se debe a que esta propiedad está atada a la cantidad de combustible en el crudo, ya que, a mayor gravedad API menor cantidad de combustible estará presente en el crudo. Por otra parte, crudos con gravedad API menor a 8° resultan muy viscosos, lo cual limita su desplazamiento delante del frente de combustión.

Porosidad: Se observa que diversos autores coinciden que para procesos de combustión en sitio es recomendable que el yacimiento tenga porosidad superior al 18%, por las siguientes razones:

- ✓ Asegurar que exista un volumen de crudo considerado rentable para su explotación.

- ✓ Garantizar que se reduzcan las pérdidas de calor hacia la roca, esto es, que del calor total suministrado, la mayor parte sea para calentar el crudo y no la matriz que la contiene.

Permeabilidad: Las bajas permeabilidades en el yacimiento pueden originar problemas de incremento de la presión requerida de inyección de aire ya que se limita la inyectividad en el sistema, lo cual podría conducir problemas para mantener el frente de combustión. Según los expertos, la permeabilidad del yacimiento debe ser superior a los 50 mD, de manera tal de permitir un barrido eficiente de la formación y por ende un mayor recobro.

Saturación de Petróleo: Debido a que el frente de combustión puede consumir una parte de petróleo inicial, altas saturaciones de crudo son esperadas para proyectos de combustión en sitio que garanticen que los mismos sean económicamente rentables. Por lo general se considera que yacimientos con saturaciones de crudo superiores a 50% son candidatos rentables.

Espesor del Yacimiento: El espesor del yacimiento es uno de los parámetros más importantes para el proceso de combustión en sitio. La diferencia de densidades entre el aire y los fluidos en el yacimiento crean una tendencia al aire a viajar por encima del crudo y consecuentemente irrumpir rápidamente en los pozos productores dejando parte del crudo en el yacimiento. En yacimientos con espesores muy grandes (>200 pies) el proceso se vea cuestionado y su eficiencia sea muy baja. Por otra parte, yacimientos muy delgados (< 10 pies) pueden traer consigo muchas pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, lo cual puede originar caídas de temperaturas en el yacimiento, negativas para la estabilidad del frente de combustión. En general, los expertos indican que el rango de aplicabilidad de espesor del yacimiento para el proceso de combustión en sitio está entre los 5 y los 50 pies.

Profundidad del Yacimiento: La profundidad no representa, según los expertos, un parámetro crítico desde el punto de vista técnico para la aplicación del proceso de

combustión en sitio. Aspectos importantes a considerar: a profundidades muy bajas (<200 pies), el proceso es limitado debido a que se puede exceder el gradiente de fractura de la formación; y a profundidades muy grandes (> 14000 pies), el proceso también tiene la limitación de los altos requerimientos para comprimir el aire a inyectar lo cual se traduce en costos para el proyecto.

Viscosidad: La viscosidad del petróleo es una de las propiedades del crudo más afectada al aplicar el proceso de combustión en sitio, debido a que se da una reducción drástica de ésta cuando la temperatura es aumentada en el yacimiento por efecto de la zona de combustión y la zona de vapor. La reducción de la viscosidad es más drástica en crudos pesados. Según los expertos, el proceso de combustión en sitio es exitoso en el caso de crudos con viscosidades entre 2 y 50000 centipoises (cp). A viscosidades superiores a 50000 cp. el proceso resulta muy poco eficiente debido a la complejidad de mover el petróleo delante del frente de combustión. A viscosidades muy bajas es recomendable evaluar otros procesos de recobro mejorado antes de decidir el aplicar combustión en sitio.

Presión del Yacimiento: La presión del yacimiento está directamente relacionada a la presión de inyección del aire y los costos de compresión. A mayor presión del yacimiento, mayores costos en compresión de aire se ameritan. Según los expertos, la presión de la formación al momento de arrancar con el proceso de combustión en sitio debe ser menor a 1500 Lpc.

Transmisibilidad: Bajos valores de transmisibilidad, podrían limitar la inyectividad en el yacimiento y a su vez, promover la incidencia de reacciones de baja temperatura. Para el caso de crudos pesados resultan poco atractivas para el recobro de crudo durante el proceso. Según los expertos, la transmisibilidad para el caso de combustión en sitio debe ser mayor a 20 md*pie/cp.

Presencia de Arcillas (Caolinita, Esmectita, Ilita): La presencia de arcillas minerales en yacimientos aspirantes al proceso de combustión en sitio puede resultar desde muy beneficioso hasta problemático, dependiendo del tipo de crudo contenido

en el mismo. Las arcillas minerales tienen propiedades catalíticas que aceleran las reacciones de combustión a través de una disminución de la energía de activación en el sistema. Esto promueve la formación de combustible y las reacciones a bajas temperaturas.

Presencia de Acuífero: En general, los expertos no consideran la presencia de un acuífero asociado al yacimiento como un problema para la aplicación de la combustión en sitio. En algunos proyectos, la presencia de un cuerpo de agua provee presión al yacimiento.

Presencia de Capa de Gas: La presencia de una capa de gas es una limitante porque puede funcionar como una zona ladrona del aire inyectado, lo que promueve que no haya un quemado uniforme en el medio poroso, restando eficiencia al proceso.

Factor de Recobro: Los autores indican un factor de recobro teórico en un rango entre 20 y 60%.

4.2. Creación de la Base de Datos de Proyectos de Recuperación Térmica Exitosos

La creación de la base de datos de proyectos térmicos exitosos es importante para poder realizar la evaluación comparativa y el criterio de analogías. En esta base de datos se podrá contar con información sobre las siguientes propiedades del yacimiento y fluido de los proyectos: porosidad, permeabilidad, espesor de arena, profundidad, temperatura, viscosidad, gravedad API, saturación de petróleo y presión. Así como algunas otras características como el área, fecha de inicio, empresa operadora, ubicación, número de pozos, producción acumulada, factor de recobro, relación vapor-petróleo, entre otras.

En total se recolectó información de 97 proyectos térmicos aplicados a nivel mundial a través de artículos publicados en la Society of Petroleum Engineers, de la revista en línea Oil & Gas Journal ⁽⁴³⁾, así como el libro “1986 EOR Project SourceBook” ⁽⁴⁴⁾.

En el **Anexo A**, se muestran las tablas de los proyectos considerados como exitosos de los procesos térmicos Inyección Alterna de Vapor, Inyección Continua de Vapor, SAGD y Combustión In-Situ.

4.3. Creación del modelo de Evaluación Comparativa o “Benchmarking”

4.3.1 Evaluación Comparativa para SAGD

Los proyectos seleccionados para desarrollar el modelo se muestran en la **Tabla 14 (Ver Apéndice A)**. Así como los resultados obtenidos para calcular los pesos específicos de cada propiedad se expresan en la **Tabla 16**.

Tabla 16: Modelo para SAGD.

Propiedad	Valor Mínimo	Promedio	Valor Máximo	S	CV	1/CV	Peso Específico, %
Profundidad, pies	370	1289,31	3100	722,33	0,56	1,78	5
Espesor de Arena, pies	45	73,56	120	20,13	0,27	3,65	9
Porosidad, %	29	33,44	38	2,12	0,06	15,77	41
Permeabilidad, md	1070	4710,63	10000	2692,65	0,57	1,75	5
Temperatura, °F	46,4	69,28	140	30,98	0,45	2,24	6
Gravedad °API	7,5	8,18	13	2,02	0,25	4,04	10
Viscosidad @CY,cP	1219	529246,87	2000000	648373	1,23	0,82	2
Soi, %	55	75,18	85	10,47	0,14	7,18	18
Presión, Lpc	116	302,44	669	189,25	0,63	1,60	4
						$\Sigma=$	38,83
							100

✓ Cálculos Tipos:

Para comprender mejor lo expuesto en la **tabla 16**, a continuación se definen los cálculos tipos para calcular cada una de las variables. Usando como ejemplo la propiedad profundidad del yacimiento:

- 1- **Promedio ($\bar{X}$)**: El valor promedio de cada propiedad se calcula mediante la **ecuación 9**. Donde las “Xi” son los valores de la propiedad y “n” es el número total de valores

Utilizando los datos de profundidad de los proyectos de SAGD, mostrados en la **tabla 14** se tiene que:

$$\bar{X} = \frac{(1312+740+1600+480+370+625+1423+3100+1000+985+1564+1574+2460+656+1180+1560)}{16}$$

$$\bar{X} = 1289,31 \text{ pies}$$

2- **Desviación Estándar (S):** Para calcular la desviación estándar se utiliza la **ecuación 8.**

$$S = \sqrt{\frac{(1312-1289)^2+(740-1289)^2+(1600-1289)^2+(480-1289)^2+(370-1289)^2+\dots+(1180-1289)^2+(1560-1289)^2}{15}}$$

$$S = 722,33 \text{ pies}$$

3- **Coeficiente CV:** Para calcular el coeficiente de dispersión CV se utiliza la **ecuación 7.**

$$CV = \frac{722,33}{1289,31} = 0,56$$

El inverso de CV se calcula:

$$1 / CV = 1 / 0,56$$

$$1/CV = \mathbf{1,78}$$

4- Peso Específico: El peso específico de la propiedad profundidad del yacimiento dentro del modelo se calcula mediante la **ecuación 10**.

$$\text{Peso Específico} = \frac{1,78}{38,83} \times 100$$

$$\text{Peso Específico} = \mathbf{5 \%}$$

Ya aclarado los cálculos de cada una de las variables. Se observa en los resultados mostrados en la **tabla 16**, que las propiedades que obtienen coeficientes CV bajos tienen un mayor peso e importancia en el modelo, mientras aquellos que poseen CV altos tienen menor porcentaje de peso dentro del modelo.

Dicho de otra forma, las propiedades que tienen menor dispersión entre sus datos, que no varíe mucho el valor respecto al promedio, tendrá menor coeficiente CV, por lo tanto mayor importancia para el modelo.

Una vez que se ha establecido el peso específico de cada propiedad en el modelo. Se tiene que realizar la evaluación comparativa entre los valores de propiedades del proyecto propuesto y los valores de las propiedades de los proyectos en la base de datos. Para lograr esto primero se determinó los valores percentiles para establecer rangos para cada propiedad. El intervalo central de la distribución de datos (entre percentil 25 y percentil 75) son preferidos sobre valores de propiedad fuera del

intervalo. Este procedimiento permite la realización de una agrupación de las propiedades del yacimiento dentro de un grupo similar. En la **tabla 17** se muestra el procedimiento realizado para determinar los valores percentil 25 y 75 para cada propiedad.

Tabla 17: Datos ordenados en forma ascendente

Propiedad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Profundidad, pies	370	480	625	656	740	985	1000	1180	1312	1423	1560	1564	1574	1600	2460	3100	
Espesor, pies	45	50	59	59	60	64	65	65	65	65	72	82	88	95	98	98,5	120
Porosidad, %	29	31	31,5	32	32	33	33	33	33	33	34	35	35	35	35	36	38
Permeabilidad, md	1070	1500	2900	3000	3200	3500	4000	4500	5000	6200	6500	7500	7500	9000	10000		
Temperatura, °F	46,4	48	50	53,6	55	57,2	60	68	68	70	84	110	129	140			
Gravedad °API	7,5	7,5	8	8	8,3	8,5	9	9,5	9,5	10	10	10	12	13			
Viscosidad @CY,cP (x 10 ³)	1,2	5	12,5	20	30	70	600	1000	1000	1000	1000	1200	20000				
Soi, %	55	60	62	63	69	70	70	75	80	80	84	85	85	85	85	85	85
Presión, Lpc	116	153	175	362	391	421	435	669									

Para calcular los percentiles 25 y 75, se tuvo que ordenar el conjunto de datos no agrupados en orden ascendente, usando los datos de la **tabla 14**. Luego si el número total de datos es par, el P_{25} y P_{75} se calculan mediante las **ecuaciones 12 y 13**, si por el contrario es impar se calculan mediante las **ecuaciones 14 y 15**.

Por ejemplo para el primer caso, para la propiedad profundidad se observa un total de datos de 16 el cual es par, por lo tanto se usan las **ecuaciones 12 y 13**:

$$P_{25} = 0,25 \times 16$$

$$P_{25} = 4$$

Ahora se determina el valor de la posición número 4 en la **tabla 17**. El percentil 25 es igual a 656 pies de profundidad. Esto se traduce en que el 25 % de los datos son menores a 656 pies o el 75% de los datos son mayores a 656 pies.

$$P_{75} = 0,75 \times 16$$

$$P_{75} = 12$$

Ahora se determina el valor de la posición número 12 en la **tabla 17**. El percentil 75 es igual a 1564 pies de profundidad. Esto se traduce en que el 75 % de los datos son menores a 1564 pies o el 25% de los datos son mayores a 1564 pies.

En el caso en donde el número total de datos es impar, por ejemplo para el espesor de arena (**ver tabla 17**). Se utilizan las **ecuaciones 14 y 15**.

$$P_{25} = 0,25 \times (17+1)$$

$$P_{25} = 4,5$$

Se determina el valor de la posición número 4,5 en la **tabla 17**. El percentil 25 es igual al promedio entre el valor de la posición 4 y el valor de la posición 5, resultando en 59,5 pies de espesor de arena.

$$P_{75} = 0,75 \times (17+1)$$

$$P_{75} = 13,5$$

Se determina el valor de la posición número 13,5 en la **tabla 17**. El percentil 75 es igual al promedio del valor de la posición 13 y el valor de la posición 14, resultando en 91,5 pies de espesor de arena.

