

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por los Brs. Camacho U. José A.,  
Pérez O. Argenis J.  
Para optar al título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2011

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**

Tutor Académico: Profa. Violeta Wills

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por los Brs. Camacho U. José A.,  
Pérez O. Argenis J.  
Para optar al título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2011

Caracas, Noviembre de 2011

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Camacho U. José A., Pérez O. Argenis J., titulado:

## ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

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



Profa. Alida Padrón

Jurado



Profa. Violeta Wills

Tutor Académico



**DEDICATORIA**

A Dios que siempre me acompaña.

A mi Familia que es lo más importante en mi vida, y siempre creyeron en mí.

A los Amigos que de una u otra forma, me ayudaron a lograr esta meta.

El que algo quiere, algo le cuesta  
¿Qué esperas para ir por tu sueño?

A.J.P.O

**DEDICATORIA**

A mis padres y hermanos, gracias por no perder la fe en mí.

A mi familia, por estar siempre para mí, mi eterno agradecimiento.

A mis amigos, por apoyarme incondicionalmente, mil gracias. Aunque no de presencia, ustedes siempre están conmigo.

Ya sea en la luz o en la oscuridad, sé que siempre estás a mi lado.

En el camino favorable o en el adverso, siempre es mejor ir en tu compañía.

J.A.C.U

Le agradezco a Dios en primer lugar, por ayudarme a superar todos los obstáculos presentados a lo largo de la carrera, por su protección, su guía, y por estar presente a mi lado.

A mis padres por darme la vida principalmente, por siempre apoyarme en las buenas y en las malas, demostrándome a cada momento el amor hacia mi persona, a mi hermana con su esfuerzo, dedicación, perseverancia, deseando siempre lo mejor para los suyos.

A mi esposa Lisbeth por toda su ayuda, comprensión, sacrificio y amor recibido incondicionalmente, le agradezco a mi hija Giselle Pérez por ser mi inspiración en la parte final de la carrera.

Le agradezco a mis compañeros Marielys Parada, Leomar Capote, Alejandro Camacho, Jhon Pérez, por su gran ayuda, colaboración, por todos los favores recibidos y sobre todo por su amistad incondicional en todo momento.

A mis compañeros Santiago, Yolanda, Irene, Héctor, Eddinth, Yuneidy, Jonathan por toda su ayuda y por sus buenas intenciones.

A nuestra tutora Prof. Violeta Willis, por toda su experiencia, ayuda prestada, por todo el aporte que recibimos en función de ser unos buenos profesionales, además de su paciencia y vocación siempre presentes.

A la Universidad Central de Venezuela por haberme formado en sus aulas y bajo la guía de sus profesores, gracias a todas estas personas hoy en día me estoy graduando en esta prestigiosa Universidad.

Argenis José Pérez Orozco.

Les agradezco a mis padres por tanto apoyo, sin ustedes mis sueños hoy no serían realizad. De igual manera a mis hermanos, que siempre están allí para ayudar.

A Maribel, Anabell, Argenis, Andrea, Franklin, Neus, Ana, Leomar, Santiago, Henry, Jhon y Jonathan, por siempre estar cuando se necesitó una mano amiga.

A nuestra Tutora Violeta Wills, por ayudarnos con total disposición al final de este camino. Por su tiempo, esfuerzo y recomendaciones.

A la Universidad Central de Venezuela, por hacerme hoy día mucho mejor de lo que era ayer. Por darme una educación de altura. Mis manos siempre llevaran su nombre en alto.

José Alejandro Camacho Urdaneta.

**Camacho U., José A.**

**Pérez O., Argenis J.**

## **ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**

**Tutor Académico: Profa. Violeta Wills. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2011, 207 p.**

**Palabras Claves:** Vapor, Nuevas Tecnologías, Recuperación Térmica, Inyección Cíclica de Vapor, Proceso SAGD, Crudos Pesados y Crudos Extrapesados.

### **RESUMEN**

Actualmente, la mayoría de los recursos petroleros del mundo están representados por crudos pesados y extrapesados, los cuales resultan difíciles de producir y refinar. Los grandes obstáculos que implica la recuperación de estos recursos están siendo superados con la utilización de nuevas tecnologías y la modificación de tecnologías existentes. Las tecnologías de recuperación térmica adquieren cada vez más protagonismo dentro de este ámbito; ya que, mediante su utilización se manejan de forma favorable ciertas características de los fluidos contenidos en el yacimiento, como la viscosidad, lo cual afecta de forma positiva su recuperación y producción. Actualmente la Inyección Cíclica de Vapor (CSS, por sus siglas en inglés) puede ser aplicada con algunas variaciones como la inyección conjunta de aditivos, la Inyección Cíclica de Vapor Selectiva y a través de procesos nuevos como lo son el SAGD Rápido y SAGD Híbrido, que resultan de la combinación de los procesos de Inyección cíclica de Vapor y Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD, por sus siglas en inglés). De la necesidad de producción en caliente, han surgido nuevos equipos de bombeo, como la bomba electro sumergible para alta temperatura, la bomba de cavidades progresivas completamente metálica y la bomba de cavidades progresivas con elastómero para alta temperatura, además de otros equipos como las tuberías con aislamiento térmico de alto vacío, las empacaduras térmicas, los generadores de vapor y el cemento térmico, todos necesarios para aumentar la eficiencia en los procesos de recuperación térmica. Este trabajo surge como una documentación que integra el estado actual de las Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor y de su aplicación en casos representativos de varios países productores.



ÍNDICE

	Pág.
<b>Lista de Tablas</b> .....	xiii
<b>Lista de Figuras</b> .....	xv
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	3
1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....	3
1.2. OBJETIVOS.....	4
1.2.1. Objetivo General.....	4
1.2.2. Objetivos Específicos .....	4
1.3. ALCANCE .....	4
1.4. JUSTIFICACIÓN.....	5
1.5. LIMITACIONES.....	5
<b>CAPÍTULO II: METODOLOGÍA</b> .....	6
2.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	6
2.2. MARCO METODOLÓGICO .....	6
2.2.1. Selección de Tópicos y Esquematización de la Investigación.....	7
2.2.2. Revisión Bibliográfica y Recopilación de Información .....	7
2.2.3. Clasificación, Organización y Evaluación de la Información .....	7
2.2.4. Resultados de la Investigación .....	8
2.2.5. Elaboración del Trabajo Especial de Grado .....	8
<b>CAPÍTULO III: RESULTADOS</b> .....	10
3.1. ESTADO DEL ARTE.....	10
3.1.1. Fase Heurística.....	11
3.1.2. Fase Hermenéutica.....	11
3.2. ANTECEDENTES .....	11
3.3. INICIOS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	25
3.4. FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR .....	26

3.4.1. Descripción General del Método de Inyección Cíclica de Vapor.....	26
3.4.2. Propósitos de la Inyección Cíclica de Vapor como Método EOR .....	32
3.4.2.1. Aumento de la Razón de Movilidad .....	35
3.4.2.2. Aumento del Número Capilar .....	36
3.4.3. Mecanismos de Recuperación Asociados a la Inyección Cíclica de Vapor .....	38
3.4.4. Cálculos de Recuperación de Petróleo para Inyección Cíclica de Vapor .....	39
3.4.4.1. Método de Boberg y Lantz .....	41
3.4.5. Criterios de Selección y Diseño en Proyectos de Inyección Cíclica de Vapor .....	52
3.4.6. Inconvenientes de la Inyección Cíclica de Vapor.....	55
3.4.7. Parámetros Afectados por la Inyección Cíclica de Vapor.....	57
3.4.8. Calidad de Vapor .....	57
3.4.8.1. Medición de la Calidad de Vapor .....	58
3.4.8.2. Calidad de Vapor en el Cabezal del Pozo .....	63
3.5. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR .....	65
3.5.1. Descripción General del Método de Inyección Continua de Vapor.....	65
3.5.2. Mecanismos de Recuperación Asociados a la Inyección Continua de Vapor.....	69
3.5.3. Criterios de Selección y Diseño en Proyectos de Inyección Continua de Vapor .....	71
3.6. DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL ALTERNO CON VAPOR (HASD).....	72
3.6.1. Descripción General del Método HASD .....	72
3.6.2. Mecanismos de Recuperación Asociados al Proceso HASD .....	73
3.6.3. Criterios de Selección y Diseño en Proyectos HASD .....	76

3.7. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD).....	78
3.7.1. Descripción General del Método SAGD .....	78
3.7.2. Mecanismos de Recuperación Asociados al Proceso SAGD.....	79
3.7.3. Criterios de Selección y Diseño en Proyectos SAGD .....	81
3.8. NUEVAS TECNOLOGÍAS RELACIONADAS A LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR .....	82
3.8.1. Proceso SAGD Híbrido (Combinación CSS-SAGD).....	82
3.8.2. Proceso SAGD Rápido (Combinación CSS-SAGD).....	87
3.8.3. Inyección Cíclica de Vapor Selectiva.....	93
3.8.4. Inyección Cíclica de Vapor con Aditivos.....	96
3.8.4.1. Gas Oil .....	97
3.8.4.2. n-hexano (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> ) .....	97
3.8.4.3. Biodiesel (BD) .....	99
3.8.4.4. Carbamida (Urea).....	101
3.9. NUEVAS INSTALACIONES Y EQUIPOS RELACIONADOS A LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	104
3.9.1. Cemento para Completaciones Térmicas .....	104
3.9.2. Equipos de Levantamiento Artificial para Operaciones de Inyección Cíclica de Vapor.....	108
3.9.2.1. Bomba Electrosumergible para Alta Temperatura .....	109
3.9.2.2. Bomba de Cavidad Progresiva Metálica.....	115
3.9.2.3. Bombas de Cavidad Progresiva con Elastómero para Alta Temperatura .....	119
3.9.3. Equipos de Completación para Operaciones Térmicas .....	122
3.9.3.1. Tuberías con Aislamiento Térmico de Alto Vacío .....	122
3.9.3.2. Empacadura para alta temperatura.....	130
3.9.3.3. Generadores de vapor .....	132

3.10. COMPARACIÓN ENTRE LOS MÉTODOS CONVENCIONALES DE INYECCION DE VAPOR Y LAS NUEVAS TECNOLOGIAS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	136
3.11. CASOS DE ESTUDIO.....	138
3.11.1. Aplicaciones en Egipto .....	138
3.11.2. Aplicaciones en Siria .....	147
3.11.3. Aplicaciones en China .....	154
3.11.4. Aplicaciones en Canadá.....	158
3.11.5. Aplicaciones en Venezuela.....	162
<b>CONCLUSIONES</b> .....	181
<b>RECOMENDACIONES</b> .....	184
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	185
<b>ANEXOS</b> .....	196
Anexo 1. Ejercicio Ilustrativo del Procedimiento de Boberg y Lantz para Cálculos de Recuperación Asociados a la Inyección Cíclica de Vapor .....	196

**LISTA DE TABLAS**

	Pág.
• Tabla 3.1. Clasificación de los crudos según su gravedad API.....	29
• Tabla 3.2. Criterios de diseño para la Inyección Cíclica de Vapor .....	52
• Tabla 3.3. Parámetros Afectados por la Inyección Cíclica de Vapor.....	57
• Tabla 3.4. Criterios de diseño para la Inyección Continua de Vapor.....	71
• Tabla 3.5. Criterios de diseño para el proceso HASD.....	76
• Tabla 3.6. Criterios de diseño para el proceso SAGD.....	81
• Tabla 3.7. Criterios de aplicación de CSS Selectiva .....	95
• Tabla 3.8. Principales Características del Cemento Flexstone.....	106
• Tabla 3.9. Especificaciones Cementos API.....	107
• Tabla 3.10. Especificaciones del sistema ESP Hotline .....	114
• Tabla 3.11. Comparación entre la Tubería Convencional y la Tubería con Aislamiento Térmico de Alto Vacío .....	127
• Tabla 3.12. Lugares del Mundo donde se está Utilizando la Tecnología de Tubería con Aislamiento Térmico de Alto Vacío .....	129
• Tabla 3.13. Especificaciones de la Empacadura Térmica CB-TIET.....	131
• Tabla 3.14. Comparación de Criterios entre Métodos Convencionales de Inyección de Vapor y Nuevas Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor .....	137
• Tabla 3.15. Parámetros de producción e inyección del grupo 1, Campo Issaran .....	142
• Tabla 3.16. Parámetros de producción e inyección del grupo 2, Campo Issaran .....	144
• Tabla 3.17. Parámetros de producción e inyección del grupo 3, Campo Issaran .....	146
• Tabla 3.18. Propiedades de Fluidos y yacimiento de Shiranish.....	149

- Tabla 3.19. Propiedades de la formación Clearwater..... 160
- Tabla 3.20. Principales Características de la FPO..... 168
- Tabla 3.21. Características Generales del Campo Bare ..... 171
- Tabla 3.22. Datos del Yacimiento MFB-15 y Pozo MFB-637 ..... 172
- Tabla 3.23. Resultados de Pruebas de Producción por Bombeo  
Mecánico Pozo MFB-637 ..... 177
- Tabla 3.24. Países en donde se aplica la tecnología de  
inyección cíclica de vapor ..... 180