Los resultados obtenidos del cálculo de los percentiles para cada una de las propiedades se muestran en la **tabla 18**.

Tabla 18: Percentiles 25 y 75 para modelo de SAGD

Propiedad	Percentil 25	Percentil 75
Profundidad, pies	656	1564
Espesor de Arena, pies	59,5	91,5
Porosidad, %	32	35
Permeabilidad, md	3000	7500
Temperatura, °F	51,5	77
Gravedad °API	8	10
Viscosidad @CY,cP	16242	1000000
Soi, %	66	85
Presión, Lpc	153	421

Una vez establecido los rangos de las propiedades entre el percentil 25 y 75 y los pesos específicos, se puede calcular la puntuación del proyecto propuesto mediante la **ecuación 11**. Este valor aproxima el porcentaje de éxito o fracaso que tiene un proyecto dado considerando las propiedades del yacimiento y fluido.

Para despejar dudas sobre el cálculo de la puntuación se plantea el siguiente ejemplo:

Supóngase un yacimiento X con las propiedades del yacimiento y fluido (**Ver Tabla 19**), donde se quiere aplicar un proceso de SAGD:

Tabla 19: Propiedades del yacimiento X

Propiedad	Valor
Profundidad, pies	1400
Espesor de Arena, pies	65
Porosidad, %	33
Permeabilidad, md	1000
Temperatura, °F	110
Gravedad °API	9,5
Viscosidad @CY, cP	8000
Soi, %	75
Presión, Lpc	400

El valor ψ de la **ecuación 11**, va a depender de la comparación entre los valores de las propiedades del proyecto propuesto con los rangos de valores de propiedades mostrados en la **tabla 18**. Este valor puede tomar dos números 0 ó 1. Si el valor de la propiedad del yacimiento está dentro del rango entre el percentil 25 y 75 del modelo, entonces se asigna a ψ un valor de 1. Por el contrario si está fuera de este rango se asigna a ψ un valor de 0. En la **tabla 20** se muestran los valores ψ para este ejemplo.

Tabla 20: Valores ψ Obtenidos para el yacimiento X

Propiedad	ψ
Profundidad, pies	1
Espesor de Arena, pies	1
Porosidad, %	1
Permeabilidad, md	0
Temperatura, °F	0
Gravedad °API	1
Viscosidad @CY, cP	0
Soi, %	1
Presión, Lpc	1

Ahora con los valores de pesos específicos de cada propiedad mostrados en la **tabla 16** y los valores de ψ mostrados en la **tabla 20** se puede aplicar la **ecuación 11**.

$$P = (5 * 1 + 9 * 1 + 41 * 1 + 5 * 0 + 6 * 0 + 10 * 1 + 2 * 0 + 18 * 1 + 4 * 1)$$

$$P = 87 \%$$

El puntaje de aplicación del proceso SAGD al yacimiento X, mediante la evaluación comparativa es de 87%, es decir, que este proceso propuesto tiene un 87% de posibilidad de éxito, sólo considerando las propiedades del yacimiento. Esto según los rangos de probabilidad de éxito creados por Pérez y otros⁽³⁾, el cual dice que a medida que la puntuación se acerca a 100, mayor probabilidad que la aplicación del método va a ser exitoso. Valores cerca de 50 indican posible falla o menor probabilidad de éxito, y valores menores a 50 o cerca a 0 indican una falla, o al menos un gran riesgo de fracaso de aplicar el método en el yacimiento en estudio.

4.3.2 Evaluación Comparativa para Inyección Alterna de Vapor

Los proyectos seleccionados para desarrollar el modelo se muestran en la **Tabla 12 (Ver Apéndice A)**. Así como los resultados obtenidos para calcular los pesos específicos de cada propiedad se expresan en la **Tabla 21**.

Tabla 21: Modelo para IAV

Propiedad	Valor Mínimo	Promedio	Valor Máximo	S	CV	1/CV	Peso Específico, %
Profundidad, pies	422	1930,78	3970	813,98	0,42	2,37	7
Espesor de Arena, pies	15	100,50	300	78,03	0,78	1,29	4
Porosidad, %	27	32,36	38,1	3,09	0,10	10,46	30
Permeabilidad, md	500	2853,23	10000	2134,86	0,75	1,34	4
Temperatura, °F	55	92,31	132	23,85	0,26	3,87	11
Gravedad °API	8,5	11,88	16	2,02	0,17	5,89	17
Viscosidad @CY,cP	450	13246,72	1000000	24001,06	1,81	0,55	2
Soi, %	53,7	75,03	89	8,71	0,12	8,61	25
$\Sigma=$						34,39	100

El procedimiento del cálculo de cada variable, así como el cálculo de los valores percentil 25 y 75 se describen detalladamente en la **sección 4.3.1**. Se observa en la **tabla 21** que las propiedades más significativas para el modelo de IAV son la porosidad, la saturación de petróleo inicial y la gravedad API.

En la **tabla 22** se muestran los resultados obtenidos luego de realizar el procedimiento de calcular los percentiles 25 y 75 para cada propiedad.

Tabla 22: Percentiles 25 y 75 para modelo de IAV

Propiedad	Percentil 25	Percentil 75
Profundidad,pies	1500	2100
Espesor de Arena, pies	53	120
Porosidad,%	30	34,3
Permeabilidad,md	1200	4000
Temperatura,°F	75	113
Gravedad °API	10,4	13
Viscosidad @CY,cP	1800	11000
Soi,%	66	79

4.3.3 Evaluación Comparativa para Inyección Continua de Vapor

Los proyectos seleccionados para desarrollar el modelo se muestran en la **Tabla 13 (Ver Apéndice A)**. Así como los resultados obtenidos para calcular los pesos específicos de cada propiedad se expresan en la **Tabla 23**.

Tabla 23: Modelo para ICV

Propiedad	Valor Mínimo	Promedio	Valor Máximo	S	CV	1/CV	Peso Específico, %
Profundidad, pies	200	1537,56	2650	679,05	0,442	2,26	9
Espesor de Arena, pies	10	109,07	300	71,64	0,657	1,52	6
Porosidad,%	24,3	32,36	39	3,63	0,112	8,92	34
Permeabilidad, md	280	2755,11	7600	2031,30	0,737	1,36	5
Temperatura,°F	60	94,38	131	16,55	0,175	5,70	22
Presión Yacimiento, Lpc	20	296,83	635	234,25	0,789	1,27	5
Gravedad °API	9	13,15	25	3,25	0,247	4,05	15
Viscosidad @CY,cP	95	13098,7	200000	38473	2,937	0,34	1
Soi,%	34	64,25	88	63,74	0,992	1,01	4
$\Sigma=$						26,43	100,00

El procedimiento del cálculo de cada variable, así como el cálculo de los valores percentil 25 y 75 se describen detalladamente en la **sección 4.3.1**. Se observa en la **tabla 23** que las propiedades más significativas para el modelo de ICV son la porosidad, temperatura y la gravedad API.

En la **tabla 24** se muestran los resultados obtenidos luego de realizar el procedimiento de calcular los percentiles 25 y 75 para cada propiedad.

Tabla 24: Percentiles 25 y 75 para modelo de ICV

Propiedad	Percentil 25	Percentil 75
Profundidad, pies	1000	2160
Espesor de Arena, pies	60	140
Porosidad, %	30	35
Permeabilidad, md	1000	5000
Temperatura, °F	81,5	110
Presión Yacimiento, Lpc	110	470
Gravedad °API	11,5	14
Viscosidad @CY,cP	800	6400
Soi, %	58	77

4.3.4 Evaluación Comparativa para Combustión In-Situ

Los proyectos seleccionados para desarrollar el modelo se muestran en la **Tabla 15** (Ver Apéndice A). Así como los resultados obtenidos para calcular los pesos específicos de cada propiedad se expresan en la **Tabla 25**.

Tabla 25: Modelo para Combustión In-Situ

Propiedad	Valor Mínimo	Promedio	Valor Máximo	S	CV	1/CV	Peso Específico, %
Profundidad, pies	100	1465,35	4050	1007,43	0,687	1,455	5
Espesor de Arena, pies	8,11	58,19	200	50,99	0,876	1,141	4
Porosidad, %	21,2	31,92	41	5,18	0,162	6,158	21
Permeabilidad, md	88,1	2636,91	8000	2379,17	0,902	1,108	4
Temperatura, °F	56	89,38	146	23,06	0,258	3,876	13
Gravedad °API	10,6	15,11	21,9	3,26	0,216	4,628	16
Viscosidad @CY,cP	70	2937,67	16000	3545,17	1,207	0,829	3
Soi, %	60	71,34	87	8,12	0,114	8,781	30
Presión Yacimiento, Lpc	20	316,54	850	327,33	1,034	0,967	3
$\Sigma =$						28,94	100

El procedimiento del cálculo de cada variable, así como el cálculo de los valores percentil 25 y 75 se describen detalladamente en la **sección 4.3.1**. Se observa en la **tabla 25** que las propiedades más significativas para el modelo de Combustión In-Situ son la porosidad, la saturación de petróleo inicial y la gravedad API.

En la **tabla 26** se muestran los resultados obtenidos luego de realizar el procedimiento de calcular los percentiles 25 y 75 para cada propiedad.

Tabla 26: Percentiles 25 y 75 para modelo de Combustión In-Situ

Propiedad	Percentil 25	Percentil 75
Profundidad, pies	700	1800
Espesor de Arena, pies	19	92
Porosidad, %	27,2	36
Permeabilidad,md	1000	3000
Temperatura, °F	70	110
Gravedad °API	12	16
Viscosidad @CY,cP	676	4000
Soi, %	64	75
Presión Yacimiento,Lpc	45	720

4.4. Creación del Modelo de Criterio de Analogía

El criterio de analogía permite identificar en la base de datos de proyectos de recuperación térmica (**Ver Anexo A**), cuál proyecto posee las propiedades del yacimiento y fluido más similares al proyecto propuesto. Una vez que se hayan determinado los proyectos análogos, el objetivo es identificar las mejores prácticas asociadas a la implementación del proceso térmico, las lecciones aprendidas y los problemas relacionados a la aplicación de la tecnología.

Para saber cuál proyecto es el más similar, se usa una ecuación que cuantifica la diferencia entre el valor de las propiedades de los proyectos en la base de datos, con los valores de las propiedades del proyecto propuesto. La ecuación utilizada para medir el porcentaje de similitud es la **Ecuación 5**.

Para comprender el procedimiento del cálculo del porcentaje de similitud, a continuación se detallan los cálculos necesarios mediante un ejemplo. Tomando en cuenta que no existe un resultado único, eso depende de los valores de las propiedades del yacimiento del proyecto piloto en estudio.

✓ Cálculo Tipo:

Supóngase el mismo Yacimiento X (**Ver tabla 19**) utilizado en el ejemplo de la **sección 4.3.1**. En el cual se quiere realizar un proyecto de SAGD, donde la longitud de los pozos en su intervalo horizontal es igual a 2300 ft.

Utilizando los datos del yacimiento X y los datos en la base de datos (**Ver Tabla 14**), se procede a determinar que proyecto es el más similar al propuesto. En la **tabla 27** se muestran los resultados obtenidos aplicando el criterio de analogías.

Tabla 27: Resultados de la analogía entre el Yacimiento X y proyectos SAGD

Numero Proyecto	(Pi-Pie) Porosidad %	(Pi-Pie) Permeabilidad, md	(Pi-Pie) Espesor de arena, pies	(Pi-Pie) Profundidad, Pies	(Pi-Pie) °API	(Pi-Pie) Viscosidad, cp	(Pi-Pie) Temp, °F	(Pi-Pie) Soi %	(Pi-Pie) Longitud hoyo horizontal, pies	ΣFi	Sx (%)
1	0	5500	17	88	1,2	992000	50	5	4	6,36	70,71
2	1	8000	33	660	1	992000	56,4	10	4	4,93	54,76
3	2	6500	0	200	2,5	4484	40	5	955	5,64	62,68
4	0	3500	5	920	0,5	22000	30	5	980	6,19	68,82
5	1,5	9000	23	1030	1,5	1992000	55	5	4	4,40	48,88
6	2	3000	0	775	2	1192000	60	0	160	5,90	65,50
7	0	5200	1	23	2	992000	52,8	10	816	5,52	61,32
8	1	2500	55	1400	9,5	-	63,6	9	653	2,58	32,28
9	2	70	20	1700	0,5	6781	19	10	253	6,12	67,95
10	5	500	0	400	0,5	12000	0	10	-	6,15	76,88
11	3	2200	6	415	0,5	592000	-	15	3	5,70	71,24
12	4	-	33,5	164	0	-	42	20	-	2,83	47,23
13	1	2000	30	174	0	62000	-	12	-	5,30	75,70
14	0	6500	15	1060	3,5	3000	26	10	660	5,43	60,33
15	2	4000	7	744	-	-	62	6	4	4,31	61,60
16	2	1900	6	220	1,5	992000	42	13	-	5,18	64,80
17	0	3100	0	160	0,5	42000	45	10	324	6,95	77,22
Max. Diferencia	5	9000	55	1700	9,5	1992000	63,6	20	980		77,22

P_i : Valor de la propiedad para comparar y perteneciente al proyecto de la base de datos.

P_{ie} : Valor de la propiedad para comparar y perteneciente al proyecto en estudio.

Para entender mejor los resultados expuestos en la **tabla 27**, a continuación se detallan los cálculos tipos usados:

Cálculo de los $(P_i - P_{ie})$: No es más que la diferencia absoluta entre el valor de la propiedad en la base de datos y el valor de la propiedad del proyecto propuesto.

Por ejemplo para la porosidad se tiene:

$$\text{Proyecto 1: } |P_i - P_{ie}|_{\text{porosidad}} = |33 - 33| = \mathbf{0}$$

$$\text{Proyecto 2: } |P_i - P_{ie}|_{\text{porosidad}} = |34 - 33| = \mathbf{1}$$

$$\text{Proyecto 3: } |P_i - P_{ie}|_{\text{porosidad}} = |35 - 33| = \mathbf{2}$$

Y así sucesivamente hasta el último proyecto.

Una vez que se tienen todos los cálculos de $|P_i - P_{ie}|$ para todas las propiedades. Se calcula la máxima diferencia entre todas las $|P_i - P_{ie}|$ de cada una de las propiedades;

Por ejemplo para la porosidad, la máxima diferencia es igual a 5 %.

Para la permeabilidad, la máxima diferencia es igual a **9000 md**.

Ya teniendo las máximas diferencias (última fila de la **tabla 27**) y los $|P_i - P_{ie}|$, se calculan entonces los factores de similitud (F_i) usando la **ecuación 6**.

$$\text{Proyecto 1: } F_{i \text{ porosidad}} = 1 - \frac{|33-33|}{5} = \mathbf{1}$$

$$F_{i \text{ permeabilidad}} = 1 - \frac{|6500-1000|}{9000} = \mathbf{0,88}$$

Así con todas las propiedades del proyecto 1. Al igual que para todos los proyectos.

Luego se calcula la sumatoria de los F_i para cada proyecto (Resultados mostrados en la penúltima columna de la **tabla 27**).

El último paso a ejecutar, es el cálculo del porcentaje de similitud (S_x) para cada proyecto con el fin de determinar cuál proyecto es el más similar al proyecto en estudio. Para ello se utiliza la **ecuación 5**.

Por ejemplo el porcentaje de similitud para el proyecto 1 sería igual a:

$$S_x = 6,35 / 9 \times 100$$

$$S_x = \mathbf{70,71 \%}$$

Para el Proyecto 2 sería:

$$S_x = 4,93 / 9 \times 100$$

$$S_x = \mathbf{54,76 \%}$$

Y así se calcula para cada proyecto.

En la **figura 27** se pueden observar los resultados de la analogía obtenidos de manera gráfica.

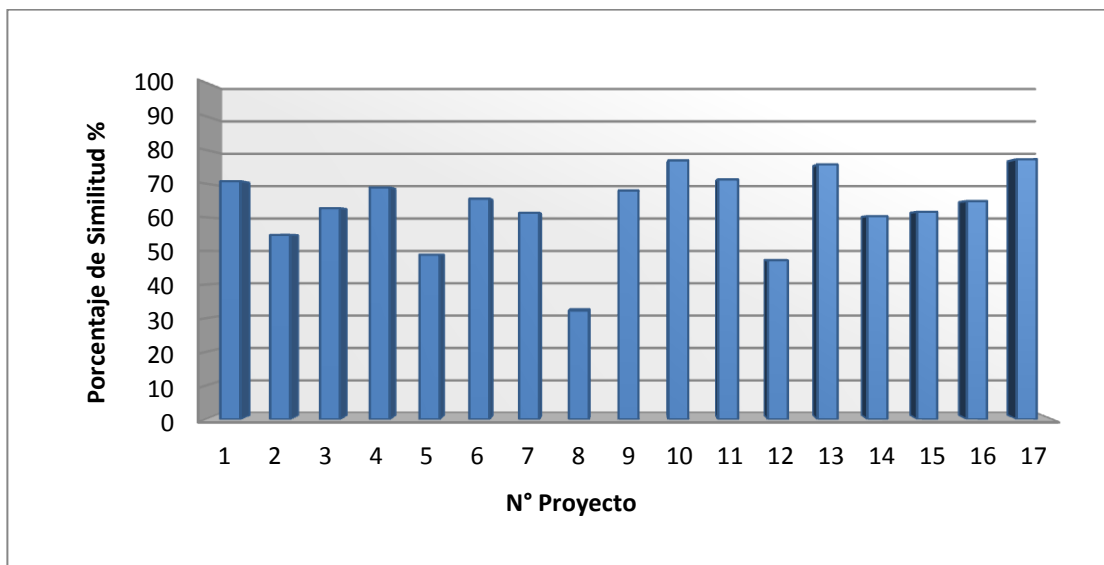


Figura 27: Resultados de analogía entre el Yacimiento X y proyectos de SAGD

Se observa en la **figura 27** que según los datos del yacimiento X, el proyecto más análogo es el proyecto número 17, con un porcentaje de similitud igual a 77,22 %. Revisando la **tabla 14** se puede obtener las principales características del proyecto. Además se puede consultar la referencia del proyecto ⁽⁴⁵⁾ para consultar las mejores prácticas asociadas a la implementación del proceso térmico, las lecciones aprendidas y los problemas relacionados a la aplicación del proyecto.

4.5. Creación de Tabla de Información Requerida para Proyectos Pilotos de Recuperación Térmica

Es importante que los proyectos estén bien definidos en la fase de Definición y Desarrollo, ya que por amplios estudios a nivel internacional realizados por el Construction Industry Institute (CII), revelan que los proyectos bien definidos en esta fase, pueden reducirse los costos entre 10 y 20 %, si se comparan con proyectos que tienen escasa definición ⁽⁴⁶⁾.

En la **figura 28**, se muestra la posibilidad de influir sobre los costos y tiempos de ejecución de un proyecto. En la gráfica la curva azul refleja la habilidad de la empresa que va a acometer el proyecto de influir sobre el costo total y el tiempo de ejecución del mismo, durante las diferentes fases del proyecto. Como se aprecia, hay mucha más oportunidad de influenciar los resultados de costo y tiempo durante las etapas tempranas del proyecto (“Definición y Desarrollo”), cuando los desembolsos son relativamente mínimos (curva roja), que en las etapas siguientes (“Implantación y Operación”), que es cuando se construye y pone en operación la instalación y los desembolsos ya son significativos.

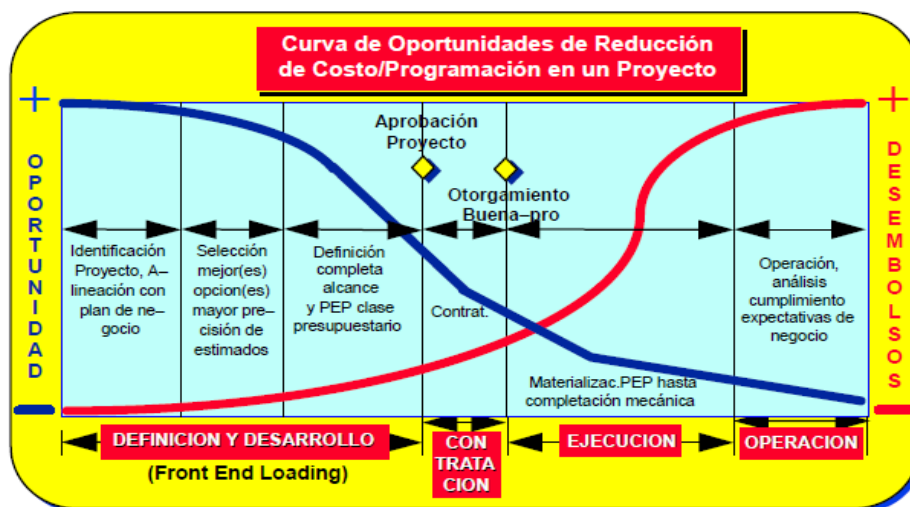


Figura 28: Curva de oportunidades de reducción de Costo/Programación en un Proyecto ⁽²⁾

Para medir el grado de definición de un proyecto piloto térmico propuesto, se creó una lista de información requerida que deben contener los proyectos a la hora de someterlos a aprobación ante la DPCP del MPPPM (**Ver Anexo B**). La lista consta de 16 elementos principales y a su vez cada elemento cuenta con una serie de informaciones que deben estar descritas en el proyecto. Para el procedimiento de asignación de puntaje de definición se estableció un rango de 0 a 5, donde 0 representa el menor puntaje (No aplica) y 5 el mayor. En la **tabla 28** se observan los puntajes y su significado.

Tabla 28: Niveles de Definición y su Significado

NIVELES DE DEFINICIÓN	
0	No Aplica
1	Definición Incompleta
2	Deficiencias Mayores
3	Algunas Deficiencias
4	Deficiencias Menores
5	Definición Completa

En un proyecto donde estén bien definidos los 16 elementos, obtendrá una puntuación máxima de 80 puntos, por lo tanto tendrá un porcentaje de definición del 100%. Mientras un proyecto que no tenga información de los 16 elementos de la lista, tendrá una puntuación mínima de 0 puntos, que equivale a un porcentaje de definición de 0%.

A medida que no se tenga información contenida en cada elemento de la lista, se considerará por parte del evaluador calificar con un puntaje de 4, 3, 2 o 1 según el criterio propio. Claro está que cuando se acerca a un puntaje de 1 es porque el elemento en estudio no cuenta con la suficiente información.

Es recomendable para estimar el porcentaje de definición del proyecto, que al menos 5 personas encargadas de la evaluación de proyectos realicen la metodología, para luego promediar los distintos resultados y obtener un resultado único y más certero.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos, en su guía para la medición del grado de definición de proyectos de construcción ⁽⁴⁶⁾, establece una buena aproximación del valor de madurez o grado de definición de los proyectos según los porcentajes de definición obtenidos en la evaluación. En la **tabla 29** se exponen los rangos de porcentaje de definición y su valor de madurez.

Tabla 29: Valor de Madurez según Porcentajes de Definición

Definición	Proyecto No Arrancado	Proyecto Iniciado	Definido el Concepto	Proyecto Detallado Sustancialmente	Proyecto Bien Detallado
Porcentaje de Definición	0 %	1% - 20%	21% - 50%	51 % - 80%	80 % - 100

4.6. Creación de la Herramienta Computacional

Para evaluar la factibilidad de aplicación de los proyectos pilotos mediante el análisis por criterio de ventana de aplicación, evaluación comparativa y analogías se creó para cada uno de los métodos analizados en este trabajo (Inyección Continua de Vapor, Inyección Alterna de Vapor, Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor y Combustión In-Situ), un programa hecho usando la herramienta Libreoffice Calc, ya que permite el diseño y programación de manera sencilla, haciendo del programa creado de fácil manejo e interpretación, además es una herramienta ampliamente usada en la Dirección de Producción y Conservación del Petróleo.

Para describir la herramienta computacional creada para evaluar la factibilidad de aplicación de los proyectos pilotos, se utilizó un proyecto de recuperación térmica propuesto a futuro por la empresa mixta Petrolera SINOVENSA ⁽⁴⁷⁾, ubicada en el Estado Monagas, a 120 Km. al Sur de la ciudad de Maturín, entre los Municipios Libertador e Independencia y forma parte del Bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco. La empresa propone la aplicación de procesos de Inyección Continua de Vapor y Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor. Las actividades de ejecución y operación se espera que empiecen para el año 2020, actualmente la empresa se encuentra en etapa de estudio y análisis de todo lo referente a la implantación de este tipo de tecnologías tanto a nivel técnico como a nivel de los permisos requeridos.

El proceso de ICV se plantea aplicar en el yacimiento OFIM CNX-3, en la arena 0-12, ubicada en la parte inferior del miembro Morichal de la Formación Oficina. Las propiedades promedio del yacimiento y fluido se muestran en la **tabla 30**.

Tabla 30: Propiedades del Yacimiento OFIM CNX-3 , Unidad 0-12

Propiedad	Yac. OFIM CNX-3 , Unidad 0-12
Porosidad, %	32
Permeabilidad, mD	10000
Espesor de Arena, Pies	100
Profundidad, Pies	2406
Temperatura, °F	110
Presión, Lpc	980
Viscosidad, cP	5500
Gravedad °API	8
Saturación de Petróleo, %	75
Contenido de Arcilla, Fracc.	0,17

Introduciendo los valores promedios de las propiedades mostradas en la **tabla 30** en la herramienta creada, se obtuvo el porcentaje de aplicación del método mediante la evaluación por criterio de ventana de aplicación y evaluación comparativa, así como también se obtuvo por criterio de analogía los yacimientos más similares donde se ha aplicado exitosamente el proceso de ICV. Los resultados se muestran en las **figuras 29 y 30**.