**LISTA DE FIGURAS**

	Pág.
• Figura 2.1. Esquema general de la metodología en la elaboración del trabajo especial de grado .....	9
• Figura 3.1. Esquema de las fases de la Inyección Cíclica de Vapor .....	28
• Figura 3.2. Comportamiento de la producción en la Inyección cíclica de vapor .....	29
• Figura 3.3. Propuesta de terminación para pozos horizontales de Inyección Cíclica de Vapor (HCS) en fase de producción.....	31
• Figura 3.4. Clasificación de los Métodos EOR.....	34
• Figura 3.5. Correlación entre el Número Capilar y la Saturación de Petróleo Residual.....	37
• Figura 3.6. Zona de Vapor y Pérdidas de Calor Propuestas por Boberg y Lantz .....	42
• Figura 3.7. Soluciones de $v_r$ y $v_z$ Caso para una sola arena .....	45
• Figura 3.8. Áreas de alta saturación de agua en las cercanías de los pozos estimulados.....	56
• Figura 3.9. Ubicación de la placa orificio respecto a la tubería.....	61
• Figura 3.10. Coeficiente de descarga (C) como función del número de Reynolds (basado en diámetro de orificio y velocidad) y la razón diámetro ( $\beta$ ) .....	62
• Figura 3.11. Equipo de medición de Calidad de Vapor desarrollado por la compañía Chevron para sus operaciones de inyección de vapor .....	65
• Figura 3.12. Esquema de la Inyección Continua de Vapor y distribución de las zonas de fluidos en el yacimiento .....	66
• Figura 3.13. Desplazamiento del petróleo por parte del frente que genera la Inyección Continua de Vapor .....	67
• Figura 3.14. Esquema general del proceso HASD. Los pozos se alternan para ser inyectores o productores según la fase del proceso .....	73

- Figura 3.15. Distribución del vapor y su temperatura en un yacimiento tipo FPO (20-50 pies), después de cinco años bajo proceso HASD .....74
- Figura 3.16. Superficies isotérmicas que muestran la distribución de vapor en un yacimiento tipo FPO (20-50 pies).....75
- Figura 3.17. Comparación entre los procesos HASD y SAGD .....77
- Figura 3.18. Sección vertical del método SAGD. Movilización de los fluidos en el sistema .....79
- Figura 3.19. Esquema general de pozos inyector y productor en configuración SAGD.....80
- Figura 3.20. Configuración de pozos del proceso SAGD Híbrido .....83
- Figura 3.21. Inyección de vapor del proceso CSS a través de todos los pozos .....84
- Figura 3.22. Producción del proceso CSS a través de todos los pozos inferiores .....85
- Figura 3.23. Proceso SAGD inyección continua en los dos pozos superiores y producción continua en los cinco pozos inferiores.....86
- Figura 3.24. Configuración de Pozos del Proceso SAGD Rápido.....87
- Figura 3.25. Pre calentamiento de parejas de pozos en configuración SAGD.....88
- Figura 3.26. Operación de los Pozos SAGD.....89
- Figura 3.27. Operación de inyección del ciclo CSS en pozos superiores SAGD y en los tres pozos inferiores CSS. Producción simultanea de los dos pozos inferiores SAGD.....90
- Figura 3.28. Operación de producción del ciclo CSS en todos los pozos inferiores mientras que los dos superiores se encuentran cerrados.....90
- Figura 3.29. Superficie de Isotemperatura (100°C) que muestra la distribución de las cámaras de vapor.....91
- Figura 3.30. Proceso SAGD inyección de los dos pozos superiores y producción de los cinco pozos inferiores .....92



- Figura 3.31. Inyección Cíclica de vapor Convencional .....93
- Figura 3.32. Inyección Cíclica de Vapor Selectiva.....94
- Figura 3.33. Completación típica de pozo horizontal para  
Inyección Cíclica de Vapor Selectiva .....96
- Figura 3.34. Comparación de la Resistencia a la Alta Temperatura  
entre el Cemento Convencional y el Flexstone..... 105
- Figura 3.35. Bomba ESP para Alta Temperatura con sistema de  
rodamiento resistente a la abrasión ..... 110
- Figura 3.36. Motor ESP REDA Hotline550 y Estator ..... 111
- Figura 3.37. Opciones de Cámaras de contenido de líquido. Bolsa de  
elastómero, Laberinto, Fuelle metálico ..... 112
- Figura 3.38. Protector de Motor Avanzado con opción de fuelle  
Metálico..... 112
- Figura 3.39. Cables de aislamiento: (A) EHLTB-EPDM y  
barrera de plomo pesado con cinta y trenzado. (B) ELBE-EPDM  
y chaqueta con barrera de plomo y trenza. (C) PEEKLB-PEEK  
aislamiento con barrera de plomo y lazos ..... 113
- Figura 3.40. Principio de la BCP ..... 116
- Figura 3.41. Unidad de cabezal de pozo con BCP Metálica..... 117
- Figura 3.42. Principio de Hidroformación ..... 117
- Figura 3.43. BCP Metálica Rotor Estator y Envolvente ..... 118
- Figura 3.44. Sección de Bomba de Cavidad Progresiva con  
Elastómero..... 120
- Figura 3.45. Combinación Papel de aluminio y Lana de Vidrio  
que se Utiliza en las Tuberías con Aislamiento Térmico de Alto  
Vacío ..... 125
- Figura 3.46. Compuesto Captador ..... 126

- Figura 3.47. Partes que Conforman la Tubería con Aislamiento Térmico de Alto Vacío..... 126
- Figura 3.48. Terminación Típica de un Pozo que utiliza Tubería con Aislamiento Térmico de Alto Vacío ..... 128
- Figura 3.49. Lugares del Mundo donde se Utiliza la Tecnología de Tubería con Aislamiento Térmico de Alto Vacío ..... 129
- Figura 3.50. Empacadura Térmica CB-TIET..... 130
- Figura 3.51. Generador de Vapor fijo OTSG..... 133
- Figura 3.52. Generador de Vapor Portátil..... 134
- Figura 3.53. Unidad de Tratamiento de Agua Portátil ..... 135
- Figura 3.54. Ubicación del Campo Issaran en Egipto..... 139
- Figura 3.55. Distribución de los pozos CSS en el Campo Issaran Egipto ... 141
- Figura 3.56. Comportamiento de la tasa y presión de inyección del pozo CSS-3..... 142
- Figura 3.57. Comportamiento de la tasa y presión de inyección del pozo CSS-44..... 145
- Figura 3.58. Comportamiento de la tasa y presión de inyección del pozo CSS-43 ..... 146
- Figura 3.59. Ubicación del Campo Oudeh en Siria ..... 148
- Figura 3.60. Producción de la formación Shiranish del campo Oudeh..... 151
- Figura 3.61. Pronóstico del petróleo acumulado y la tasa para el yacimiento Shiranish..... 153
- Figura 3.62. Pronóstico del petróleo acumulado y la tasa para un pozo del yacimiento Shiranish ..... 153
- Figura 3.63. Ubicación del campo Liaohe, China..... 155
- Figura 3.64. Ubicación del Campo Henan ..... 156
- Figura 3.65. Ubicación del área de Cold Lake en Canadá ..... 159
- Figura 3.66. Configuración de pozos del proceso Híbrido SAGD ..... 162

- Figura 3.67. Territorio de Venezuela correspondiente a la Faja Petrolífera del Orinoco. Detalle de los campos Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo ..... 164
- Figura 3.68. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela ..... 166
- Figura 3.69. Mapa de distribución de petróleo, según su gravedad API, en la FPO ..... 167
- Figura 3.70. Límites y elementos tectónicos de la Cuenca Oriental de Venezuela ..... 167
- Figura 3.71. Comparación de reservas probadas entre diversos países petroleros ..... 169
- Figura 3.72. Ubicación del Campo Bare dentro de la FPO ..... 170
- Figura 3.73. Columna Estratigráfica Correspondiente al Campo Bare ..... 173
- Figura 3.74. Mapa Isópaco-Estructural de la Arena TL del Yacimiento MFB-15 ..... 174
- Figura 3.75. Completación del pozo MFB-637 en la fase de inyección de vapor ..... 175
- Figura 3.76. Completación del pozo MFB-637 en la fase de Producción ..... 176
- Figura 3.77. Comportamiento de Producción Pozo MFB-637 ..... 178
- Figura 3.78. Comparación de resultados entre la I.A.V. Selectiva y la I.A.V. Convencional en el Campo Bare ..... 178

## **INTRODUCCIÓN**

Actualmente existe un mercado energético global con cada vez menos reservas de petróleo convencional, es decir, más ligero, con menos contaminantes y más fácil de extraer. Esta situación sumada a los altos precios y a la necesidad de aumentar las reservas de hidrocarburos han motivado a las compañías a invertir en yacimientos de crudos pesados y extrapesados, los cuales representan la mayor parte de los recursos petroleros del mundo pero que resultan difíciles de producir y refinar.

Los grandes obstáculos en la recuperación de petróleos pesados y extrapesados están siendo superados con la utilización de nuevas tecnologías y la modificación de tecnologías existentes. Dentro de este grupo se encuentran las tecnologías de recuperación térmica, que son parte de los llamados métodos de recuperación mejorada.

En forma esencial, los métodos de recuperación térmica buscan manejar de forma favorable la viscosidad de los hidrocarburos. Esta propiedad es la que más afecta la producción y recuperación de petróleos pesados y extrapesados, ya que representa la oposición del mismo hidrocarburo a fluir, es decir, a ser producido desde el yacimiento a la superficie. Es bien conocido que, por lo general, la acción del aumento de la temperatura se ve acompañado de una reducción de la viscosidad, lo que permite que el petróleo pesado o extrapesado fluya con mayor facilidad, es decir, que tengan una mayor razón de movilidad.

Dentro de los métodos de recuperación de hidrocarburos tenemos los procesos de recuperación primaria, los cuales aprovechan la energía natural del yacimiento para lograr la extracción del hidrocarburo. Dentro de este grupo se pueden mencionar por ejemplo los mecanismos de producción por empuje de gas en solución o por empuje de acuíferos y la producción por segregación gravitacional.

Por otro parte los procesos de recuperación secundaria buscan aportar la energía necesaria para que los fluidos a producir puedan vencer las caídas de presión existentes entre el yacimiento, el pozo y la superficie. Dentro de estos métodos de recuperación secundaria se pueden mencionar la inyección de agua y gas, utilizados para mantener los niveles de presión necesarios en la producción.

Por último, los procesos de recuperación mejorada buscan producir ese porcentaje de hidrocarburo que no se puede recuperar mediante los métodos de producción primaria y secundaria. Estos métodos buscan principalmente mejorar el desplazamiento de los fluidos mediante una reducción de las fuerzas capilares.

Los métodos de recuperación mejorada se pueden clasificar en microemulsiones, procesos químicos (Polímeros y Surfactantes), gases inertes ( $\text{CO}_2$  y  $\text{NO}_2$ ) y procesos térmicos. A su vez estos últimos se pueden dividir en Microondas, calentamiento eléctrico, combustión in situ, inyección de agua caliente, inyección continua de vapor e inyección cíclica de vapor.

Actualmente los métodos más utilizados cuando se está en presencia de yacimientos de petróleo pesado y extrapesado son los métodos de recuperación térmica, ya que estos buscan mediante el calor mejorar la eficiencia del desplazamiento y por ende mejorar la extracción de dichos fluidos.

Con la realización del presente Trabajo Especial de Grado se pretende documentar el desarrollo y estado actual de las tecnologías de inyección cíclica de vapor, poniendo a disposición del lector una útil, sencilla y fundamentada presentación de este método de recuperación térmica.

**CAPÍTULO I  
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

**1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

Los altos precios de los recursos energéticos y la necesidad de restituir las reservas de hidrocarburos están incentivando a las compañías petroleras a invertir en petróleo pesado y extrapesado. Debido a la magnitud de las reservas, es de suma importancia evaluar nuevas alternativas que permitan alcanzar mayor recobro, por tal motivo es necesario realizar estudios que permitan conocer y desarrollar las técnicas de producción de crudos pesados, como lo son los métodos de recuperación térmica.

Uno de los métodos térmicos más utilizados es la inyección alterna de vapor, que permite una recuperación más efectiva y eficiente, reduciendo la viscosidad del crudo a través de la transferencia de energía calórica.

Este Trabajo Especial de Grado será una fuente de referencia que describa detalladamente estado del arte de las tecnologías de inyección cíclica de vapor, que pondrá a disposición de los lectores una recopilación completa de los conocimientos necesarios para la comprensión de esta técnica de recuperación térmica, presentada de forma sencilla, de fácil consulta y que desarrollen los objetivos planteados en este trabajo.

De igual manera esta recopilación de información sobre la inyección cíclica de vapor podrá servir de apoyo para futuros trabajos de investigación, ya que es evidente el desarrollo que tiene y que seguirá alcanzando este método térmico de recuperación a nivel mundial y específicamente en la Faja Petrolífera del Orinoco, una de las mayores reservas probadas de crudos pesados, que actualmente alcanza los 297.000 millones de barriles.

## **1.2. OBJETIVOS**

### **1.2.1. Objetivo General**

Revisar el estado actual de las Tecnologías de inyección cíclica de vapor para la producción de hidrocarburos.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

1. Realizar una investigación relacionada con las tecnologías de inyección cíclica de vapor, tomando en cuenta principalmente los antecedentes, fundamentos teóricos y experiencia en el ámbito nacional e internacional.
2. Analizar las características de las diferentes tecnologías de inyección cíclica de vapor. Resaltando sus diseños, fortalezas y restricciones como método de recuperación mejorada.
3. Estudiar y clasificar las principales instalaciones y equipos utilizados en la inyección cíclica de vapor.
4. Describir las condiciones que debe tener un yacimiento para aplicar la inyección cíclica de vapor.
5. Investigar nuevas propuestas tecnológicas aplicadas a operaciones de inyección cíclica de vapor.

## **1.3. ALCANCE**

Este trabajo especial de Grado abarcará la descripción general, desarrollo y aplicación de las tecnologías de inyección cíclica de vapor, desde sus comienzos hasta la actualidad. Describiendo además los aspectos teóricos y técnicos involucrados. El

desarrollo de un estado del arte involucra una base teórica que surge de un proceso de investigación y documentación.