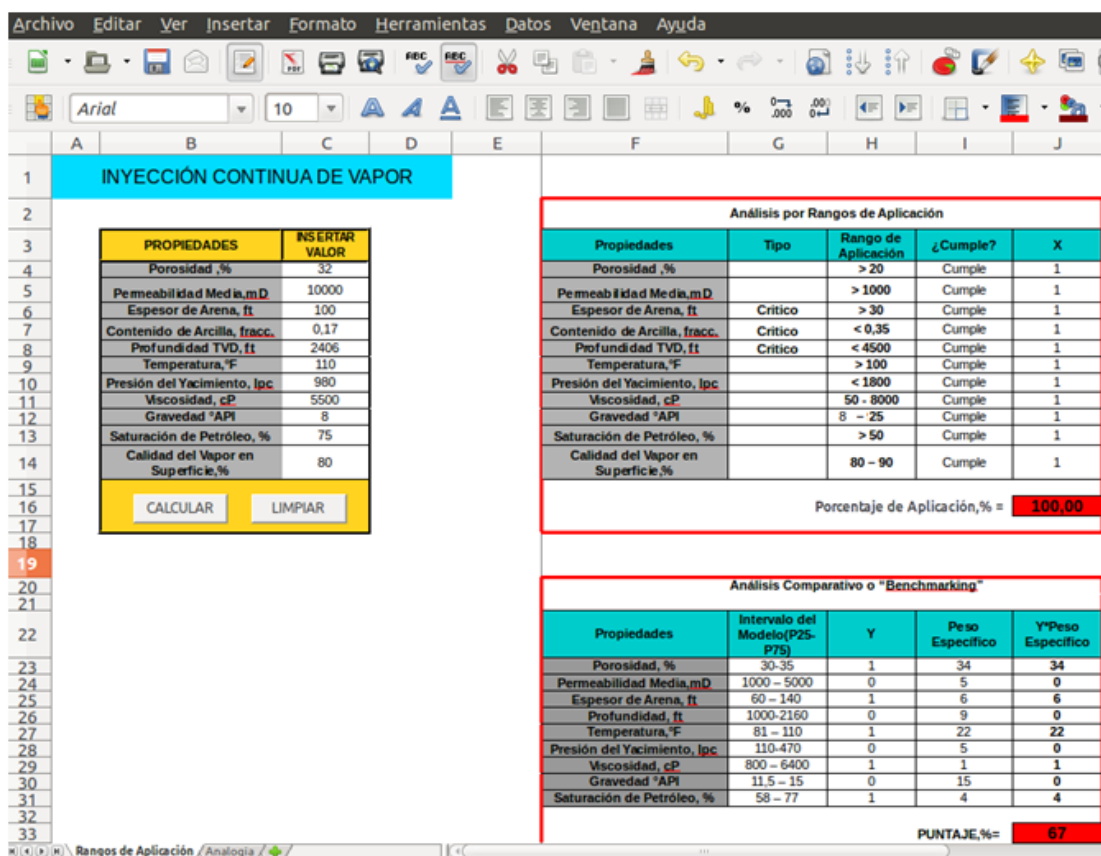


Figura 29: Resultados del Cálculo de Porcentaje de Aplicación

Se observa en los resultados mostrados en la **Figura 29** que la arena 0-12 del yacimiento OFIM CNX-3 cumple con todos los rangos de aplicación establecidos para Inyección Continua de Vapor, por lo tanto tiene **100%** de porcentaje de aplicación.

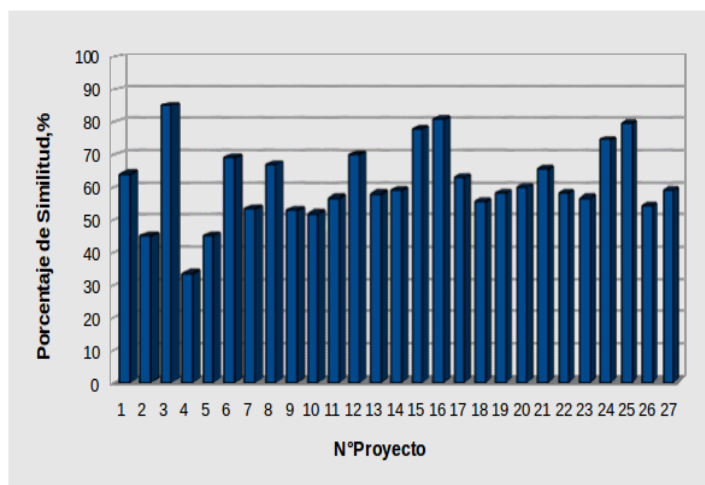
Según el criterio de evaluación comparativa el método de ICV tiene un porcentaje de aplicación o puntuación de **67 %** en la arena 0-12 del yacimiento OFIM CNX-3. Este resultado implica que el proyecto puede presentar una posible falla o tenga menor probabilidad de éxito según los rangos de éxito establecidos en el trabajo de Pérez y otros ⁽³⁾, que dicen que proyectos con una puntuación cercana a 100, van a tener mayor probabilidad de éxito al aplicar el método en el yacimiento. Valores cerca de 50 indican posible falla o menor probabilidad de éxito, y valores menores a

50 o cerca a 0 indican una falla, o al menos un gran riesgo de fracaso de aplicar el método en el yacimiento en estudio.

Este resultado se ve afectado significativamente por la Gravedad API, ya que es una propiedad que tiene un alto peso específico dentro del modelo. El yacimiento tiene una gravedad de 8 °API mientras el rango de gravedades para la cual se han aplicado la mayoría de los proyectos de ICV de manera exitosa está entre 11,5 y 15 °API. Teóricamente el método de ICV para crudos extra-pesado se ve afectado por el efecto de rebasamiento que ocurre en el yacimiento en el proceso de inyección, ya que la diferencia de gravedades entre el vapor y el crudo es alta, promoviendo que el vapor rebase al crudo y el proceso pierda eficiencia de barrido areal y se obtengan factores de recobros menores ⁽³⁸⁾. Éste fenómeno se pudiese disminuir reduciendo la tasa de inyección de vapor y/o utilizando un arreglo de pozos tal que el barrido areal por vapor se optimice.

► Analogía de Proyectos

PROPIEDADES	INSERTAR VALOR
Porosidad, %	32
Permeabilidad Media, mD	10000
Espesor de Arena, ft	100
Profundidad TVD, ft	2406
Temperatura, °F	110
Presión del Yacimiento, Lpc	980
Viscosidad, cP	5500
Gravedad °API	8
Saturación de Petróleo, %	75
Limpiar	



N° Proyecto	País/ Estado	Operador	Campo	Fecha Inicio	Área, Acres	N° de pozos productores/in yectores	Tipo de Arreglo	Formación	Porosidad %	Permeabilidad, m d	Espesor de la Arena, ft	Profundidad, ft	° API	Viscosidad @ Temp. Yac., cP	Temp yacim., °F
1	California, USA	Shell	Mount Poso	1970	2100	240/36	Lineal	Vedder Superior	33	2200	55	1800	15,5	280	110
2	California, USA	Chevron	Midway-Sunset	1975	23	15/6	Line, 5-spot	Monarch Sd	27	520	260	1300	14	1500	105
3	California, USA	Getty	Cat Canyon	1977	20	9/4	Inv, 5-spot	SLB sand	31	5000	80	2500	9	25000	110
4	Texas, USA	Texaco	Charco Redondo	-	2,5	4/1	Inv, 5-spot	-	35	2500	10	200	18	95	72
5	California, USA	Shell	Yorba Linda Cgl.	1971	-	74/16	Inv, 5-Spot	-	30	600	300	650	13,5	6400	85

Figura 30: Resultados de evaluación por criterio de analogía

En la **figura 30** se muestra el resultado obtenido por el criterio de analogías. De todos los proyectos de ICV en la base de datos (**Ver Anexo A, tabla 13**), el proyecto número 3 es el más similar al propuesto, con un porcentaje de similitud de **88%**, seguido del proyecto número 16 y 25 con alrededor de **80%** de similitud. Estos proyectos muestran propiedades del yacimiento y fluido muy similares a las propiedades del yacimiento OFIM CNX-3.

En la **tabla 13** se pueden observar las principales características de los proyectos de ICV, además la herramienta cuenta con un botón para abrir los trabajos, artículos o presentaciones hechas para cada proyecto, con el fin de obtener de manera más detallada la información referente de cada proyecto mostrado en la tabla ubicada en la parte inferior de la **Figura 30**.

Justamente la idea del criterio de analogía es obtener información acerca de las lecciones aprendidas, las mejores prácticas operacionales utilizadas y los problemas asociados a la implementación del proceso térmico. De esta manera tener una aproximación del comportamiento que podría tener el yacimiento sometido al proceso de ICV. Claro está que el comportamiento no será el mismo ya que todos los yacimientos son distintos y dependen de muchas variables que no se evalúan en este trabajo, como la estructura del yacimiento, la continuidad lateral y vertical del yacimiento, la eficiencia de barrido microscópica, el efecto de capas de gas libre o acuífero activo, canalizaciones, consideraciones operacionales, etc.

El proyecto número 3 fue un proyecto piloto iniciado en 1977 en el Estado de California, Estados Unidos por la empresa Getty en el campo Cat Canyon ⁽⁴⁸⁾. El objetivo general del proyecto fue evaluar la eficiencia de desplazamiento y la rentabilidad del proceso de Inyección Continua de Vapor, para considerar su posible expansión en todo el yacimiento. La aplicación del proceso de ICV fue realizada en el yacimiento S1-B, el cual tiene las siguientes propiedades promedio (**Ver tabla 31**).

Tabla 31: Propiedades del Yacimiento S1-B

Propiedad	Valor Promedio
Porosidad, %	31
Permeabilidad, mD	5000
Espesor de Arena, Pies	80
Profundidad, Pies	2500
Temperatura, °F	110
Presión, Lpc	-
°API	9
Viscosidad, cP	25000
Soi, %	65

El arreglo de pozos consta de 9 pozos productores verticales y 4 pozos inyectores verticales dispuestos de la siguiente manera (**Ver figura 31**).

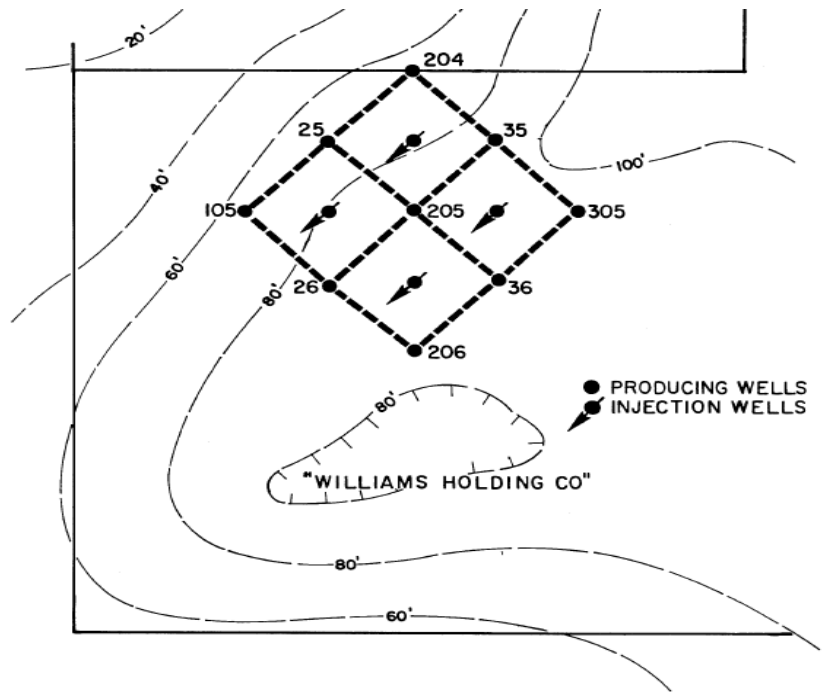


Figura 31: Arreglo de Pozos ⁽⁴⁸⁾

La respuesta inicial de la inyección continua de vapor se vió afectada por las repetidas fallas de las empacaduras térmicas en los pozos inyectoros. Las fallas fueron causadas por el tipo de material del elemento sellador. Fueron reemplazados por un material capaz de soportar temperaturas de 605°F y presiones de 1600 Lpc. Éstas empacaduras fueron probadas exitosamente en los pozos inyectoros. Otro de los problemas evidenciados en varios de los pozos productores fueron el control de arena y el empaque con grava, que tuvo severos problemas debido al deterioro de la arena de empaque porque tenía muy poco porcentaje de cuarzo y muchos fragmentos de roca en su composición, además el tamaño de la grava era de 30 U.S mesh. Este problema se solucionó empacando de nuevo el pozo con una grava con diferente composición, esta tenía alto porcentaje de cuarzo y poco de fragmentos de roca. El tamaño de la grava se cambió por uno de 16 -20 U.S mesh.

El comportamiento de producción del piloto se muestra en la **figura 32**.

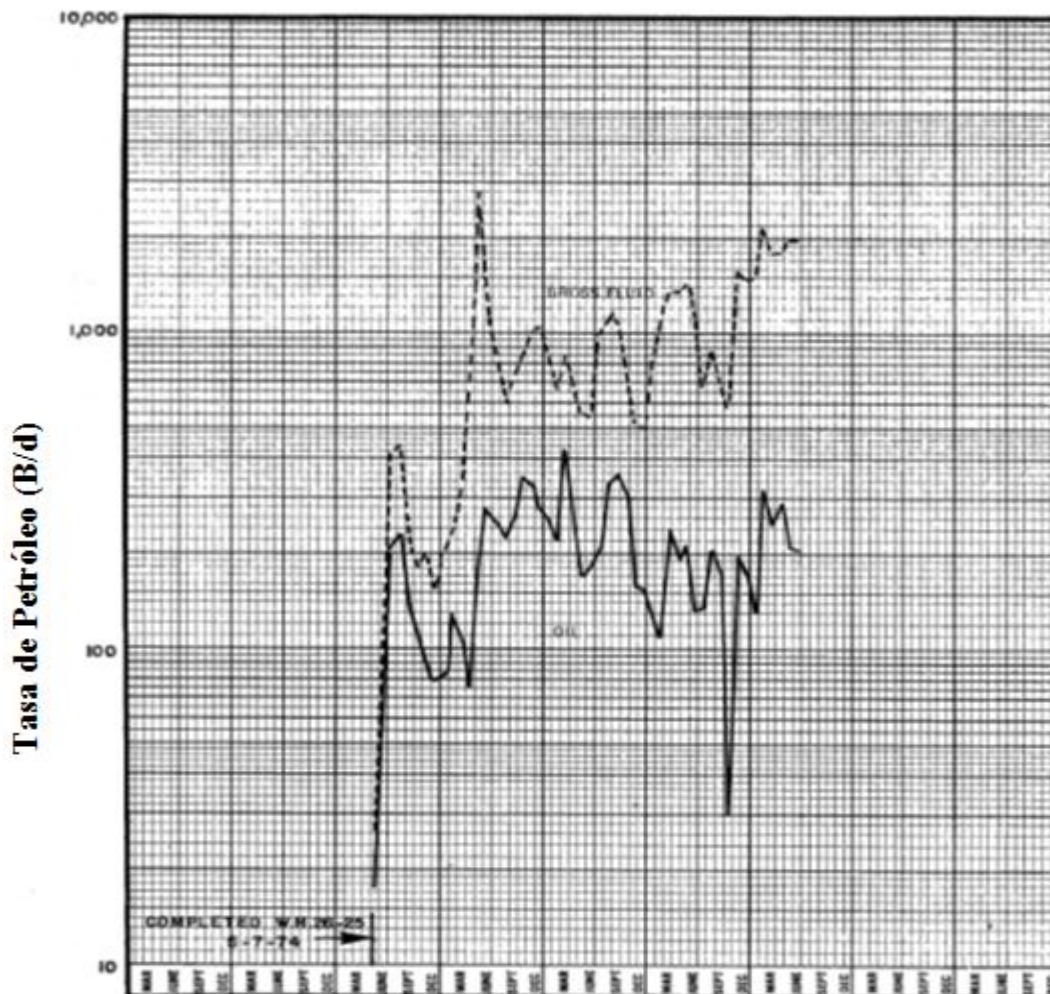


Figura 32: Comportamiento de Producción⁽⁴⁸⁾

En promedio se produjo 200 BPD de petróleo extra-pesado de 9 °API y 25.000 cP durante 4 años. La tasa de inyección promedio fue de 800 BAPD a una presión de 1270 Lpc, temperaturas de 600 °F con calidad de vapor en promedio de 80%, utilizando un generador de vapor de 50 MM BTU/ hr.

A nivel económico se vió afectado el proyecto debido a los reacondicionamientos constantes de los pozos, por problemas con el control de arena y las empaaduras térmicas. Lo cual de un total de 11,26 \$ / bbl , casi 1,90 \$/bbl fueron por actividades

de reacondicionamiento, esto dio como resultado que se elevara el costo total del proyecto de manera no deseada. En la **tabla 32** se observan los costos por actividad para tener una idea de las actividades más costosas y las menos costosas en un proyecto de inyección de vapor.

Tabla 32: Costos de Operación del Proyecto Cat Canyon

Actividad	Costo (\$ / bbl)
Generador de Vapor (sin combustible)	0,85
Combustible	3,10
Contratos de Servicios	3,0
Servicios de la Compañía	0,61
Materiales y Suministros	1,25
Utilidades	0,31
Plantas Centrales	0,32
Inyección Continua	0,85
Supervisión e Ingeniería	0,41
Computadora y Derivables	0,12
Generales y Administrativos	0,44
TOTAL	11,26
Servicios de Reacondicionamiento	-1,88
Costos de Operación Neto	9,38

Se observa que las actividades más costosas fueron los contratos de servicios y el combustible para ser utilizado en el generador para producir vapor.

A pesar de que fue un proyecto costoso en su operación, no dejó de ser rentable. Una medida de la rentabilidad del proceso es calculando la relación vapor-petróleo (RVP). Por experiencias se sabe que proyectos de ICV que tengan una RVP entre 2 y 5 son proyectos rentables ⁽⁷⁾. En la **figura 33** se muestra la RVP acumulado del proyecto piloto.

Se observa que la RVP varió entre 1 y 3.3, es decir, que por cada 3,3 barriles de agua equivalente en vapor que se inyectó, se produjo 1 barril de petróleo.

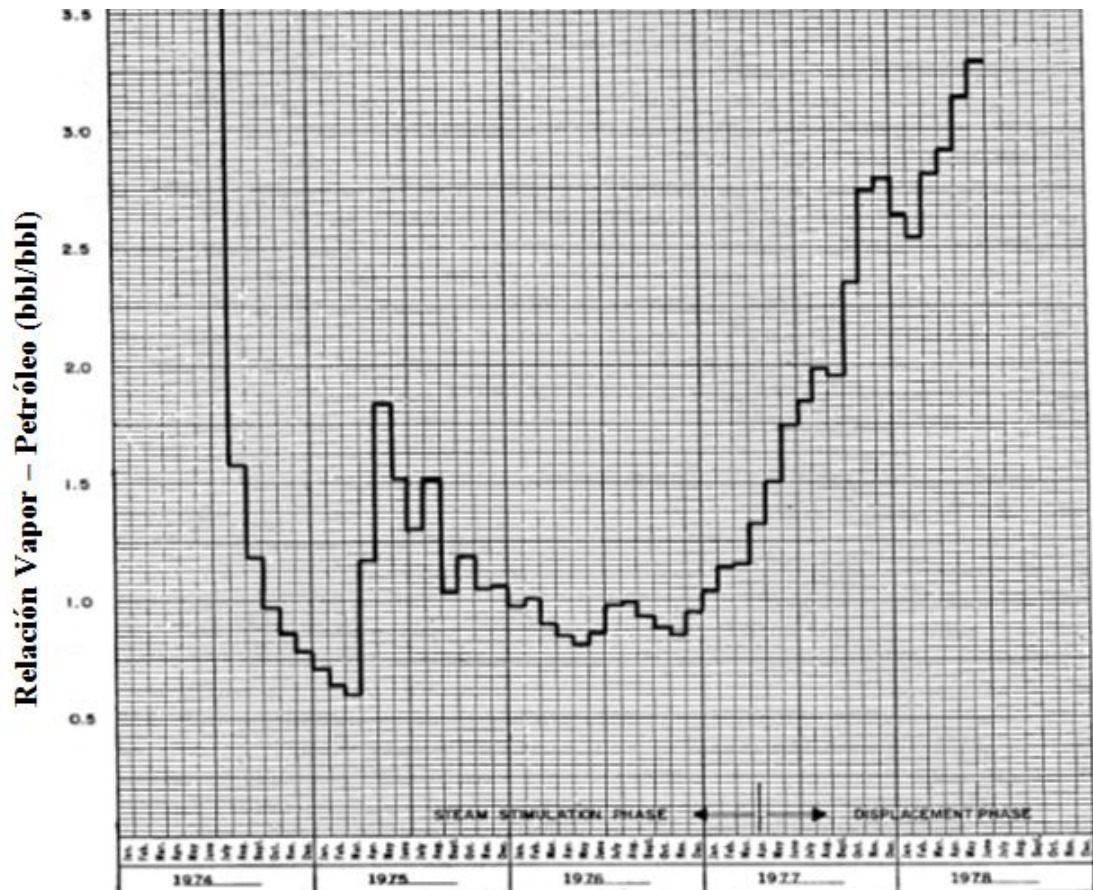


Figura 33: Relación Vapor-Petróleo Acumulado ⁽⁴⁸⁾

✓ **Lecciones Aprendidas:**

- El uso de empaque con grava en procesos térmicos puede traer problemas de producción de arena, por su ineficiencia a altas temperaturas.
- El uso de empacaduras no térmicas sin lugar a duda presentarán fallas en los procesos de inyección de vapor.
- El uso de empacaduras resistentes a altas temperaturas (600°F) y presiones (1600 lpc), son las más adecuadas en procesos de inyección de vapor.
- El costo por combustible y contratos de servicio pueden ser los más altos en los procesos de inyección de vapor.
- A pesar de ser un negocio rentable el proceso de desplazamiento con vapor para el yacimiento S1-B, se observa que los pozos verticales producen bajas tasas de petróleo (200 BPD en promedio), esto quizás a la alta viscosidad y baja gravedad del crudo, que provoca deficiencias en el barrido realizado por el vapor, ya que las diferencias de gravedades entre el vapor y el crudo incita al efecto de rebasamiento.
- Un generador de 50 MM BTU / hr, es suficiente para generar un vapor de 80% de calidad, con una temperatura de 600 °F y presiones de 1270 Lpc aproximadamente.
- Las respuestas de los pozos productores verticales fue de 200 BPD en promedio, ante una tasa de inyección de vapor de 800 BAPD con una presión de 1270 Lpc y 80% de calidad de vapor.
- Se deben diseñar los pozos bajo consideraciones térmicas para evitar excesivos costos por reacondicionamiento y alargar la vida productiva de los mismos.

✓ **Recomendaciones:**

- Terminar los pozos con liner ranurado resistentes a altas temperaturas, presiones y a la corrosión por H_2S y CO_2 . Podría ser un liner de Grado L-80, comprobado en diversos proyectos como el más adecuado para procesos térmicos (**Ver Figura 9**).
- Usar pozos horizontales en vez de pozos verticales, esto para aumentar los índices de productividad de los pozos ya que existe una mayor área expuesta, así como reducir la producción de arena.
- Un proceso de inyección alterna de vapor sería más adecuado para este tipo de yacimiento. Porque el crudo es extra-pesado y de alta viscosidad (25.000 cp) y el proceso de desplazamiento se hace ineficiente, en cambio un proceso de estimulación con vapor podría beneficiar en el aumento de las tasas de petróleo.

Para medir el grado de definición del proyecto de Inyección Continua de Vapor propuesto por la empresa mixta Petrolera SINOVENSA ⁽⁴⁷⁾, se utilizó la herramienta creada para medir el porcentaje de definición del proyecto, basado en una lista realizada para este trabajo (**Ver Anexo B**), que contiene información requerida que deben tener los proyectos pilotos térmicos. En la **figura 34** se muestran los resultados obtenidos al aplicar la herramienta de evaluación.

Evaluación de Proyectos Pilotos de Recuperación Térmica

Proyecto:

Proyecto de Recuperación Térmica Petrolera SINOVENSA

Empresa:

SINOVENSA

Fecha:

07/10/2014

Lista de Información Requerida

Información	Grado de Definición	COMENTARIOS
Definición de Objetivos	1	No posee definición de objetivos claros
Definición de Variables Claves del Proceso	0	
Ciclo de Vida del Proyecto	0	
Localización del Proyecto	5	
Tamaño del Área del Pilto	4	Falta mapa Isópaco-Estructural y arena neta petrolífera
Información del Yacimiento	5	
Pozos	2	No se tiene información detallada de la configuración y terminación de los pozos
Método de Levantamiento Artificial	0	Información Ninguna
Estimación del Comportamiento del Piloto	1	No se ha realizado Simulación del Proyecto
Programa de Captura de Información	3	Falta definición pozos observadores, toma de núcleos, entre muchos otros
Listado de Equipos a Utilizar	2	Información Incompleta de equipos de subsuelo y superficie
Instalaciones Requeridas	3	Falta información de varios sistemas necesarios en el proceso de ICV
Plan de Contingencia y Seguridad	1	No posee información, no está definido
Requisitos de Permisos y/o Licencias	1	La permisología no se ha llevado a cabo
Cronograma de Ejecución del Proyecto	5	
Estimación de Costos	2	No se detalla costos por cada actividad a realizar

Ver lista de Información

NIVELES DE DEFINICIÓN	
0	No Aplica
1	Definición Incompleta
2	Deficiencias Mayores
3	Algunas Deficiencias
4	Deficiencias Menores
5	Definición Completa

RESULTADO	
PUNTAJE DE DEFINICIÓN OBTENIDO	PUNTAJE MÁXIMO
35	80
PORCENTAJE DE DEFINICIÓN = 43,75 %	

Evaluado Por:
Sebastian Cells

Figura 34: Evaluación del Proyecto de Recuperación Térmica Petrolera SINOVENSA

El procedimiento de evaluación de basa en verificar que en el proyecto estén bien definidos todos los diferentes elementos necesarios. En el **Anexo B** se puede observar los principales elementos que deberían estar bien definidos en todo proyecto piloto térmico, así como una lista de información para cada elemento.

Para el caso en estudio, se obtuvo un porcentaje de definición igual a **43,75%**, se puede decir que el proyecto está “Definido Conceptualmente”, según los rangos de valor de madurez por porcentajes de definición. (**Ver tabla 29**). Esto coincide con lo expuesto en el proyecto propuesto, ya que ellos exponen en el informe que se encuentran en la etapa de visualización y conceptualización del proyecto ⁽⁴⁷⁾, al pasar a la fase de ingeniería de detalle seguramente el porcentaje de definición incrementará.