### **1.4. JUSTIFICACIÓN**

A pesar de que el petróleo pesado y extra pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de procesar, representa grandes oportunidades para la industria petrolera mundial, debido a que estos yacimientos actualmente pueden ser explotados con tecnologías que aumentan considerablemente su productividad. Además se debe considerar el alto porcentaje que representan en las reservas mundiales de hidrocarburos.

El petróleo pesado y extrapesado tiene un importante papel en el futuro de la industria petrolera y muchos países están incrementando su producción, revisando las estimaciones de reservas, invirtiendo en la infraestructura necesaria y sobre todo utilizando nuevas tecnologías que aumenten el factor de recobro de los yacimientos.

Por lo tanto, este trabajo especial de grado pretende realizar una investigación descriptiva que muestre los aspectos de interés referentes a las tecnologías de inyección cíclica de vapor, uno de los métodos de recuperación mejorada más importantes cuando se habla de petróleo pesado y extrapesado. Con este método térmico de recuperación mejorada se pueden estimar factores de recobro del 30% en contraste con los métodos convencionales que rara vez superan el 10% de recobro <sup>[2]</sup>.

### **1.5. LIMITACIONES**

Las limitaciones de este trabajo se encuentran en la posibilidad de acceso a información que se refiera a los aspectos del desarrollo y actualidad de la inyección cíclica de vapor, proveniente de diferentes fuentes de consulta.



## **CAPÍTULO II METODOLOGÍA**

### **2.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN**

La investigación realizada es del tipo documental, ya que la información utilizada proviene de diferentes fuentes como son Trabajos Especiales de Grado, Publicaciones Especializadas, Boletines Informativos de la Industria Petrolera, Material Electrónico, Entrevistas, entre otros. De manera que el lector pueda conocer cómo es el nivel de desarrollo actual de Las Tecnologías de Inyección cíclica de Vapor, es decir, conocer su Estado del Arte.

### **2.2. MARCO METODOLÓGICO**

El presente Trabajo Especial de Grado fue desarrollado mediante una metodología de carácter documental, dividida en cinco etapas de investigación (Ver Fig. 2.1). Las primeras etapas se basan en los procesos de selección de tópicos a investigar, revisión bibliográfica, organización y evaluación de la información recopilada. Las etapas subsiguientes comprenden los resultados obtenidos y la elaboración del cuerpo del Trabajo Especial de Grado.

Las etapas que conforman la metodología necesaria para alcanzar los objetivos propuestos se describen con detalle a continuación:

### **2.2.1. Selección y Esquematización de la Investigación**

Esta fase de la metodología comprende la discusión y selección de los tópicos adecuados para desarrollar el tema de investigación. Dichos tópicos deberán estar enfocados al logro de lo propuesto en los objetivos específicos.

Seguidamente se comenzará con un proceso de esquematización de la investigación, lo cual será conveniente para lograr la documentación bibliográfica necesaria.

### **2.2.2. Revisión Bibliográfica y recopilación de la Información**

En esta etapa se realiza la investigación y recopilación de la información referente a la actualidad del método de Inyección Cíclica de Vapor. Este proceso de revisión tendrá como fuentes sitios especializados en internet, publicaciones periódicas relacionadas con la industria petrolera, Trabajos Especiales de Grado, información obtenida de congresos y otros eventos de la industria petrolera, así como también de textos y material generado en el ámbito académico, entre otras.

### **2.2.3. Clasificación, Organización y Evaluación de la Información**

Habiendo recopilado el material bibliográfico que permita el desarrollo y alcance de los objetivos propuestos en este Trabajo Especial de Grado, se procede a seleccionar aquella información verdaderamente relevante para la investigación.

Seguidamente, el material seleccionado se clasificará, para así ser asignado al desarrollo de los tópicos definidos en la primera etapa de la metodología. Igualmente, deberá realizarse una evaluación de todo el material documental encontrado para así ser interpretado y discutido, esto permitirá utilizar dicha información en la elaboración del informe final del Trabajo Especial de grado.

#### **2.2.4. Resultados de la Investigación**

Una vez cubiertas las fases anteriores, se integró la información recopilada, para así redactar el contenido de los temas que conforman el capítulo de resultados del Trabajo Especial de Grado.

#### **2.2.5. Elaboración del Trabajo Especial de Grado**

Una vez que la información manejada abarque todos los tópicos propuestos, se procede a completar el resto del cuerpo del Trabajo Especial de Grado.

En la figura 2.1 se muestra el esquema general de la metodología empleada en la elaboración del Trabajo Especial de Grado.

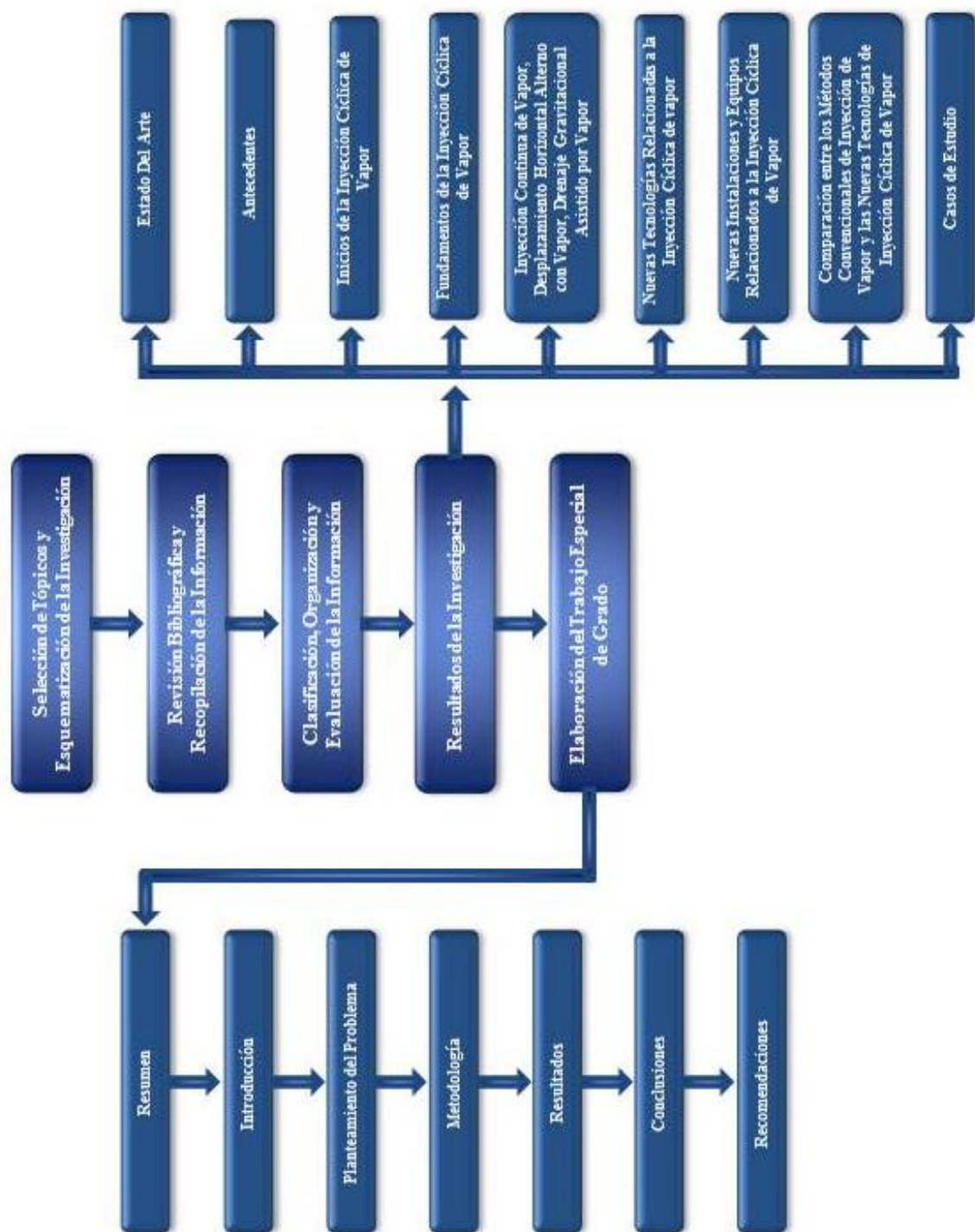


Figura 2.1. Esquema general de la metodología en la elaboración del trabajo especial de grado.

## **CAPÍTULO III RESULTADOS**

### **3.1. ESTADO DEL ARTE**

El término *Estado del Arte*, representa el resumen y organización de los resultados de un proceso de investigación reciente que integra y agrega claridad a un campo específico del conocimiento. De igual manera un estado del arte es un estudio de investigación documental y por ende se constituye de la búsqueda de información o documentación de un tema en particular (González, s.f.).

El proceso de investigación que caracteriza al estado del arte, determina cómo se ha documentado el tema de interés hasta la actualidad y permite vislumbrar cuáles son sus tendencias. Este debe basarse en:

- 1.Un conocimiento general del tema.
- 2.Enfatizar la clasificación de la literatura existente.
- 3.Desarrollar una perspectiva del área.
- 4.Evaluar las principales tendencias.

Independientemente del tema tratado y de la metodología aplicada, el estado del arte se desarrolla en dos fases generales. Estas son la fase heurística y la fase hermenéutica (Betancourt, 2007).

### **3.1.1. Fase Heurística**

La fase heurística se caracteriza por basarse en el proceso de búsqueda y recopilación de todos los medios de información pertinentes o relacionados al tema de estudio. En esta fase se obtiene todo el material que permitirá el desarrollo de la investigación documental.

### **3.1.2. Fase Hermenéutica**

La fase hermenéutica se ve caracterizada por un proceso de análisis de toda la información recopilada a través de las diferentes fuentes disponibles para el desarrollo de la investigación. Este análisis permite clasificar los diferentes tópicos según su importancia, y de este modo seleccionar aquellos de mayor relevancia o que resulten fundamentales para la investigación.

## **3.2. ANTECEDENTES**

Los antecedentes son las investigaciones y trabajos previos, que se han hecho sobre el tema planteado, recopilados con el fin de determinar la metodología de la investigación e interpretar y evaluar la información obtenida (Rivas, 2006).

Entre los antecedentes se tiene el de Hidalgo, (2002) con su trabajo de **“Simulación Conceptual del Proceso de Inyección Alterna de Vapor con Solventes, como Método de Recuperación Mejorada para Yacimientos de Crudos Pesados”**. Estudió los diferentes parámetros que pueden influir en el mejoramiento del recobro como lo son las propiedades del vapor inyectado (calidad y tasa de inyección), forma de inyección, ciclo de inyección, viscosidades de los fluidos del yacimiento, entre otros. Parámetros que ayudan a crear una zona de transición que mejorará la movilidad del petróleo, reduciendo la viscosidad y aumentará el radio calentado.

Dicho estudio evaluó el método de explotación mediante un modelo conceptual de los yacimientos de Costa de Bolívar en el Estado Zulia.

Se define que en la práctica, se utilizan como solventes mezclas de varios componentes puros, casi siempre productos de la refinación del petróleo; dichos solventes se clasifican según su peso molecular en livianos, medianos y pesados. La eficiencia del solvente sobre la Inyección Alterna de Vapor (IAV o CSS por sus siglas en inglés, Cyclic Steam Stimulation) se evalúa de acuerdo a la eficiencia conseguida en el recobro y el tiempo de irrupción del vapor. Dicha eficiencia es referenciada según el incremento del recobro de petróleo pesado por barril de solvente y por el incremento de petróleo por barril no recuperado de solvente.

Según el proceso de simulación propuesto, todas las sensibilidades realizadas utilizando solventes livianos, arrojaron como resultado igual recobro que el caso base con Inyección Alterna de Vapor Convencional. La presencia de un solvente volátil genera una saturación de gas en el yacimiento con una movilidad que promueve el adedamiento del vapor y por ende una irrupción temprana. Sin embargo, al utilizar solventes livianos se genera un recobro temprano y mejor eficiencia en cuanto a la pérdida de solvente.

La utilización de solventes de mediano peso, mejoró el recobro de petróleo respecto al caso base. Durante el proceso estos solventes viajan en fase gaseosa con el vapor disolviéndose en la fase del petróleo, generando una mezcla de solvente condensado y petróleo pesado que forma una zona de transición de baja viscosidad entre el vapor y el banco de petróleo pesado. En definitiva, se aumenta la cantidad de petróleo recuperado y se mejora la alta pérdida de solvente.

Refiriéndose a los solventes evaluados, el solvente pesado afectó de manera adversa el proceso de Inyección Alterna de Vapor. La producción acumulada de petróleo fue menor comparada con el caso base de este estudio, donde se inyectó solo vapor;

además la cantidad de solvente recuperado fue muy pequeña. En conclusión el proceso de recobro no mejoró.

La revisión de este trabajo permitió establecer importantes conclusiones derivadas de la experiencia de campo en Venezuela, entre las más notorias se puede mencionar la utilización de gas-oil como solvente en concentraciones mayores al 5% del volumen del vapor, no representan mayor eficiencia a la ya conseguida. Igualmente se establece que el esquema de coinyección consigue más recobro de crudo comparado al esquema de preinyección, y similares resultados se consiguen cuando el solvente es preinyectado a alta temperatura.