La empresa Petrolera SINOVENSA espera arrancar la fase de Implantación del proyecto para el año 2020, año para la cual se pronosticó mediante un modelo dinámico hecho en el 2009 que la presión del yacimiento estaría por debajo de los 800 Lpc, lo cual permitiría una alta eficiencia en la transferencia de calor hacia el crudo por la inyección de vapor. Sin embargo la planificación básica y detallada del proyecto ya está en marcha.

CONCLUSIONES

1. Se creó una tabla de ventana de aplicación para procesos de Inyección Continua de Vapor, Inyección Alterna de Vapor, Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor y Combustión In-Situ. Con el fin de ser usada por la Dirección de Producción y Conservación de Petróleo del MPPPM para evaluar si los proyectos térmicos sometidos cumplen con los rangos de aplicación recomendados.
2. Se creó una base de datos que cuenta con 97 proyectos de recuperación térmica aplicados a nivel mundial. Donde se cuenta con datos de propiedades del yacimiento y fluido, además información de ubicación, empresa operadora, área, número de pozos, tasas de petróleo obtenidas, producción de petróleo acumulado, relación vapor-petróleo, entre otras.
3. Los proyectos térmicos exitosos presentan los siguientes valores de relación vapor – petróleo en (bbl/bbl) : 2.04 – 6.25 para ICV, 2- 6 para IAV, 2 – 4.5 para SAGD. Para proyectos de Combustión la relación aire-petróleo varía entre 2 -27.
4. Se estableció los rangos de valores de propiedades en los cuales se han aplicado proyectos térmicos a nivel mundial de manera exitosa.
5. La Dirección de Producción y Conservación de Petróleo ahora cuenta con una herramienta para evaluar la factibilidad de aplicar proyectos pilotos de recuperación térmica. Es una herramienta de fácil manejo e interpretación.
6. Se propuso una lista de información requerida que deben tener las pruebas pilotos de recuperación térmicas para ser sometidos a aprobación ante la Dirección de Producción y Conservación de Petróleo del MPPPM.

7. Se creó una herramienta computacional para medir el grado de definición de los proyectos pilotos térmicos de manera práctica y sencilla.
8. El proyecto de Inyección Continua de Vapor propuesto por la empresa mixta Petrolera SINOVENSA, según la evaluación de rangos de aplicación posee un porcentaje de aplicación de 100% en la arena 0-12 del yacimiento OFIM CNX-3. Según la evaluación comparativa el proyecto tiene un 67% de probabilidad de éxito.
9. Según el criterio de analogías el proyecto realizado en Estados Unidos, en el campo Cat Canyon en el yacimiento S1-B es el proyecto más similar al proyecto de ICV propuesto por la Petrolera SINOVENSA en el yacimiento OFIM CNX-3.
10. El grado de definición del proyecto de ICV de la Petrolera SINOVENSA, según la metodología de evaluación creada, posee un porcentaje de definición de 43,75 %. Debido a que carece de mucha información importante, según la lista de información creada.
11. Los pozos para procesos térmicos deberían ser terminados con material resistente a altas temperaturas y presiones, para garantizar la seguridad y alargar la vida útil de los pozos. En el análisis de este trabajo se recomienda el uso de tuberías de grado L-80 para procesos de Inyección de Vapor y para procesos de Combustión se recomienda el acero inoxidable 316.
12. El cemento recomendado para terminaciones térmicas son: cemento clase G + 40 % Silica Flour o tipo Flexstone para procesos de Inyección de Vapor y para procesos de Combustión se recomienda el uso de cemento con Aluminato de Calcio.

13. Los métodos de levantamiento artificial recomendados para procesos térmicos son Bombeo por Cavidad Progresiva Metálica (PCP Vulcain) ó Bombeo Electro-Sumergible (REDA Hotline 550).

RECOMENDACIONES

1. Ampliar el estudio realizado en este trabajo a procesos como Desplazamiento con Vapor en Pozos Horizontales de forma Alterna (HASD), Calentamiento Eléctrico en Fondo (CEF), producción fría de petróleo pesado con arena (CHOPS), Inyección de Agua Caliente, Extracción con Vapor (VAPEX) e Inyección de Aire de Punta a Talón (THAI).
2. Añadir más proyectos a la base de datos creada, para obtener mayor precisión en los resultados arrojados por el criterio de analogías y evaluación comparativa.
3. Llevar un registro de los porcentajes de definición de los proyectos evaluados comparados con los resultados reales, para establecer de manera aproximada cuál es el porcentaje mínimo de definición que se relaciona con el éxito del proyecto.
4. Jerarquizar dentro de la lista de información creada, cuales son los elementos más importantes que estén bien definidos y cuáles son los menos importantes, para establecer pesos específicos distintos dentro del modelo de evaluación y obtener resultados más confiables y precisos. Una buena manera sería realizar encuestas a Ingenieros especialistas en Recuperación Mejorada de Hidrocarburo (RMH) de distintas empresas, donde asignen un puntaje de importancia a cada elemento según su experiencia, para luego hacer un promedio y establecer la ponderación de cada elemento.
5. Medir el porcentaje de definición del proyecto de ICV propuesto por la empresa mixta Petrolera SINOVENSA, una vez que hayan culminado la etapa de detalle, y sometido ante la Dirección de Producción y Conservación del Petróleo para su aprobación.

6. Realizar una metodología de evaluación de proyectos pilotos térmicos en su fase de Implantación y Operación.

BIBLIOGRAFÍA

1. **PDVSA.** *Balance de la Gestión Social y Ambiental 2013.* Caracas : s.n., 2013. pág. 22.
2. **PDVSA Ingeniería & Construcción.** [En línea] Abril de 1999. <http://es.scribd.com/doc/77942952/Guia-GGPIC-COMPLETA>.
3. **Perez-Perez, Alfredo, y otros.** *Benchmarking of Steamflood Field Projects in Light/Medium Crude Oils.* s.l. : Society of Petroleum Engineeris Inc., 2001. pág. 7, Paper. SPE 72137.
4. **PDVSA.** *Informe de Gestión Anual 2013.* Caracas : s.n., 2013. pág. 53.
5. —. *Informe de Gestión Anual 2013.* Caracas : s.n., 2013. págs. 47-48.
6. **Gonzalez De Juana, Clemente.** *Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas.* Caracas : s.n., 1980, págs. 908 - 974.
7. **Zambrano, Adriana.** *Generalidades de la Faja Petrolífera del Orinoco.* Caracas : s.n., 2013. Presentación. Clases de Crudos Pesados.
8. **Escobar Macualo, Freddy Humberto.** *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.* 2004.
9. **Instituto de Investigaciones Petroleras de la Universidad del Zulia.** *Recuperación Térmica de Petróleo.* Maracaibo : s.n., 1989. pág. 359 .
10. **Efraín, Barberii.** *El Pozo Ilustrado.* Caracas : Lagoven S.A, 1985.
11. **Ministerio de Energía y Petróleo .** *Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos.* Caracas : s.n., 2005.
12. **Farouq Ali, S M y Jones, J A.** *Practical Heavy Oil Recovery.* 1997, 2, págs. 5-6.
13. **Farouq Ali, S M.** *The Unfulfilled Promise of Enhanced Oil Recovery.* 2004.

14. **Zambrano, Adriana.** *Generalidades de Pruebas Piloto.* Universidad Central de Venezuela. 2014. Presentación. Clases de Crudos Pesados.
15. **Alvarado, Douglas A y Banzér, Carlos.** *Recuperación Térmica de Petróleo.* 2002.
16. **IST An Aecon Company.** [En línea] [Citado el: 8 de Octubre de 2014.] <http://www.otsg.com>.
17. **Canadian Petroleum Associaton.** *Thermal Well Casing Failure Risk and Assessment.* 1992.
18. **Gates, C F y Ramey, H J.** *Field Results of South Belridge Thermal Recovery Experiment.* 1958.
19. **Gates, C F; Holmes, B G.** *Thermal Well Completions and Operation.* Mobil Oil Corporation. Artículo . WPC-12242.
20. **Carter, Gregg y Smith, D K.** *Properties of Cementing Compositions at Elevated Temperatures and Pressures.* 1958.
21. **DeBruijn, G y otros.** *Innovate Cementing Solution for Long-Term Steam Injection Well Integrity.* Society of Petroleum Engineers. 2010. Artículo. SPE 131324.
22. **PDVSA-CVP-CNPC.** *Bloque Junín 4. Plan de Desarrollo.* 2010. Terminación de Pozo Horizontal Térmico.
23. **PCM.** PCM VULCAIN TM PCP PARA SAGD EN CANADÁ. [En línea] 2013. [Citado el: 16 de Septiembre de 2014.] <http://gb.pcm.eu/es/oil-and-gas-case-study/pcm-vulcain-pcp-para-sagd-en-canada.html>.
24. **Schlumberger.** REDA Hotline High-Temperature ESP Systems. [En línea] 2011. [Citado el: 15 de Septiembre de 2014.] http://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/brochures/hotline_br.pdf.

25. **NorthPoint Systems.** Tubería con Aislamiento Térmico. [En línea] [Citado el: 20 de Septiembre de 2014.] <http://www.isohermica.com/spanish/>.
26. **TIET.** Equipo de Completación TIET, Empacadura CB-TIET. [En línea] [Citado el: 20 de Septiembre de 2014.] <http://www.tietca.com/files/0101.htm>.
27. **Farouq Ali, S M y Jones, J A.** Practical Heavy Oil Recovery. 1997, 6, pág. 62.
28. **Guisti, L.** *Experiencias de la C.S.V con la Inyección Alternada de Vapor en la Costa Bolívar.* 1974. Simposio sobre Crudos Pesados.
29. **Adams, R.H., and Kahn, A.M.** *Cyclic Steam Injection Project Performance Analysis and Some.* 1969. J. Pet. Tech.
30. **Farouq Ali, S.M.** *Oil Recovery by Steam Injection.* Pennsylvania : s.n., 1970.
31. **Schlumberger.** Importancia del Petróleo Pesado. [En línea] 2006. [Citado el: 15 de Septiembre de 2014.] http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2006/or2006_sp_aut03_petroleopesado.aspx.
32. **Lechiguero N, Jonathan J.** *Propuesta de Infraestructura y Fuentes de Energía Requerida para la Generación de Vapor en Proyectos de Recuperación Mejorada en la Faja Petrolífera del Orinoco.* Universidad Central de Venezuela. Caracas : s.n., 2010. Trabajo Especial de Grado.
33. **Mendoza, Humberto A y Finol, Jose J.** *SAGD, Pilot Test in Venezuela.* Society of Petroleum Engineers. Caracas : s.n., 1999. SPE 53687.
34. **Dietz, D N y Weijdem, J.** *Wet and Partially Quenched Combustion.* 1968. J.Pet.Tech. AIME.
35. **Amaro, Jesús.** *Estudio del efecto de nanopartículas, combinadas con el proceso de combustión in-situ, sobre crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco.* Universidad Central de Venezuela. Caracas : s.n., 2013. Trabajo Especial de Grado.

36. **Sarathi, Partha S.** *In Situ Combustion Handbook*. [ed.] Departamento de Energía de E.E.U.U. Tulsa : Fossil Energy, 1999.
37. **CIED.** Gerencia de Yacimientos Maduros. [trad.] Eduardo Ríos. 2010, 3, págs. 33-35.
38. **Prats, Michael.** Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo. [ed.] Julieta Sánchez Chapellin. [trad.] Efraín Barberri. Caracas : Ediciones Técnicas Intevep, 1987, 13, págs. 184-197.
39. **Smith, C R.** *Good Pilot Flood Design Boosts Field Project Profit*. 1973. World Oil.
40. **Craig, F F.** The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Texas : s.n., 1971, 3, págs. 97-100.
41. **Trujillo, M, y otros.** *Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced Oil Recovery Methods*. Society of Petroleum Engineers. 2010. SPE 139222.
42. **Pérez, Alexis G.** *Guía Metodológica para Anteproyectos de Investigación*. 3°. Caracas : FEDUPEL, 2012.
43. **Oil & Gas Journal.** 2014 Worldwide EOR Survey . [En línea] 2014. [Citado el: 23 de 08 de 2014.] <http://www.ogj.com/articles/print/volume-112/issue-4/special-report-eor-heavy-oil-survey/2014-worldwide-eor-survey.html>.
44. **Enhanced Recovery Week.** *1986 Project Sourcebook*. [ed.] Cox Bowman. 1986.
45. **Connacher.** Great Divide Sands Project (10587). Noviembre de 2008. EUB Annual Performance Presentation.
46. **U.S Department of Energy.** U.S Department of Energy Project Definition Rating Index Guide for Tradicional Nuclear and Non-Nuclear Construction Projects.

[En línea] 22 de Julio de 2010. [Citado el: 2 de Julio de 2014.]
<https://www.directives.doe.gov>.

47. **Petrolera SINOVENSA.** *Proyecto de Recuperación Térmica.* Barcelona : s.n., 2013.

48. **Getty Oil Company.** *Williams Holding Lease Steamflood Demonstration Project Cat Canyon Oilfield.* Ventura : s.n., 1979.

49. **PDVSA.** *Informe de Gestión Anual 2013.* Caracas : s.n., 2013. pág. 53.

ANEXO A

“BASE DE DATOS DE PROYECTOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA EXITOSOS”

Tabla 12: Proyectos de Inyección Alterna de Vapor (Parte 1/3)

N°	Pais/ Estado	Operador	Campo	Fecha Inicio	Area, Acres	N° Pozos	Zona Productora	Litología	Porosidad %	Permeabilidad, md	Espesor de la Arena, ft	Profundidad, ft	°API	Viscosidad, cp	Temp. °F	So inicial %	Prod. Acumulada de petróleo (MBbl)	Relación Vapor-Petróleo (bbl/bbl)
1	Canada	Nort Peace Energy	Read Earth	2009	33	2	Bluesky	Arenisca	30	1200	52	1246		19000		60	3,6	3,9
2	Canada	Murphy Oil Corporation	Cadotte	2013	964	3	Bluesky	Arenisca	30	1000	65	1970		20000		77	25,9	4
3	Canada	Baytex Energy	Cliffdale	2009		10	Bluesky	Arenisca	27	4000	65	1995		26000		70	282	2,6
4	Canada	Penn West	Seal Main	2009	60	1	Bluesky	Arenisca	28	2650	61	2132	9,8	16250		79	140,9	1,5
5	Zulia	PDVSA	Tia Juana Principal(G-2/3)	1967	3000	141	Lagunillas Inferior	Arena no consolidada	38,1	1000	97	1746	13,1	10000	110	85	60000	3
6	Zulia	PDVSA	Bachaquero	1965	7795	728			34,3	575	84	1810	12,3	800	117	89	420000	
7	Anzoátegui	PDVSA	Jobo	1979		62	Morichal	Arena no consolidada	30,8	5000	300	3500	8,9	1800		75	5908	4
8	Anzoátegui	PDVSA	Jobo	1986		63	Arena G / Morichal	Arena no consolidada	30	5000	300	3500	8,5	1800		70	3281,7	
9	Zulia	PDVSA	Tia Juana Este(M-6)	1969	1830	151	Arenas D	Arena no consolidada	38	1000	120	1800	13	2000	113	85	51200	4,8
10	Zulia	PDVSA	Bachaquero	1971		325	Bachaquero -01	Arena no consolidada	33,5	3000	200	3000	11,7	640	128	80	78500	3
11	Anzoátegui	PDVSA	Zuata	1988		5	Oficina Inferior	Arena no consolidada	32	4000	250	1800	9,5	1000	110	81	703	4
12	Zulia	PDVSA	Tia Juana Principal (C-2/3/4)	1966		15		Arena no consolidada	38	2000	186	2200	12,5	5000	115		12000	4,11
13	Monagas	PDVSA	Cerro Negro	1984	49090	186	Morichal	Arena no consolidada	35	10000	90	2000	8,5	5500	125	80		
14	Zulia	PDVSA	Lagunillas	1970	2565	220	U.L.H	Arena no consolidada	35			2300	11,8	7000	115	75		

Tabla 12: Proyectos de Inyección Alterna de Vapor (Parte 2/3)

15	California,U SA	Seneca Resources	Midway-Sunset	1968	320	800	Potter sand	Arena no consolidada	37	6000		1400	12	5500	90	65		1,3
16	California,U SA	Berry	South Midway-Sunset	1964	600	1200	Monarch	Arenisca	30	2000		1000	13	8000	80	70		
17	Anzoátegui	PDVSA	Jobo	dic-69	25410	88	Miembro Jobo	Arenisca	31	2500	210	3260	10	727	139	82		
18		PDVSA	Pilon Oeste	dic-69	1065	8	Oficina-1	Arenisca	31	8000		3350	12	600	128	84		
19	China	-	Shanjiasi (Shan-2)	1984		27	Shahejie-I	Arena no consolidada	32,5	2950	78	3970	11	9000	132	65	303	1,2
20	Argentina	Repsol	Los Perales	1999	155	1	Bajo Barreal		28	500	15	3300	10	5000			29	1,33
21	Kuwait			1982		4			31	3000	68	422	15	450	85	79	275	-
22	Sudan	Petro-Energy	Fula North East	2008		8	Bentiu-1	arenisca	30	1500	53	1968	16	3350	108	75	65867	0,1
23	Zulia	PDVSA	Bachaquero (HH8)	1965	7795	728			34,3	575	84	1810	12,3	800	117	89	420000	
24	California,U SA	Cities Service	Kern Front North	1981	342	125	Etchegoin and Chanac	Arenisca	31,3	4500	46	1600	13,5	1530	95	53,7	420001	2,1
25	California,U SA	Sun	Cymric	1981	40	28	Tulare Tar Sand	Arenisca	34	1400	150	1050	11,2	2700	100	-	681	2,22
26	Canada	Amoco	Elk Point	1984	20	13	Lower Cummings	Arena no consolidada	30	5000	35	2100	12,5	5000	75	75	22	4
27	Canada	BP Canada	Wolf Lake	1985	2800	192	Clearwater	Arena no consolidada	33	2500	80	1500	11	100000	60	66	103	6
28	Canada	Dome	Prairie Lake	1980	40	7	McMurray	Arena no consolidada	32	3000	19	1936	10,4	11000	77	-	135	5,9
29	Canada	Esso Canada	Cold Lake	1975	3200	353	Clearwater	Arena no consolidada	35	1500	120	1500	10,5	100000	55	-	-	3
30	Canada	Home Oil	Kitscoty	-	90	9	Sparky sand	Arena no consolidada	27,6	1600	55	2000	12,5	8475	60	78	300	3

Tabla 12: Proyectos de Inyección Alterna de Vapor (Parte 3/3)

31	Canada	Husky	Pike's Peak	1981	135	54	Waseca	Arena no consolidada	35	6500	50	1640	12	15000	70	85	2920	5
32	Canada	Mobil Oil Canada	Wolf Lake Sector	1984	-	11	Upper, Lower Grand Rapids	Arena no consolidada	34	1000	60	1200	11	30000	60	65	75	3

Tabla 13: Proyectos de Inyección Continua de Vapor (Parte 1/2)

Nº	País/ Estado	Campo	Fecha Inicio	Área ,Acre	Nº de pozos prod./iny.	Forma- ción	Porosi- dad %	Permeabili- dad,md	Espe- sor, ft	Profundi- dad,ft	°API	Viscosi- dad	Temp °F	Pre sión Lpc	Soi %	Presión de Iny. Prom ,Lpc	Tasa de Iny. Prom., BAPD	Qo Antes /Después ,BPD	FR Prim./ Secund., %	RVP Bbl /Bbl
1	California, USA	Mount Poso	1970	2100	240/36	Vedder Superior	33	2200	55	1800	15,5	280	110	100	58	350	20000	1700/ 23000	35/60	4,6
2	California, USA	Midway- Sunset	1975	23	15/6	Monarch Sd	27	520	260	1300	14	1500	105	75	50	300	17400	200/720	- / 60	6,25
3	California, USA	Cat Canyon	1977	20	9/4	SI-B sand	31	5000	80	2500	9	25000	110	-	65	1270	800	0/174	12 / 43	4
4	Texas,US A	Charco Redondo	-	2,5	4/1	-	35	2500	10	200	18	95	72	20	34	215	580	0/60	- / 73	-
5	California, USA	Yorba Linda Cgl.	1971	-	74/16	-	30	600	300	650	13,5	6400	85	-	-	200	850	300/7000	5 / 45	-
6	Zulia, Venezuela	Tia Juana M-6	1975	1831	131/19	L.L	38	2800	125	1624	12	3000	113	780	85	600	3150	-	11 / 44	2,94
7	California, USA	Kern River Sec. 3	1968	61	271/108	Kern River Sand	35	3389	70	775	14	2710	80	225	55	400	6000	200/ 6537	13 / 46	5,88
8	California, USA	South Belridge	1969	204	40/10	Tulare D&E	35	3000	91	1100	13	1600	95	420	76	-	5000	1600/ 3200	8,7 / 26	3,57
9	California, USA	Kern River	1964	2750	2751/818	KI,R,RI	35	3000	60	900	14	4000	95	50	50	200	26900 0	- / 80000	10 / 60	4,76
10	Wyoming	Winkelman Dome	1964	53	21/12	Nugget Sand	24,8	638	73	1220	14	900	81	210	75	1150	241	50/850	- / 50	5
11	Alberta, Canada	Peace River	1979	49	24/7	Bullhead Superior	28	1050	90	1800	9	200000	82	530	77	2500	1500	0/24000	- / 55	4
12	California, USA	San Ardo	1981	1755	334/69	Aurigna c	34,9	3000	150	2300	13	2500	100	250	77	715	1300	- / 18500	- / 51,1	2,5
13	California, USA	Coalinga	1987	290	85/19	Etchegoi n	34	900	35	1500	9	20000	84	300	55			- / 1374		2,8

Tabla 13: Proyectos de Inyección Continua de Vapor (Parte 2/2)

14	California, USA	West Coalinga	1977	300	9 / 4	Temblores, Zona I	34	1000	150	1250	12	3000	95	200	60	900	3000	- / 1000	- / 34	-
15	Maturín, Venezuela	Orocual	2000	-	35/12	R(R ORS 04)_S, (S ORS 01)	30	800	90	2600	12	563	115	-	72	-	-	- / 2500	-	-
16	Anzoátegui, Venezuela	Bare (FPO)	1985	-	55/ 48	U1,3(YA C.MFB-53	31,9	6600	140	2650	9,3	376	131	-	88	-	-	- / 20000	-	-
17	Holanda	Schoonebeek	1960	65	8 / 4	-	30	5000	83	2600	25	180	100	120	85	600	5000	10 / 2000	4 / 33	2,7
18	California, USA	Inglewood	1965	2,6	5 / 1	UB sand	39	5900	43	1000	14	1200	100	120	64	425	1080	- / 300	-	-
19	California, USA	Midway-Sunset, Sec. 24	1970	-	77	Metson Sand	34	2000	200	1050	12	3000	-	125	75	-	8000	15/1350	-	3,33
20	California, USA	Wilmington	1980	9,2	6 / 1	Tar V sand	31,7	280	90	2100	12,5	1000	106	635	64	1400	750	20 / 430	2 / 18	2,04
21	Canada	Tangleflads	1987	17	2 / 5	Yacimie nto Lloydminster	33	4000	89	1475	13,1	13000	60	591	80			- / 2330	0,62/ -	4,2
22	California, USA	White Castle	1976	62	25 / 9	U sand, V sand	35	3000	60	1180	14	312	70	592	62		5000	- / 1500	-	3,23
23	California, USA	Kern River, Zona C	1977	100	50/20	-	30	4000	250	850	13	4000	90	-	-	400	5500	- / 1000	-	-
24	California, USA	East Cat Canyon	1977	30	15 / 3	Sisquoc, Zona 9 y 10	36	1000	75	2160	10,4	13250	110	-	68	850	1600	- / 430	10 / 25	-
25	California, USA	San Ardo, Zona Lombardi	-	80	- / 4	Lombardi	34	5000	103	2300	11,5	40000	100	-	-	650	12000	- / 800	-	-
26	California, USA	Midway-Sunset, Bremer	1977	200	86 / 31	Potter	24,3	1500	140	1000	11,3	5000	95	-	-	-	-	- / 6600	-	-
27	Canada	Aberfeldy	1981	90	40 / 9	Sparky	30	1500	33	1700	17	800	70	-	70	680	8500	- / 1000	-	5,7

Tabla 14: Proyectos de SAGD

N°	País	Operador	Campo	Fecha	Pozos	Long. Hz, ft	Formación	Porosidad %	Permeabilidad,md	Espesor, ft	Profundidad,ft	Presión ,Lpc	°API	Viscosidad ,cp	T, °F	Soi %	Días en Producción	Np petróleo(MMBbl)	FR, %	RPV bb/bbl
1	Canada	EnCana	Christina Lake	2003	67	2296	McMurray Fm	33	6500	82	1312	435	8,3	1000000	60	80	3375	61,2	26	2,05
2	Canada	EnCana	Foster Creek	2002	219	2296	McMurray Fm	34	9000	98	740	391	8,5	1000000	53,6	85	3375	203,2	35	2,38
3	Canada	Mobil	Celtic	1996	4	1345	Sparky-G.P	35	7500	65	1600	421	12	12484	70	80	600	0,314		2
4	Canada	Shell	Hilda Lake	1997	22	3280	Clearwater	33	4500	60	480		10	30000	140	70	2190	8,015	20	3,8
5	Canada	Petro-Canada	Mackay River	2002	58	2296	McMurray Fm	31,5	10000	88	370		8	2000000	55	70	2130	37,7	23	2,4
6	Canada	JACOS	Hanging stone	2000	24	2460	McMurray Fm	35	4000	65	625		7,5	1200000	50	75	5018	30,6	39	3,7
7	Canada	Statoil	Leismer	2010	21	3116	McMurray Fm	33	6200	64	1423	362	7,5	1000000	57,2	85	1217	15,2	24	3
8	Canada	Suncor	Firebag	2003	130	2953	McMurray Fm	32	3500	120		116			46,4	84	3466	209,5	20	3,36
9	Venezuela	PDVSA	Bare	2006	1	2047	Arena TL, Yac. MFB-15	35	1070	45	3100	669	10	1219	129	85	670	0,15		
10	Venezuela	PDVSA	Tia Juana	1997	2		Lagunillas Inferior, C-7	38	1500	65	1000		10	20000	110	85	730	0,23	52	0,8
11	Canada	BlackPearl	Blackrod	2011	2	2297	Lower Grand Rapids	36	3200	59	985		9	600000		60	822	0,2	7,8	4,2
12	Canada	Husky	Tucker	2006	65		Clearwater	29		98,5	1564		9,5		68	55	2190	11,3	7,3	
13	Canada	Canadian	Burnt Lake	1997	3		Yellow Sand	32	3000	95	1574		9,5	70000		63	5840	5,5	58	4
14	Canada	EnCana	Senlac	1996	4	1640	Dina/Cummings.	33	7500	50	2460		13	5000	84	85	730	0,15		3,7
15	Canada	Nexon	Long Lake	2003	101	2296	McMurray Fm	31	5000	72	656	153			48	69	3650	52,5	20	4,5
16	Canada	Cenovus	Pelican Lake	2011	2		Grand Rapids Fm	35	2900	59	1180	175	8	1000000	68	62	730	0,192		5
17	Canada	Connacher	Great Divide	2007	14	2624	McMurray Fm	33	4000	65	1560		9	50000	65	85	365	1,47	7,2	4,2