Se determina que una inyección por etapas es más conveniente para el recobro, igualmente las acumulaciones de petróleo son mayores en la Inyección Alterna de Vapor con solventes cuando se emplean ciclos de inyección avanzados. Es conveniente también la utilización de solventes compatibles con los fluidos del yacimiento, el método de Inyección Alterna de Vapor con Solventes es eficaz para yacimientos de baja presión, y con fluidos altamente viscosos.

Con el auge de la Inyección Alterna de Vapor como proceso para aumentar la productividad en yacimientos de crudo pesado y extrapicado en Venezuela, ha surgido la necesidad de predecir el comportamiento de la producción a través de la simulación, por lo cual Ramos (2003). Elabora un “**Análisis de Sensibilidad de los Parámetros que Afectan el Proceso de Inyección Alterna de Vapor en Pozos Horizontales Considerando un Ciclo de Inyección**”.

En la investigación se determinó que los parámetros que más afectan el proceso de IAV sobre la variación del petróleo producido ( $\Delta NP$ ) del primer ciclo del proceso son el espesor de la arena neta petrolífera, el tiempo y tasa de inyección de vapor. En cambio, los parámetros menos influyentes son la presión de inyección, la longitud del pozo, el tiempo de remojo y la calidad del vapor. Destacó que las pequeñas



diferencias en la producción acumulada pueden ser producidas por los condicionamientos del modelo numérico como la presión mínima de formación, longitud mínima del pozo y tasas de inyección.

Utilizando el simulador de yacimiento *Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator* (STARS), Baldomir (2004) desarrolló su trabajo sobre los **“Efectos de Flujo en Tubería en los Procesos de Inyección de Vapor en Pozos Horizontales”**. Con el fin evaluar el impacto que tienen las distintas variables del modelo.

En dicho trabajo, se evaluaron los procesos *Steam Assited Gravity Drainage* (SAGD) y su variación *Single-Well Steam Assited Gravity Drainage* (SW-SAGD), también conocida como Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor con Pozo Sencillo, para establecer las semejanzas que dichos procesos comparten con muchas de las variables del proceso de Inyección Alterna de Vapor y sus nuevas variantes.

Destacando que la efectividad de los procesos de inyección de vapor está sujeta al desarrollo y extensión de la cámara de vapor, para garantizar un calentamiento uniforme de los fluidos y mantener la presión promedio del yacimiento, y que el aumento del diámetro interno del pozo inyector distribuye mejor el vapor en la sección horizontal, en cambio el aumento del diámetro interno del pozo productor disminuye la producción de agua y vapor.

Por otra parte una menor aspereza relativa en el pozo productor corresponde a una mayor producción, aunque sea con un bajo impacto. Además, se estableció que al reducir el tamaño del espacio anular se genera un aumento en la producción de petróleo, debido a una menor producción de vapor por el espacio anular. Adicionalmente el aumento del diámetro externo del hoyo no implica una mayor producción de petróleo. Para finalizar en el proceso SW-SAGD la aspereza relativa en el espacio anular disminuye la producción de vapor.

Por su parte, Medina y Rodríguez, (2006) en su trabajo **“Simulación Conceptual de Procesos de Recuperación Térmica para la Optimización de la Producción del Yacimiento U4M, L (SOC-5) del Campo Socororo Este”**, estudiaron diferentes procesos de recuperación térmica con el objeto de determinar la mejor forma de disminuir la viscosidad y aumentar la razón de movilidad del petróleo pesado.

Dentro de la recopilación bibliográfica de este trabajo se encontró aspectos generales de los procesos térmicos, tales como la Inyección Alterna de Vapor cuenta con la descripción de sus mecanismos de recuperación y la determinación de las ventajas y desventajas asociadas a su propio proceso. Similar tratamiento reciben la Inyección Continua de Vapor, la Inyección de Agua Caliente, el proceso SAGD.

En el proceso de simulación y bajo criterios conceptuales, se determinó que la Inyección Alterna de Vapor es el proceso de recuperación térmica que mejor se ajustó a las condiciones del Yacimiento U4M.L (SOC-5) del Campo Socororo Este. Se logró obtener un 72% de calidad de vapor al utilizar la configuración de revestidor de 7 pulgadas y tubería de inyección de 3 ½ pulgadas, para una pérdida de calor asociada de 879.150,59 BTU/h. Se manejó una tasa de inyección de 1.769 BN/día, una presión de inyección de 2.100 lpc y una temperatura de saturación de inyección de 642 °F.

En los resultados obtenidos, se encuentra que el periodo de inyección no debería ser más de dos semanas, ya que un tiempo mayor no representa una producción acumulada significativamente mayor. Además, se recurrió a un arreglo triangular de tres pozos para las pruebas piloto, ya que con él se obtuvo una mayor producción acumulada.

En lo que refiere a completación térmica, Martelo y Delgado, (2006) realizaron el estudio del **“Sistemas de Completación en Procesos Térmicos en La Faja**

**Petrolífera del Orinoco”** debido a que la producción de petróleo en caliente requiere de consideraciones especiales en la completación por las altas temperaturas y arenas poco consolidadas de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

Para poder aplicar procesos como la inyección alterna de vapor es necesario considerar las pérdidas de calor, la tasa de inyección de vapor, el tiempo de inyección, la presión de inyección, la profundidad, el aislante térmico, calidad del vapor y el número de ciclos. Es por eso que en este trabajo se presenta el efecto de estos parámetros en las pérdidas de calor en el pozo, considerando el caso del campo Bare, área Ayacucho (antes Hamaca).

Los autores mencionan las fallas más frecuentes y sus soluciones en la completación de pozos inyectoros, tales como fugas del aislante térmico, fugas de vapor y filtración de agua, que con frecuencia suceden en el cabezal de pozo por la falta de mantenimiento de las válvulas de inyección. Además, las fallas en el asentamiento de las empacaduras por problemas operacionales y la necesidad de utilizar centralizadores para evitar dañar los sellos de las empacaduras por el roce del revestidor de producción durante la preparación del pozo para la inyección, mientras que el colapso del revestidor se puede evitar cementándolo hasta superficie.

También destacaron que los empaques con grava utilizados deben ser diseñados para soportar temperaturas superiores a las estimadas, ya que se pueden presentar problemas de disolución del material cementante o de los granos.

Además resaltaron que los pozos donde se aplicará Inyección Alterna de Vapor deben utilizar tubería con aislante térmico en el anular, al igual que al contar con una tubería aislada no es relevante la presencia de nitrógeno o aire en el anular, ya que las pérdidas de calor no son muy importantes y que además las pérdidas de calor aumentan con las altas presiones de inyección y disminuyen con las altas tasas de inyección.

Otro trabajo interesante es el de Espinoza, (2008) titulado **“Estudio del comportamiento del Proceso HASD en Arenas Delgadas del Área San Diego, Bloque Junín”**. En donde el proceso *Horizontal Alternate Steam Drive* (HASD), o por su nombre en español, Inyección de Vapor en Pozos Horizontales de Forma Alternada.

Este método es descrito como una alternativa interesante para el mejoramiento de la explotación de yacimientos de crudos pesados y extra pesados y consiste en la integración de la tecnología de pozos horizontales con la inyección continua y alterna de vapor, aplicable especialmente en yacimientos de arenas delgadas (entre 20 y 40 pies) y arenas muy delgadas (Menores a 20 pies), donde la implementación de otros métodos de recuperación térmica presenta grandes retos operacionales.

Espinoza, (2008) evaluó el comportamiento y aplicabilidad del proceso HASD, mediante simulación numérica, que consistió de tres etapas: ajuste de la ecuación de estado de un petróleo extrapesado representativo del Área de San Diego, la construcción de los modelos de yacimiento y finalmente la Simulación Dinámica. Los parámetros de diseño y operacionales fueron objeto de sensibilidades hasta maximizar el petróleo producido y reducir la relación vapor-petróleo. Igualmente, se consideraron los efectos de las heterogeneidades y buzamiento sobre el proceso HASD.

Finalmente concluyó que el proceso HASD aumenta la producción y se puede utilizar como alternativa a la producción en frío, además establece que la eficiencia del proceso está determinada por la viscosidad del fluido a condiciones iniciales, al igual que por la configuración operacional y de diseño.

Por otra parte Rendón, (2008) realizó el trabajo **“Evaluación de la Inyección de Mezcla de Vapor, N<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>, como una Nueva Tecnología para Optimizar la**

**Recuperación de Crudos Característicos de La Faja Petrolífera del Orinoco**". El cual es de gran interés en la valoración de esta técnica como proceso mejorador del factor de recobro en las arenas someras de la FPO, donde por la alta viscosidad es complejo el proceso de extracción. El objetivo principal de este trabajo, fue verificar si con la aplicación de esta técnica se logra optimizar la recuperación de crudos pesados y extrapesados.

Para cumplir con este objetivo, el autor realizó un estado del arte de las técnicas de inyección de vapor, N<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>, basado en la revisión de trabajos previos relacionados. La metodología de este trabajo se estructura en la revisión bibliográfica, evaluación de los desplazamientos conseguidos por los gases inyectados y por último una fase de simulación numérica.

En la fase de simulación se estudió la combinación de las técnicas mencionadas a condiciones de operación de la empresa Petrocedeno, que opera en la FPO. Esta evaluación mostró que, bajo ciertas condiciones dadas, la inyección de vapor con aditivos proporciona un recobro adicional comparado con la inyección de vapor solo. Por su parte, los aditivos actúan mediante un proceso de solubilización y expansión en el crudo, lo que permite cambios en su viscosidad y movilidad favorables para la producción. Esta tecnología es factible en la FPO siempre y cuando se soporte con estudios económicos y de laboratorio.

Otro trabajo previo revisado fue el titulado **“Evaluación de Métodos de Recuperación Térmica para Aumentar el Factor de Recobro en Yacimientos de Crudo Extrapesado con Acuífero Asociado”**, elaborado por Pereira y Sanabria (2008), que fue enfocado en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), en donde la explotación de algunos yacimientos no se ha llevado a cabo por la existencia de acuíferos cercanos, lo que implica un alto riesgo de producir agua.

La evaluación de estos métodos de recuperación térmica, presenta métodos como Inyección Cíclica de Vapor (CCS), Inyección Continua de Vapor (ICV), SAGD, Combustión In Situ, Vapour Extraction (Vapex) y Calentamiento Eléctrico. En su investigación bibliográfica, Pereira y Sanabria se basan en los criterios y parámetros de aplicación para determinar que la mayoría de estos métodos son aplicables para los yacimientos en cuestión, sin embargo fueron descartados por su poca madurez, su poca efectividad en yacimientos con acuífero asociado o por aumentar la movilidad del crudo pero no incrementar el factor de recobro

En este trabajo especial de grado, se destaca al proceso SAGD como teóricamente recomendable, debido a que es el método que en conjunto logra reducir la viscosidad, mejorar la adversa relación de movilidades entre agua-petróleo y aumenta el factor de recobro. Dicha evaluación es realizada en el bloque Junín de La Faja Petrolífera del Orinoco, mediante simulación numérica, en la cual se optimizan los parámetros más influyentes para este método de recuperación.

Referente a la Inyección Cíclica de Vapor en específico, se encontró en primer lugar una descripción amplia de esta técnica de recuperación mejorada, derivada del marco teórico presentado. Se describen los procesos de recuperación involucrados al utilizar esta técnica y entre los cuales destacan la presurización de la arena, el efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas de los fluidos y sus viscosidades, imbibición de agua caliente en estratos de baja permeabilidad, expansión térmica del petróleo y el agua, y mejoramiento de la movilidad.

Paralelamente se establecen las características necesarias en el crudo y las condiciones del yacimiento para la aplicabilidad del método. Se mencionan la gravedad API, la viscosidad y la composición por parte del crudo; la saturación, tipo de formación, espesor neto, porosidad, profundidad y temperatura por parte del yacimiento.

Igualmente se mencionan las limitaciones presentes en la utilización de La Inyección Cíclica de Vapor, dentro de las cuales destaca el hecho de ser un método de estimulación y no incurrir en aumentar la recuperación última del yacimiento, al igual que imposibilita la utilización de otros métodos de recuperación mejorada, o como se les conoce en inglés *Enhanced Oil Recovery* (EOR), si se recurre a su uso intensivo.

Como grandes problemas asociados se establece que entre 30% y 35% del agua inyectada como vapor es producida. También se considera el hinchamiento de arcillas. En lo relativo a las fortalezas del método destacan su adaptabilidad a los pozos tanto verticales como horizontales, Experiencia en la FPO y compatibilidad con las instalaciones existentes, el corto tiempo para validar su éxito, aumento de producción y no susceptible a la presencia de acuíferos.

Finalmente, en la selección del método más conveniente para realizar la simulación bajo los parámetros del área de estudio, La Inyección Alterna de Vapor fue discriminada principalmente porque el crudo en cuestión presenta una viscosidad inferior a los 4.000 cP, parámetro vital para la aplicación exitosa de este método; además, con su utilización no se evidencia un aumento en el factor de recobro, principal objetivo de este trabajo.

Por su parte Calderón, (2008) en su trabajo **“Estudio de Inyección Alternada de Vapor en el Bloque 4 del Área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco Aplicando Simulación de Yacimientos”**. Estudió los cambios en la presión y temperatura del yacimiento, asociados al proceso Inyección Alterna de Vapor (IAV), con la finalidad de aumentar el factor de recobro.

El estudio manejó el análisis de sensibilidades de los parámetros presión de fondo, calidad de vapor, tiempo de remojo, tasa de inyección y número de ciclos. Donde determinó que la zona con mejor respuesta a la IAV era la zona central del bloque Junín 4, lográndose un aumento en la producción de casi el doble.