Tabla 15: Proyectos de Combustión In-Situ

N°	Campo	Lugar	Compañía	Fecha Inicio	Húmedo(H)/ Seco (S)	Tipo de Arreglo	Área (Acres)	Espesor, Pies	Profundidad, Pies	Porosidad, %	Permeabilidad, mD	T _{yac.} , °F	P _{yac.} , Lpc	Viscosidad, cP	°API	Soi %	RAP, MPC/Bbl	FR Prim./ FR Secund. %
1	E. Belridge	California	Mobil	03/56	S	5-Spot	2,75	30	700	36	8000	87	220	2700	11	60	20	2,61/ 52,1
2	South Belridge	California	Mobil	06/64	S		164	93	1080	34	3000	93	180	1600	13	67	5,6	9,1/13,2
3	Moco	California	Mobil	01/60	S	Irreg.	150	129	2400	36	1575	110	850	110	14,5	75	3,1	0,4/11,3
4	Bartlesville	Kansas	Sun	04/65	H	5-Spot	20	17	830	21,2	88,1	77	50	750	20,1	70,5	27	- / 6,5
5	Glen Hummel	Texas	Sun	01/68	S	Linear	544	8,11	2432	36	1000	115	800	74	21,9	65	2,9	10,4/13,5
6	Tar Sands	Ky	Gulf	09/59	S	5-Spot	0,26	20,4	100	22	2000	56		16000	10,6	64	-	- / 54
7	M.Sunset	California	CWOD	01/72	S	5-Spot	1,4	90	1600	33,5	1400	120	20	4430	11,5	60	10,5	23,3/ 45
8	Pontotac	Oklahoma	Magnolia		S	7-Spot	30	17	195	27,2	7680	66	80	5000	18,4	64	31	7,1 / 39,4
9	West Newport	California	G.E.K.S	03/56	S	5-Spot	23	120	1000	37	1070	110	85	4000	15	69	13	15/22
10	Tia Juana	Venezuela	Shell	01/66	H	7-Spot	11,4	128	1560	41	5000	104		4000	12,5	73	0,94	- / -
11	Miga	Venezuela	PDVSA	04/64	S	Irreg.		20	4050	22,6	5000	146		355	13	75	11	3,3/ 12
12	Bellevue	Los Angeles	Getty	09/63	S,H	Linear	19	74	450	34	700	75	40	676	19,5	72	16	5/45
13	Bellevue	Los Angeles	Cities SC	03/71	S,H	9-Spot	29,4	50	390	34,9	695	75	40	676	19	63,3		21,2/ 10,7
14	Eyehill	Canada	Murphy Oil	1992	S	Linear		59	2460	34	6000	84	730	2750	14	84		-/-
15	Suplacu de Barcau	Rumania		1970	S			45	720	32	2000	65	320	2000	15,8	85	2,5	9/44,6
16	Morgan	Canada	Amoco	1980	S,H	7-Spot	30	31		31	2400	70	700	6800	12	87	2	-/-
17	Aberfeldy	Canada	Husky	1969	H	Inv. 9-Spot	760	23	1800	34	2000	70	-	1200	16	80	3	-/-
18	Golden Lake	Canada	Husky	1969	H	7-Spot	500	19	1640	31	1200	70	-	3500	12	70	4	- / 14
19	Tangleflads	Canada	Husky	1985	S	-	40	18,5	1500	33	-	74	-	4000	14,5	77	5	- / 20
20	Battrum, Unit 2	Canada	Mobil Oil Canada	1986	H	-	680	30	2900	27	930	110	-	70	18	66	6	6/ 14
21	West Newport	Canada	West Newport Oil	1985	S	5, 7-spot	300	200	1500	33	1000	100	-	1000	15	-	7	- / 15

ANEXO B

“Lista de Información Requerida para Proyectos Pilotos Térmicos”

Lista de Información Requerida para Proyectos Pilotos Térmicos

1. Definir Objetivos

Se debe definir los objetivos del proyecto piloto. Dentro de esos objetivos podrían estar los siguientes:

- ✓ Medir Saturación Residual de Petróleo.
- ✓ Determinar interacciones entre fluido inyectado y sistema roca-fluido.
- ✓ Inyectividad.
- ✓ Tasas y Factor de Recobro.
- ✓ Presiones y Temperaturas en fondo y en el cabezal.
- ✓ Determinar la cobertura vertical y el área perimétrica.
- ✓ Determinar las pérdidas de calor.
- ✓ Establecer la continuidad y la factibilidad de inyección de un yacimiento.
- ✓ Evaluar los problemas y las tasas de producción.
- ✓ Evaluar la eficiencia de extracción.
- ✓ Precisar la tasa de avance del frente de combustión o vapor y los tiempos de respuesta de producción.
- ✓ Especificar la cantidad de combustible quemado y los requerimientos de aire en las operaciones de combustión, o la relación petróleo-vapor en la inyección continua de vapor.
- ✓ Conocer la saturación residual de petróleo en las zonas barridas por el vapor o combustión.
- ✓ Determinar los índices y los costos de inyección.
- ✓ Determinar la distribución vertical y horizontal de la temperatura dentro del yacimiento, como una ayuda en la interpretación del comportamiento del yacimiento.

2. Definir las Variables Claves del Proceso

Descripción de las variables claves o críticas de la tecnología a implementar, consideraciones técnicas de diseño y operación presentes.

3. Ciclo de Vida del Proyecto

Período en el cuál se espera que dure el proyecto piloto.

4. Localización del Proyecto

- ✓ Ubicación Geográfica.
- ✓ Municipios, Estados y límites del área de desarrollo, indicando coordenadas del área en el sistema geodésico nacional.
- ✓ Mapas del área indicando las parcelas que formarán parte del proyecto.
- ✓ Ubicación y Extensión de las áreas ocupadas por las instalaciones y equipos utilizados para el manejo de los hidrocarburos, con indicación de las coordenadas de dichas extensiones, representadas en mapas.

5. Tamaño del Área del Piloto

El área piloto debe estar bien caracterizada:

- ✓ Contacto de fluidos (agua – petróleo y agua – gas).
- ✓ Barreras para el flujo, fallas, fracturas.
- ✓ Zonas “ladronas” de alta permeabilidad y flujo preferencial.
- ✓ Buzamiento.
- ✓ Presiones (de burbuja, inicial, actual).
- ✓ Mapas de saturación actual de fluidos.
- ✓ Mapas Isópacos – Estructurales y de arena neta petrolífera del área del piloto.

6. Información del Yacimiento

- ✓ Modelo Estructural.
- ✓ Modelo Sedimentológico.
- ✓ Modelo Petrofísico.
- ✓ Modelo Dinámico.
- ✓ Historia de Producción.
- ✓ Reservas Probadas, Probables y Posibles a ser explotados.

7. Pozos

- ✓ Ubicación.
- ✓ Número y Tipo de Pozos a Perforar.
- ✓ Arquitectura de los Pozos.
- ✓ Arreglo de Pozos.
- ✓ Espaciamiento lateral entre Pozos.
- ✓ Posibilidad de Utilizar Pozos Existentes.
- ✓ Esquema de Terminación de los Pozos Inyectores y Productores, así como las especificaciones de los accesorios y equipos a utilizar.

8. Método de Levantamiento Artificial

Descripción de la selección y diseño de los métodos de levantamiento artificial a utilizar.

Dentro de los métodos más comunes utilizados en operaciones térmicas son:

- ✓ Bomba Electro-Sumergible resistentes a altas presiones y temperaturas (REDA HOTLINE 550).
- ✓ Bombeo Mecánico.
- ✓ Bombeo por Cavidad Progresiva Metálica.

9. Estimación del Comportamiento

El proyecto debe contener análisis de simulación o criterios expertos donde se estime:

- ✓ Fluidos Inyectados.
- ✓ Fluidos Producidos.
- ✓ Producción de Petróleo y Agua en el Tiempo.
- ✓ Tasas de Producción por Pozo.
- ✓ Presiones y Temperaturas de Operación.
- ✓ Tasas de Inyección por Pozo.
- ✓ Relación Vapor-Petróleo.
- ✓ Relación Aire-Petróleo.
- ✓ Corte de Agua.
- ✓ Producción de H₂S.
- ✓ Costos Asociados a la Operación.

10. Programa de Captura de Información

- ✓ Definir Pozos Observadores.
- ✓ Toma de Núcleos.
- ✓ Trazadores.
- ✓ Registros Convencionales y Especiales (Gamma Ray, Densidad-Neutrón, Resistividad, Cement Bond Log (CBL), entre otros).
- ✓ Toma de muestra de crudo y agua.
- ✓ Registro de Temperatura en Fondo y Superficie.
- ✓ Registro de Presión en Fondo y Superficie.
- ✓ Presión de Fondo Fluyente (BHP).
- ✓ Análisis Físico-Químicos de Efluentes.
- ✓ Tasas de Producción.

- ✓ Tasas de Inyección.
- ✓ Monitoreo de concentración de H₂S u otros gases ácidos.
- ✓ Parámetros de generación de vapor para procesos de inyección de vapor: Calidad, Temperatura, Presión.
- ✓ Condiciones de Cabezal (Elongación).
- ✓ Monitoreo de la concentración de oxígeno libre en los gases de combustión producidos en el proceso de combustión in-situ.

11. Listado de Equipos a Utilizar

- ✓ Equipos de Subsuelo y sus Especificaciones.
- ✓ Equipos de Superficie y sus Especificaciones.

12. Instalaciones Requeridas

Descripción de las instalaciones requeridas construidas o a ser construidas ubicadas tanto dentro como fuera del área del piloto, así como la información de capacidad de manejo y procesamientos con planos.

Dentro de las instalaciones pueden estar:

- ✓ Paquete portátil o fijo de Generación de Vapor.
- ✓ Sistema de Separación.
- ✓ Planta de tratamiento de agua para alimentación de generador de vapor.
- ✓ Sistema de Filtrado y Precalentamiento.
- ✓ Tanques de Almacenamiento de Agua Tratada.
- ✓ Tanque de Almacenamiento de Combustible Líquido.
- ✓ Paquetes portátiles de generación de electricidad.
- ✓ Separadores .
- ✓ Medidores Multifásicos.
- ✓ Bombas Multifásicas.

- ✓ Líneas de tuberías.

13. Plan de Contingencia y Seguridad

Plan de contingencia para los posibles problemas de:

- ✓ Corrosión.
- ✓ Baja Inyectividad.
- ✓ Pérdida de Inyectividad Productiva por: asfaltenos, arenamiento, cementación, daño a la formación.
- ✓ Fallas de Equipos de Superficie.
- ✓ Fallas de Equipo de Subsuelo.
- ✓ Manejo de Efluentes.
- ✓ Producción de H₂S.

14. Requisitos de Permisos y/o Licencias

Descripción de las acciones realizadas y/o por realizar en materia de permisos ambientales, así como cualquier otro permiso requerido y el estado de las mismas, ante la autoridad competente.

Dentro de ellos pueden estar:

- ✓ De construcción.
- ✓ Ambientales.
- ✓ De transporte.
- ✓ Contra Incendios.

15. Cronograma de Ejecución del Proyecto

Cronograma de todas las actividades a ejecutar.

- ✓ Reunión Mesa Térmica FPO, equipo de Recuperación Mejorada de Hidrocarburo (RMH).
- ✓ Visita y Ubicación de Equipo.
- ✓ Ingeniería de Visualización.
- ✓ Ingeniería de Conceptualización.
- ✓ Ingeniería de Detalle.
- ✓ Sometimiento ante el MPPA y MPPPM.
- ✓ Contratación y Procura.
- ✓ Implantación.
- ✓ Operación.

16. Estimación de Costos

Estimado de todas las inversiones y gastos necesarios para ejecutar el proyecto.

Por ejemplo:

- ✓ Costos de construcción de pozos (MM\$/ Pozo).
- ✓ Costos por barril producido (\$/Bbl).
- ✓ Costos de tratamiento de los fluidos inyectados y producidos.
- ✓ Costos de combustible y operación de calderas (por tonelada de vapor producido a una calidad determinada).
- ✓ Costos de equipos requeridos para la aplicación del proceso.
- ✓ Costos incurridos para control de corrosión en instalaciones de superficie y pozos inyectoros.
- ✓ Costos de tratamiento de agua para calderas y tratamiento de efluentes.
- ✓ Costos por tratamiento de crudo producido (desmulsificación).
- ✓ Costos asociados a la producción de gases ácidos como el H₂S.