Para poder solventar los problemas de alta viscosidad presentes en la Faja Petrolífera del Orinoco, Leal y Zapata (2009) ejecutan una **“Propuesta de Diseño de Pozos Productores e Inyectores para la Aplicación de Inyección de Vapor en La Faja Petrolífera del Orinoco”**. Para lo cual establecen un diseño de pozos con elementos que soporten las condiciones de presión, temperatura y corrosión alcanzadas. Para cumplir con la propuesta, desarrollaron una herramienta computacional llamada Tubuthor, que permitió evaluar la resistencia de los tubulares.

En esta investigación se determinó que las aleaciones con 13% de cromo ofrecen más resistencia a la corrosión y que la tubería para la sección superior puede ser la J55, ya que esta no soporta grandes cargas de presión y temperatura. En la sección intermedia utilizaron las tuberías de grado C75, L80 y C95 resistentes a la corrosión, instalándolas con una carga de pre-tensión para neutralizar las cargas axiales de compresión. Para el liner ranurado, recomendaron la tubería de grado J55 y para pozos productores recomendaron la tubería de grado C75 debido a la resistencia a la corrosión. Igualmente, para estas opciones la deformación en los tubulares no superó la deformación elástica, y la longitud y ancho de las ranuras no se vio afectada.

Con respecto a los fluidos de cementación en la sección superficial, por no estar sometida a grandes esfuerzos, se puede utilizar lechada convencional Pórtland clase G, con densidad de 15,8 lpg. En cambio para la sección productora se utilizarán fluidos que resistan las condiciones de temperatura como el Pórtland clase E más 40 libras de sílica de flúor por saco, que puede soportar temperaturas de 600 °F ó el Cemento Flexstone resistente a temperaturas de hasta 482°F para ese momento y el Pórtland Clase E más 20 libras de sílica de fluor por saco para temperaturas de hasta 350°F, dependiendo de los requerimientos.

En lo que se refieren al levantamiento artificial, se propuso el bombeo de cavidades progresivas pero del tipo metal metal, con la finalidad de adecuarlo a las condiciones de temperatura de hasta 662 °F. Para finalizar con el aislamiento térmico en el espacio



anular revestidor/tubería, se propone no utilizar fluidos líquidos ya que se evaporan en presencia de altas temperaturas, es por esto que deben utilizarse fluidos gaseosos como el metano, por su baja conductividad térmica y su disponibilidad. Además, tenemos el nitrógeno que también tiene baja conductividad térmica pero es más costoso y menos disponible.

Con el objetivo de explotar un campo petrolífero, Alvarez (2009) desarrolla una **“Propuesta de Plan de desarrollo para un Campo en La Faja Petrolífera del Orinoco”**. En este estudio se determinó que la mejor estrategia de producción consta de dos fases, una en frío, con el fin de declinar la presión del yacimiento hasta una presión que permita utilizar la segunda fase, que consiste en aplicar un método de recuperación mejorada como la Inyección de Vapor.

Además, en dicho trabajo, se determinó que el método SAGD no daría los mismos resultados que en Canadá, ya que el crudo adyacente a la cámara de vapor presenta movilidad nula y en la FPO no, por lo que la configuración SAGD en la FPO trabajaría como un método de empuje de vapor continuo y por esto se propone como método de recuperación mejorada la Inyección Cíclica de Vapor (Conocida por sus siglas en Inglés como CSS), debido a que el método SAGD ayuda a drenar al hidrocarburo que se encuentra por encima del pozo productor y no el que se encuentran relativamente alejado del pozo. En cambio, el método de Inyección Cíclica permite drenar una mayor cantidad de reservas por configuración de pozos.

En este trabajo se determina que el espaciamiento entre pozos en la Inyección Cíclica es mayor, con una mayor eficiencia de barrido y menor cantidad de pozos, reduciendo así los costos. El método CSS permite prolongar la energía, permitiendo la expansión del gas disuelto en el petróleo durante la fase de drenaje del ciclo, recuperándose hidrocarburos extra por el fenómeno de petróleo espumante (*Foamy Oil*).

Por su parte Marcano (2009) realizó el trabajo titulado **“Estado del Arte de los Proyectos Térmicos Realizados en Yacimientos de Crudo Pesado y Extrapesado en Venezuela”**, donde estudió los distintos procesos de recuperación térmica y los proyectos térmicos desarrollados en Venezuela, realizando la comparación entre ellos. Con la intención de ofrecer una herramienta de selección tecnológica, utilizada para verificar la factibilidad de dichos métodos en un bloque del noreste del Área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

Dentro de los casos estudiados, se encuentra el del Campo Costanero de Bolívar, al este del Lago de Maracaibo, perteneciente a la Formación Lagunillas. Este proyecto fue iniciado en el año de 1967, bajo la tecnología de Inyección Alterna de Vapor (IAV). Cabe destacar que este proyecto es el que presenta el factor de recobro asociado más elevado, 25% de un POES total de 10.371 MMbbls.

También perteneciente a la Formación Lagunillas, mencionó al miembro Bachaquero, que es una de las unidades productoras más importantes, en donde se aplicó la IAV. Otro proyecto de IAV que se destacó en el trabajo realizado por Marcano, fue en el área de Boyacá de la Cuenca Oriental, los resultados obtenidos demostraron que el método de IAV es el más efectivo para mejorar la producción aún en crudos de 3,1 °API.

Seguidamente se tiene el proyecto de IAV realizado por Maraven en el Campo Junín de la FPO, con un POES de aproximadamente 244.000 MMbbls, un factor de recobro de 6,97%. Y una tasa de petróleo por el orden de los 2.000 barriles por día (bpd) (Marcano, 2009).

Finalmente determinó que las tecnologías que tuvieron más éxito en la mayoría de los casos estudiados fueron Inyección Continua de Vapor (ICV) e Inyección Alterna de Vapor (IAV), con cuya implementación se incrementa eficientemente el factor de recobro a lo largo de la vida de explotación. Estos procesos de recuperación térmica

tradicionales han sido probados en Venezuela, aportando así una gran experiencia técnico-operacional, especialmente en los procesos de recuperación térmica.

Para los proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) Lechiguero (2010), hace una **“Propuesta de infraestructura y fuentes de energía requerida para la generación de vapor en proyectos de recuperación mejorada en la Faja Petrolífera del Orinoco”**; dicha propuesta se materializa en vista de los futuros negocios de la FPO, que contemplan procesos de recuperación térmica que demandan generación de vapor, infraestructura y las fuentes de energía.

El desarrollo de la FPO inicia bajo un esquema de explotación en frío, que posteriormente cambiará a procesos de recuperación térmica, para así manejar un factor de recobro de por lo menos un 20%. Para esto el autor determina la viabilidad en la aplicación de los procesos SAGD, HASD, IAV e ICV en la FPO mediante la comparación de sus características con las del área de Alberta en Canadá, en donde se cambió de la tecnología SAGD a la tecnología de IAV por la baja relación vapor petróleo.

En este trabajo el autor, estima los requerimientos de agua y gas necesarios para la ejecución de los procesos de recuperación térmica, de esta forma se plantea la necesidad de 959,82 MMPCN/D de gas y 2.296,85 MBPD de agua hasta el año 2040, para así generar 296,89 MTON/D de vapor.

Plantea la necesidad de hacer sustentable los proyectos mediante el tratamiento del agua producida de los yacimientos y la utilización tanto del agua del Rio Orinoco como de las aguas subterráneas. Paralelamente se recomienda que los requerimientos de gas se cumplan con parte de la producción del oriente del país.

Finalmente recalca la utilización de facilidades de superficie, eficientes y aptas para altas temperaturas de operación. Entre estas últimas se pueden mencionar las

propuestas a nivel del esquema de explotación y adaptación térmica de las macollas, equipos de levantamiento artificial, bombas, etc. Este trabajo puede ser utilizado como una referencia en la planificación de proyectos futuros.

### **3.3. INICIOS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**

El uso de calentadores de fondo marca el inicio de los procesos térmicos en la extracción de Petróleo. Uno de los primeros usos documentados de este método se evidencia en la patente concedida a Perry y Warner en el año de 1865 (Prats, 1987). La principal intención, mediante el uso de calentadores, era reducir la viscosidad para aumentar la tasa de producción de crudos pesados. Igualmente los calentadores de fondo se usaban para mantener la temperatura del crudo por encima de su punto de fluidez e inhibir la formación y deposición de sólidos orgánicos (parafinas y asfáltenos).

Como herencia proveniente de las primeras técnicas de recuperación térmica, hoy en día se cuenta con diferentes métodos de calentamiento hoyo abajo, mediante quemadores, calentadores eléctricos e inyección de fluidos calientes.

Hablando específicamente de la utilización del vapor como fluido caliente en la producción de crudos pesados, su origen se remonta a los años 1930-1932, cuando se comienza a inyectar vapor de forma continua en una parcela de 18 pies de espesor y 380 pies de profundidad durante 235 días, en el estado de Texas, Estados Unidos de Norte América. Dentro de los parámetros de operación se puede mencionar que la presión se encontraba entre 150 y 200 lpc y la tasa de inyección entre 35.000 y 52.000 lbm/d (100 a 150 barriles de agua equivalente por día). Además de este caso, no se tienen registros de inyección de vapor en los siguientes veinte años, hasta el proyecto que se llevó a cabo en Yorba Linda, California. Cabe destacar que los primeros proyectos de inyección de vapor a gran escala se suscitaron en Schinebeek, Holanda y Tía Juana, Venezuela.

El desarrollo de la Inyección Cíclica de Vapor (También conocida como Inyección Alterna de Vapor, Remojo con Vapor, Estimulación con Vapor o CSS por sus siglas en inglés), debe sus inicios al proyecto de inyección continua ejecutado en las arenas de petróleo extra-pesado en Mene Grande, ubicado al occidente de Venezuela, por la compañía Shell en el año de 1959 (ob.cit.). Durante este proyecto piloto, la presión de sobrecarga de las arenas bituminosas a una profundidad de 550 pies fue excedida, por tal motivo se presentaron cráteres en los alrededores de los pozos inyectoros, por lo cuales se producían erupciones de vapor, agua y petróleo. Dicha irrupción se debió a la resistencia que oponía el petróleo extra-pesado a ser desplazado. Al continuar la prueba, se quiso aliviar la presión en los pozos inyectoros y se produjeron pequeñas cantidades de vapor y cuantiosas cantidades de petróleo (100 a 200 b/d) en pozos que nunca habían presentado producción.

Actualmente, la Inyección Cíclica de Vapor consiste en realizar una inyección de vapor por un periodo de días o semanas, al esperar algunos días (para lograr una distribución del calor inyectado) y convertir el pozo inyector en productor, se obtienen volúmenes apreciables de petróleo. Se pueden repetir los ciclos de inyección, pero siempre se tendrá menor producción acumulada que en el ciclo anterior. Muchos proyectos de Inyección Alterna de Vapor son convertidos a Inyección Continua para así extraer el petróleo remanente.

### **3.4. FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**

#### **3.4.1. Descripción General del Método de Inyección Cíclica de Vapor**

La Inyección Cíclica de Vapor como todo proceso de recuperación térmica, tiene la intención de introducir calor en los yacimientos para aumentar la producción de petróleo por medio de los pozos (Alvarado y Banzér, 2002). En el caso de los petróleos pesados y extrapesados, actualmente de mayor interés para la aplicabilidad

de estos procesos, el calor mejora la eficiencia del desplazamiento y de la extracción. El aumento de la temperatura provoca una reducción de la viscosidad, permitiendo que el petróleo fluya con mayor facilidad y que tenga una razón de movilidad más favorable.

Este método de recuperación mejorada o EOR (*Enhanced Oil Recovery*) es aplicado en yacimientos de crudos pesados en fase de producción primaria, aunque puede utilizarse para yacimientos de cualquier tipo de crudo. La reducción de la viscosidad proporciona ayuda a la energía natural del yacimiento para lograr así mayor movilidad y mayor producción.

La Inyección Cíclica de Vapor es una técnica de que consiste en inyectar, a través de un pozo, un volumen preestablecido de vapor (Barriles equivalentes de agua) por un período de tiempo que puede ir de una a tres semanas, esta inyección se realiza a altas tasas para minimizar las pérdidas de calor. Al culminar la inyección, el pozo es cerrado y se deja en una fase de remojo (o impregnación) de uno a cinco días o incluso hasta dos semanas, con el fin de que el vapor caliente el yacimiento y se disperse de forma uniforme alrededor del pozo. Durante la inyección de vapor y fase de remojo, la viscosidad del petróleo disminuye dentro de la zona de vapor, ocurriendo una expansión térmica del petróleo y del agua.

Seguidamente el pozo es nuevamente abierto a producción por un periodo de cuatro a seis meses hasta que la producción deje de ser económicamente rentable. La figura 3.1 muestra un esquema donde se representan las fases del proceso y su respectiva distribución de fluidos en las cercanías del pozo. Estas fases pueden resumirse en fase de inyección, fase de remojo (En Inglés Soak Period) y fase de producción.

Este método térmico es utilizado ampliamente en yacimientos de petróleo pesado, arenas bituminosas y en algunos casos para mejorar la inyectividad antes de aplicar la Inyección Continua de Vapor, Combustión in Situ y SAGD.

El petróleo pesado, extrapesado y bitumen poseen gran importancia económica para países como Canadá y Venezuela. La cantidad, en sitio, de estos hidrocarburos es aún más grande que las acumulaciones de crudo convencional en el Medio Oriente

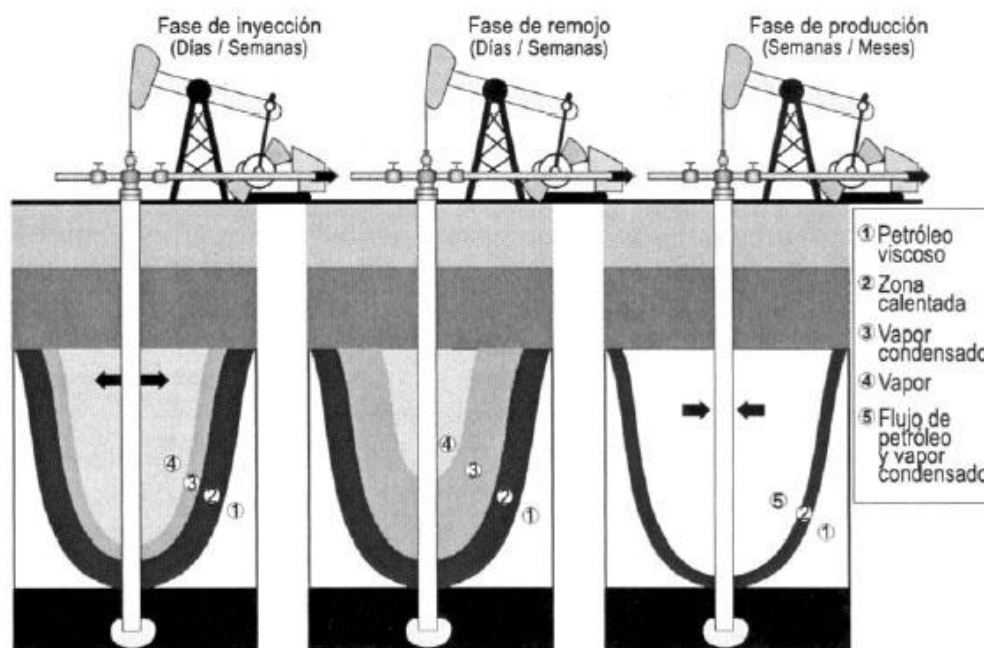


Figura 3.1. Esquema de las fases de la Inyección Cíclica de Vapor (Paris de Ferrer, 2001).

El bitumen es definido como petróleo extrapesado que no puede ser producido económicamente mediante producción en frío, debido a su alta viscosidad. Las mayores reservas de bitumen se encuentran en Canadá (Athabasca, Cold Lake y Peace River), donde se presentan viscosidades desde 100.000 cp hasta varios millones de cp a temperaturas de yacimiento (Alvarado y Banzér, 2002).

En el área de Lloydminster en Canadá, en California y en Venezuela encontramos petróleos pesados convencionales que presentan viscosidades de varios miles de cp y presentan tasas de flujo razonables aún sin calentamiento. En la tabla 3.1 se presenta la clasificación de los diferentes tipos de crudos de acuerdo a su gravedad API (American Petroleum Institute), la cual es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es un petróleo comparándolo con el agua (10 °API).

Tabla 3.1. Clasificación de los crudos según su gravedad API (Miranda, 2008).

Clasificación de Crudos por Rango de Gravedades API (15,5 °C / 60 °F)	
Tipo de crudo	Gravedad API
Condensado	> 40 °API
Liviano	30 °API - 40 °API
Mediano	22 °API - 29,9 °API
Pesado	10 °API - 21,9 °API
Extrapesado	< 10 °API
	> 10.000 cP
	Bitumen (crudo, asfalto y arena)

En la figura 3.2 se evidencia la realización de períodos adicionales de inyección, con lo cual se obtendrán comportamientos similares de producción pero cada vez menos eficientes.

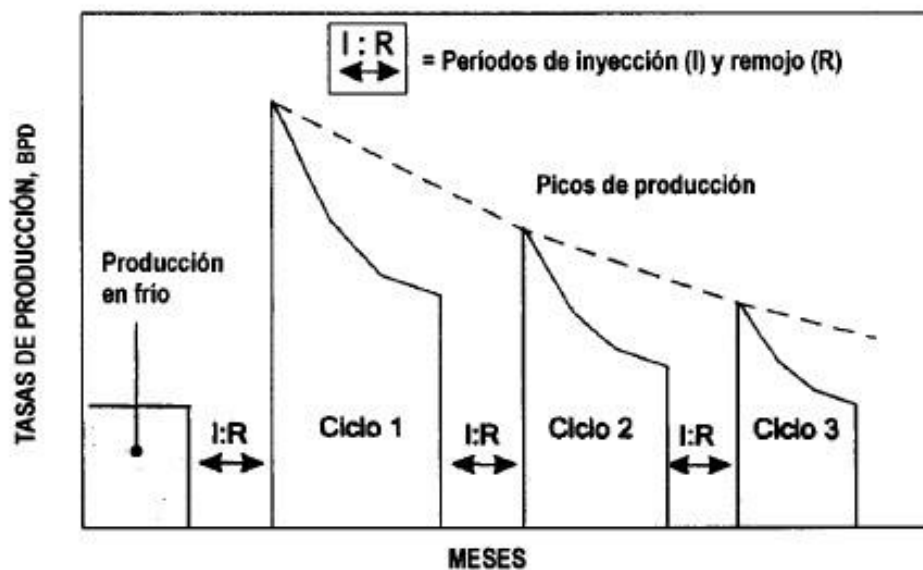


Figura 3.2. Comportamiento de la producción en la Inyección cíclica de vapor (Paris de Ferrer, 2001).

Este método recibe el calificativo de cíclica debido a la alternabilidad existente entre las etapas de inyección de vapor y producción de petróleo para un mismo pozo. Las etapas de inyección, remojo y producción junto al tiempo que duran constituyen un



ciclo en el proceso. Este ciclo es también conocido, por su denominación en inglés, como *“huff and puff”* y puede llevarse a cabo hasta que la respuesta en la producción resulte económicamente inviable debido a la declinación de la presión en el yacimiento o al aumento en la producción de agua.

Una vez que el pozo es abierto a producción y se procede al bombeo, la producción aumenta y tiende a mantenerse así durante un estimado de seis meses. También sucede que el proceso se vuelva antieconómico debido a que el petróleo se enfría y se vuelve muy viscoso para ser bombeado. Se aplica en yacimientos poco profundos y con pozos perforados en espaciados cortos.

En yacimientos de crudos extrapesados y bitumen, como lo son Laguna en la costa oriental del Lago de Maracaibo (Venezuela) y área de Cold Lake (Canadá), es necesario comenzar los ciclos de inyección de vapor con suficiente presión para fracturar la matriz del yacimiento. De esta forma, el vapor y el condensado de vapor son forzados en el volumen incremental creado por las fracturas dentro del yacimiento.

Esta práctica busca aumentar la movilidad del petróleo mediante la reducción de la viscosidad e incremento de la permeabilidad de la roca. En contraste a la explotación de este tipo de crudos, la producción de petróleos pesados convencionales mediante Inyección Cíclica de Vapor, puede lograrse sin fracturar el yacimiento debido al nivel de movilidad del petróleo.

La Inyección Cíclica de Vapor también puede realizarse en pozos de configuración horizontal. Esta variante presenta básicamente las mismas ventajas y desventajas de la inyección alterna de vapor en pozos verticales. Su diferencia principal reside en que al usar pozos horizontales, se aumenta el área de contacto con la formación, lo que a su vez implica una reducción de la presión de fondo. Todo esto se traduce en un aumento de la producción de petróleo (Alvarado y Banzér, 2002).

En la figura 3.3 se muestra un esquema de pozo para la modalidad de Inyección Cíclica de Vapor en Pozos Horizontales (HCS, por sus siglas en ingles), la cual puede ser utilizada también en el proceso de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD, por sus siglas en Ingles). Se pueden notar los sistemas que monitorean la temperatura durante las operaciones de inyección de vapor y producción de petróleo.

La utilización repetida de la Inyección Cíclica de Vapor ocasiona la declinación de la presión en el yacimiento; para contrarrestar este efecto, continuar el calentamiento y así poder prolongar la producción, se puede optar por cambiar al método de inyección continua de Vapor. Al comenzar con la Inyección continua, algunos de los pozos utilizados como inyectores se convierten en productores.

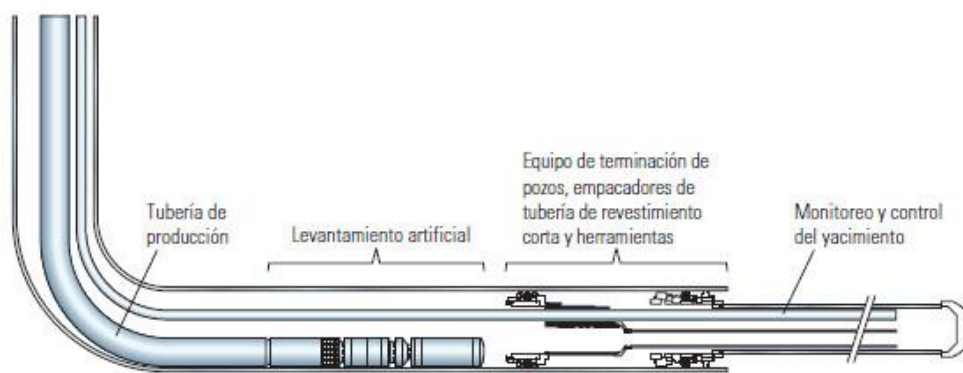


Figura 3.3. Propuesta de terminación para pozos horizontales de Inyección Cíclica de Vapor (HCS) en fase de producción. Configuración también válida para SAGD (Schlumberger, 2006).

El método de Inyección Cíclica presenta frecuentemente una recuperación de petróleo moderada, debido a que solo se estimula a una parte del yacimiento. Además, encuentra mejor aplicación en crudos altamente viscosos con buen empuje de yacimiento. Por lo general, la razón petróleo-vapor ( $\text{pie}^3$  de petróleo producido por  $\text{pie}^3$  de vapor inyectado) disminuye con el aumento del número de ciclos empleados.

Generalmente el factor de recobro de la Inyección Cíclica de Vapor varía entre 4% y 40%, dependiendo de la naturaleza del yacimiento, del valor económico del petróleo producido, el espaciamiento de los pozos, entre otros factores.

Debido a que la Inyección Cíclica de Vapor es utilizada en yacimientos de crudo pesado y extrapesado, que por lo general son someros, los costos primarios no están asociados a la fase de perforación, sino más bien a la generación e inyección del vapor necesario para movilizar el petróleo

La Inyección Cíclica de Vapor se ha utilizado en gran cantidad de casos a nivel mundial, debido a su adaptabilidad a diferentes características de yacimiento y petróleos viscosos. En la mayoría de los casos las evaluaciones ofrecen buenos índices económicos y factibilidad técnica de aplicación a gran escala.

#### **3.4.2. Propósitos de la Inyección Cíclica de Vapor como Método EOR**

La recuperación mejorada de petróleo EOR (*enhanced Oil Recovery*), también conocidos como métodos no convencionales, abarca los procesos utilizados para realizar más recuperación de petróleo en un yacimiento del que podría lograrse con técnicas primarias. En forma general estos podrían agruparse en los métodos que utilizan la inyección de gases o químicos líquidos y los que implican el uso de energía térmica. En la figura 3.4 se presenta una clasificación detallada de los métodos de recuperación mejorada, donde se puede distinguir claramente los métodos de naturaleza térmica, entre otros.

Los métodos EOR buscan crear condiciones favorables para la recuperación de petróleo, complementando la energía natural del yacimiento y así lograr conseguir desplazar el petróleo hacia un pozo productor. Este efecto se logra por la acción de los líquidos y/o energía térmica sobre el yacimiento y los fluidos en él contenidos.

En los casos particulares de petróleos viscosos y lutitas petrolíferas, donde se presenta muy poca o ninguna recuperación primaria o secundaria, los métodos de recuperación mejorada se pueden convertir en técnicas empleadas desde el inicio de la vida productiva del yacimiento. Por tanto no se restringen a una fase particular de producción.

La Inyección Cíclica de Vapor, al igual que el resto de los métodos EOR, buscan primordialmente mejorar dos parámetros fundamentales: La Razón de Movilidad y El Número Capilar.

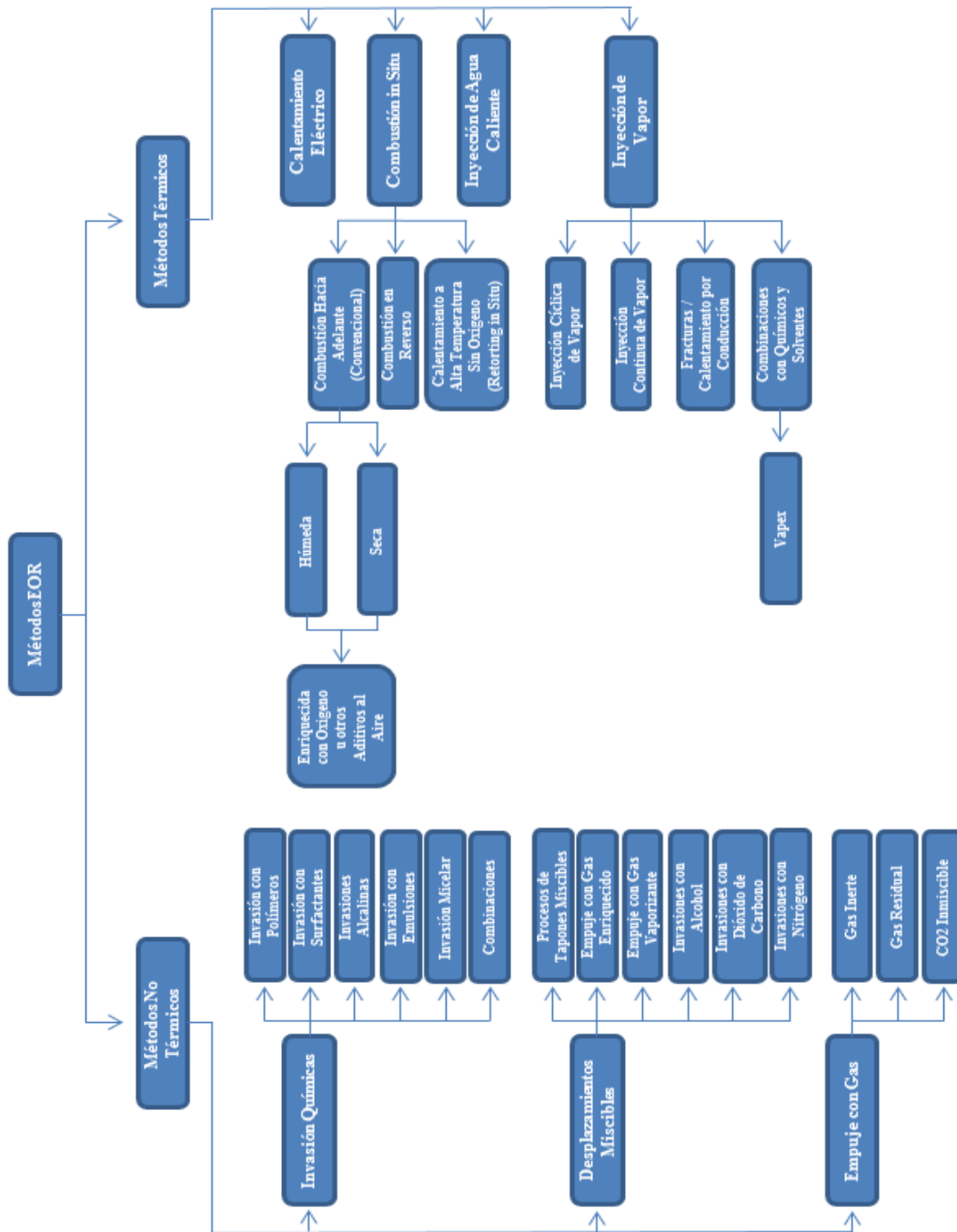


Figura 3.4. Clasificación de los Métodos EOR (Paris de Ferrer, 2001).

### **3.4.2.1. Aumento de la Razón de Movilidad**

La razón de movilidad ( $M$ ) puede definirse como la movilidad de la fase desplazante ( $\lambda_D$ ), dividida entre la movilidad de la fase desplazada ( $\lambda_d$ ). Dicho factor influye en la eficiencia del desplazamiento del petróleo, a un nivel microscópico, dentro de los poros de la roca (Paris de Ferrer, 2001). Si encontramos valores de  $M$  mayores a la unidad, el fluido desplazante se mueve con mayor facilidad que el fluido desplazado. Esto no es deseable, ya que ocurrirá el fenómeno conocido como canalización viscosa, es decir, un desplazamiento ineficiente. Para que ocurra un desplazamiento óptimo, la razón de movilidad debe tener valores menores a la unidad ( $M < 1$ ), con lo cual se considera una movilidad favorable.

Desde el punto de vista de la inyección cíclica de vapor y de los demás métodos EOR, la definición de razón de movilidad  $M$  se vuelve más complicada. Esta se puede mejorar bajando la viscosidad del petróleo, aumentando la viscosidad de la fase desplazante, aumentando la permeabilidad efectiva al petróleo y disminuyendo la permeabilidad efectiva de la fase desplazante. Tomando en cuenta estos efectos, es mejor hablar en términos de movilidades cuando se aplican métodos EOR, los cuales ayudan a uno o más de dichos parámetros.

Por tanto, la movilidad ( $\lambda$ ) se considera como la facilidad que tiene un fluido para moverse en el yacimiento. Se calcula como la razón entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de éste:

$$\text{Movilidad del petróleo: } \lambda_o = \frac{\kappa_o}{\mu_o} \quad (\text{Ecuación 3.1})$$

$$\text{Movilidad del agua: } \lambda_w = \frac{\kappa_w}{\mu_w} \quad (\text{Ecuación 3.2})$$

$$\text{Movilidad del gas: } \lambda_g = \frac{\kappa_g}{\mu_g} \quad (\text{Ecuación 3.3})$$

Donde:

$\lambda_o$  = Movilidad del petróleo

$\lambda_w$  = Movilidad del agua

$\lambda_g$  = Movilidad del gas

$\kappa_o$  = Permeabilidad efectiva relativa al petróleo

$\kappa_w$  = Permeabilidad efectiva relativa al agua

$\kappa_g$  = Permeabilidad efectiva relativa al gas

$\mu_o$  = Viscosidad del petróleo

$\mu_w$  = Viscosidad del agua

$\mu_g$  = Viscosidad del gas

### **3.4.2.2. Aumento del Número Capilar**

El número capilar ( $N_c$ ) se define de la siguiente manera (Paris de Ferrer, 2001):

$$N_c = \frac{\mu v}{\sigma} \quad (\text{Ecuación 3.4})$$

También encontramos que:

$$N_c = \frac{k \Delta p}{\sigma L} \quad (\text{Ecuación 3.5})$$

Donde:

$\mu$  = Viscosidad del fluido desplazado

$v$  = Velocidad de los fluidos en los poros

$\sigma$  = Tensión Interfacial entre fluido desplazado y fluido desplazante

$k$  = Permeabilidad efectiva del fluido desplazado

$\frac{\Delta p}{L}$  = Gradiente de presión

Reduciendo la viscosidad del petróleo, aumentando el gradiente de presión y disminuyendo la tensión interfacial se logra aumentar el número capilar, lo que se

traduce en una disminución significativa de la saturación de petróleo residual. En la figura 3.5 se puede observar la correlación de Hagoort para describir la relación entre el número capilar y la saturación de petróleo residual.

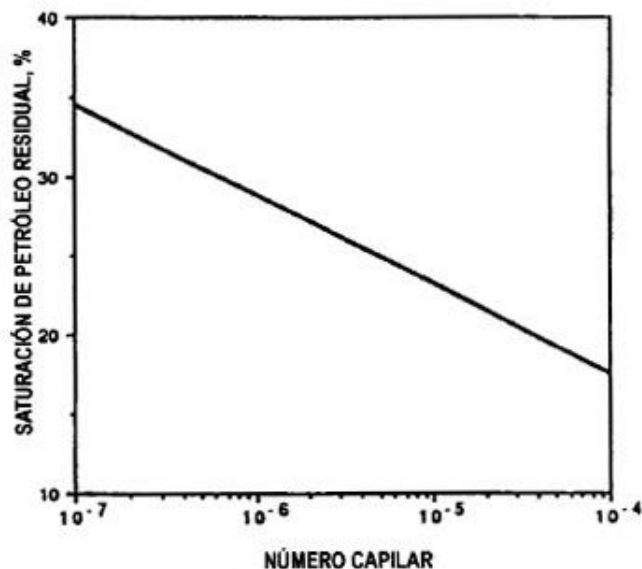


Figura 3.5. Correlación entre el Número Capilar y la Saturación de Petróleo Residual (Paris de Ferrer, 2001).

Para lograr disminuir la saturación residual de petróleo, también son necesaria tensiones interfaciales bajas, de alrededor de  $10^{-2}$  dinas/cm. Ésta debe reducirse en un factor de 1000 para procurar una recuperación de petróleo significativa.

Con todo lo comentado anteriormente, concluimos que la movilidad y el número capilar dominan la recuperación de petróleo. Los cambios en la tensión interfacial afecta sucesivamente a la presión capilar, a las permeabilidades efectivas y finalmente a la movilidad y al número capilar. Estas conclusiones son establecidas en condiciones de laboratorio, sin embargo, en campo la situación puede ser aún más compleja debido a las emulsiones, interacciones roca-fluido, flujo de finos, temperatura, compactación, humectabilidad, entre otros factores.



### **3.4.3. Mecanismos de Recuperación Asociados a la Inyección Cíclica de Vapor**

Los mecanismos de petróleo involucrados durante la Inyección Cíclica de Vapor son los siguientes:

- Expansión térmica de los fluidos:

En las etapas de inyección y remojo, ocurre una expansión térmica del petróleo y el agua, en la zona del yacimiento donde por la acción del vapor se incrementa la temperatura.

- Reducción de la viscosidad del crudo en la zona calentada cerca del pozo (Aumento de la movilidad):

Este efecto se basa en lograr un cambio en la estructura molecular del petróleo. Las moléculas de un líquido están bastante próximas entre sí, esto debido a intensas fuerzas de cohesión entre las moléculas, lo que ocasiona resistencia al movimiento relativo entre las capas adyacentes del fluido. Gracias al aumento de temperatura, las fuerzas de cohesión se reducen, lo que provoca una disminución de la resistencia al movimiento.

- Gas en solución:

El gas inyectado ocasiona la presurización del yacimiento o la arena productora, debido a esto el gas libre (en caso de haberlo) es forzado en solución. Este gas representa una fuerza de producción efectiva para el primer ciclo de inyección, ya que para ciclos sucesivos es probable que la mayoría de este gas se haya producido.

- Gravedad:

De contar el yacimiento con un espesor significativo y pocas estructuras que actúen como barreras verticales, el petróleo calentado fluirá al pozo gracias al efecto de la gravedad. Luego de haberse producido el petróleo en la zona calentada, el correspondiente a secciones adyacentes frías puede experimentar movilización en cierta medida.

Otros factores que pueden ser mencionados y que contribuyen a la recuperación de petróleo en la Inyección Cíclica de Vapor son la expansión de roca (en caso de existir), la influencia del calentamiento sobre las permeabilidades relativas de los fluidos, el calentamiento fuera de la zona de contacto por vapor y la contribución al flujo de petróleo a los estratos permeables. (Alvarado y Banzer, 2002).

#### **3.4.4. Cálculos de Recuperación de Petróleo para Inyección Cíclica de Vapor**

Generalmente el mecanismo de producción más considerado, para realizar los cálculos que pronostican la recuperación de petróleo, en la Inyección Cíclica de Vapor es la energía almacenada en forma de presión. Usualmente esta presión, debido a la alta viscosidad del crudo, no alcanza para lograr la producción o en algunos casos solo genera tasas muy bajas.

En su trabajo Alvarado y Banzer (2002) establecen que cuando existe estimulación con vapor, el cálculo del recobro necesita a su vez el cálculo del radio calentado a una específica tasa de inyección, presión, calidad de vapor, espesor de yacimiento, propiedades de fluidos y rocas. Se debe utilizar un modelo que describa el calentamiento que ocurre en la formación y asumir flujo radial compuesto de dos elementos principales.

El primer elemento se refiere al flujo que existe desde el radio del pozo hasta el radio calentado por el vapor. El segundo elemento corresponde al flujo que ocurre desde el radio calentado hasta el radio de drenaje del pozo. Considerando el flujo radial con espesor y presión constante en el radio externo del pozo (radio de drenaje), la tasa de flujo antes de la estimulación se calcula mediante:

$$q_{oc} = \frac{2\pi(1,127)hk(p_e - p_w)}{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (\text{Ecuación 3.6})$$

Donde:

$h$  = Espesor de la arena (pies)

$k$  = Permeabilidad (darcy)

$p_e$  = Presión en el radio externo (lpca)

$p_w$  = Presión en el pozo (lpca)

$\mu_{oc}$  = Viscosidad del petróleo a temperatura original del yacimiento (cp)

$r_e$  = Radio de drenaje del pozo (pies)

$r_w$  = Radio del pozo (pies)

Cuando el yacimiento es estimulado con vapor hasta una cierta distancia radial, la tasa de producción se calcula con la misma ecuación anterior, cambiando los valores respectivos a la nueva viscosidad y al radio de estimulación. Se tendrán dos zonas radiales, una estimulada y otra en condiciones originales de yacimiento. Considerando las dos zonas, la nueva tasa de producción luego de la estimulación se calcula utilizando:

$$q_{oh} = \frac{2\pi(1,127)hk(p_e - p_w)}{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_h} + \mu_{oh} \ln \frac{r_h}{r_w}} \quad (\text{Ecuación 3.7})$$

Donde:

$\mu_{oh}$  = Viscosidad del petróleo a temperatura de estimulación (cp)

$r_h$  = Radio de estimulación (pies)

Quedando la razón de estimulación de la forma:

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_h}{r_w} + \frac{\mu_{oc}}{\mu_{oh}} \ln \frac{r_e}{r_w}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\frac{\mu_{oh}}{\mu_{oc}} \ln \frac{r_e}{r_w} + \ln \frac{r_e}{r_h}} \quad (\text{Ecuación 3.8})$$

La razón de estimulación solo tiene sentido para un instante definido, ya que  $r_h$  y  $\mu_{oh}$  cambian con el tiempo. Además, cuando la viscosidad del petróleo a condiciones originales de yacimiento es mucho mayor que la viscosidad del petróleo al ser calentado por el vapor ( $\mu_{oc} \gg \mu_{oh}$ ), la razón de estimulación puede expresarse como:

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_h}} \quad (\text{Ecuación 3.9})$$

En esta última ecuación se evidencia, por ser función del radio calentado, la necesidad de grandes volúmenes de vapor cuando se estimulan con vapor yacimientos de crudos con altos valores de viscosidad.

#### **3.4.4.1. Método de Boberg y Lantz**

En la realidad la temperatura lograda en la zona estimulada, disminuye con el tiempo (hasta una temperatura promedio) debido a las pérdidas de calor hacia las formaciones vecinas, la conducción radial y al calor perdido en los fluidos producidos.

La consideración de estos efectos se lleva a cabo en el modelo matemático de Boberg y Lanz. Este modelo mejora el razonamiento presentado anteriormente para predecir la tasa de producción ( $q_{oh}$ ) en condiciones de estimulación con vapor.

En la Figura 3.6 se aprecia de forma gráfica las zonas de vapor y pérdidas de calor propuestas en el modelo de Bogerg y Lantz.

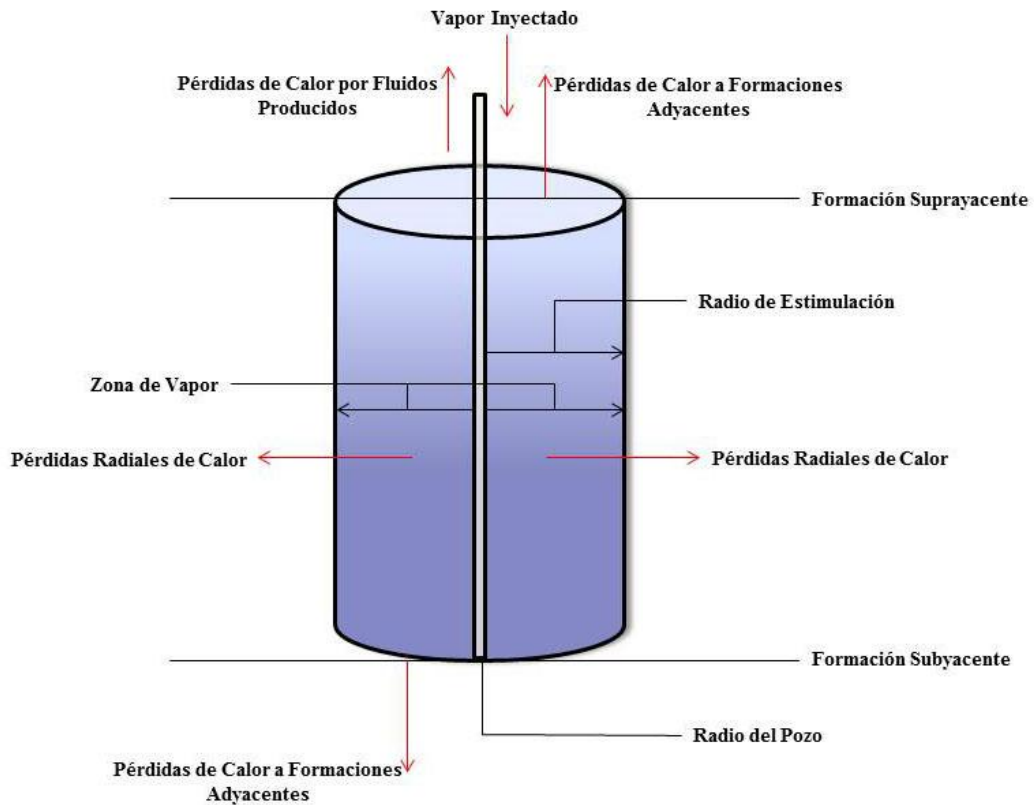


Figura 3.6. Zona de Vapor y Pérdidas de Calor Propuestas por Boberg y Lantz (Alvarado y Banzer 2002).

El método de Boberg y Lantz considera una temperatura promedio alcanzada en el yacimiento en función del tiempo, dicha temperatura es necesaria en el cálculo de la

viscosidad del petróleo caliente, que a su vez se utiliza para estimar la tasa de producción en función del tiempo. Esta temperatura promedio, representa la temperatura a la cual declina el yacimiento después del periodo de inyección ( $t > 0$ ) (Alvarado y Banzer, 2002).

Los procedimientos en los cuales se basa el método son los siguientes (Alvarado y Banzer, 2002):

1. Cálculo de la calidad de vapor promedio en el yacimiento
2. Cálculo del radio de la zona calentada ( $r_h$ ):

Para calcular el radio de la zona calentada se utiliza el procedimiento de Marx y Langenheim (Alvarado y Banzer, 2002). Dicho cálculo se realiza al final del periodo de inyección ( $t = 0$ ) y considerando que la zona calentada posee forma cilíndrica.

3. Cálculo de la temperatura promedio de la región calentada ( $T_{avg}$ ):

La temperatura promedio de la región calentada (También en yacimientos con arenas múltiples) se calcula mediante:

$$T_{avg} = T_r + (T_s - T_r) \left\{ \frac{v_r}{v_z} (1 - \delta) - \delta \right\} \quad \text{(Ecuación 3.10)}$$

Donde:

$T_{avg}$  = Temperatura promedio de la región calentada (°F)

$T_r$  = Temperatura de Yacimiento (°F)

$T_s$  = Temperatura del Vapor (°F)

$v_z$  = Perdidas de Calor Hacia las Formaciones Adyacentes  $\left( \frac{BTU}{h-pie^2-F} \right)$

$v_r$  = Perdidas de Calor por Conducción Radial  $\left( \frac{BTU}{h-pie^2-F} \right)$

$\delta$  = Perdidas de Calor por fluidos Producidos (adimensional)

$v_r$  y  $v_z$  resultan ser las soluciones unitarias de la ecuación de calor en la dirección radial y vertical respectivamente, ya que se supone un enfriamiento por conducción en la zona calentada. En el caso específico de una sola arena, las variables  $v_r$  y  $v_z$  son calculadas mediante las siguientes ecuaciones:

$$\bar{v}_r = 0,180304 - 0,41269x + 0,18217x^2 + 0,149516x^3 + 0,024183x^4 \quad (\text{Ecuación 3.11})$$

Siendo  $x = \log\left(\frac{k_{hob} t}{M_{ob} r_h^2}\right)$  (Ecuación 3.12)

$$v_z = 0,474884 - 0,56832y - 0,239719y^2 - 0,035737y^3 \quad (\text{Ecuación 3.13})$$

Siendo  $y = \log\left(\frac{4k_{hob} t}{M_{ob} \bar{h}^2}\right)$  (Ecuación 3.14) y  $\bar{h} = \frac{h_t t_D}{F_1}$  (Ecuación 3.15)

Donde:

$F_1$  = Función de Marx y Langenheim (Adimensional)

$K_{hob}$  = Conductividad térmica de las capas supra y subyacentes  $\left(\frac{BTU}{h-pie^2-F}\right)$

$M_{bo}$  = Capacidad calorífica de las capas supra y subyacentes  $\left(\frac{BTU}{pie^3-F}\right)$

$t$  = Tiempo de inyección (horas)

$t_D$  = Tiempo adimensional

$h_t$  = Espesor total de la formación (pies)

$\bar{h}$  = Espesor aumentado de la formación (pies)

De forma alternativa, la figura 3.7 puede utilizarse para estimar las soluciones de  $v_r$  y  $v_z$ . Mediante los parámetros  $x$  e  $y$ , que se calculan con las ecuaciones 3.12 y 3.14 respectivamente, se intersectan las curvas correspondientes, obteniéndose los valores de  $v_r$  y  $v_z$  en la escala vertical del lado izquierdo.

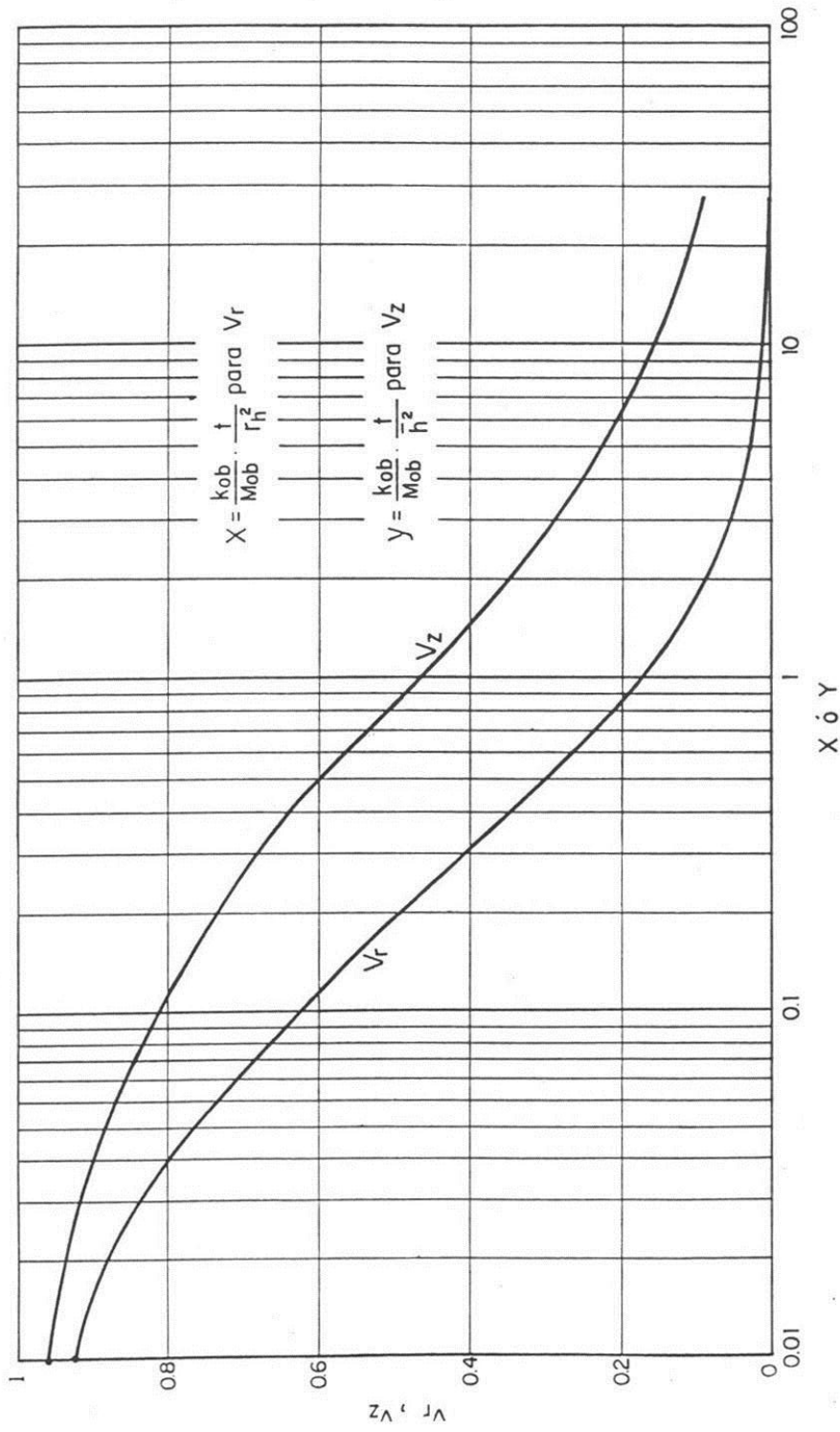


Figura 3.7. Soluciones de  $v_r$  y  $v_z$  Caso para una sola arena. (Alvarado y Banzer 2002).



Los términos  $T_r$  y  $T_s$  hacen referencia a la temperatura del yacimiento y del vapor respectivamente, y al igual que  $T_{avg}$  son expresados en grados Fahrenheit ( $^{\circ}F$ ). El término  $\delta$  es una cantidad dependiente del tiempo y adimensional, que representa el calor que se pierde a través de los fluidos que son producidos. Ésta se calcula mediante:

$$\delta = \frac{1}{2} \int_0^t \frac{H_f}{\pi r_h^2 \bar{h} M_s (T_s - T_r)} \quad (\text{Ecuación 3.16})$$

Donde:

$M_s$  = Capacidad calorífica de la roca-yacimiento  $\left( \frac{BTU}{pie^3-F} \right)$

$r_h$  = Radio de la región calentada (pies)

$H_f$  = tasa de calor removido por los fluidos producidos  $\left( \frac{BTU}{día} \right)$

La tasa de calor removido por los fluidos se estima mediante:

$$H_f = q_{oh} (H_{o,g} + H_{w,s}) \quad (\text{Ecuación 3.17})$$

Donde:

$q_{oh}$  = Tasa de petróleo estimulada (B/D)

$H_{o,g}$  = Calor removido por el petróleo y el gas (BTU/BN)

$H_{w,s}$  = Calor removido por el agua y el vapor (BTU/BN)

El calor removido de la formación por el petróleo y el gas puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$H_{o,g} = \left( 5,615 \rho_{oc_o} + R_{gc_g} \right) (T_{avg} - T_r) \quad (\text{Ecuación 3.18})$$

Donde:

$R_g$  = Razón gas/petróleo total producido (PCN/BN)

$\rho_o$  = Densidad del petróleo en condiciones normales (lb/pie<sup>3</sup>)

$c_o$  = Calor específico del petróleo en el intervalo de temperatura  $T_r \rightarrow T_{avg}$   $\left(\frac{BTU}{lb-F}\right)$

$c_g$  = Calor específico del gas en el intervalo de temperatura  $T_r \rightarrow T_{avg}$   $\left(\frac{BTU}{lb-F}\right)$

La razón gas/petróleo ( $R_g$ ) se refiere al gas seco, por lo tanto deberá corregirse si hay contenido de vapor de agua.

El calor (sensible y latente) removido de la formación por el agua y el vapor se calcula por:

$$H_{w,s} = 5,615\rho_w\{R_w(H_w - H_R) + R_sL_v\} \quad (\text{Ecuación 3.19})$$

Donde:

$\rho_w$  = Densidad del agua en condiciones normales  $\left(62,4 \frac{lb}{pie^3}\right)$

$H_w$  = Entalpia del agua a  $T_{avg}$   $\left(\frac{BTU}{lb}\right)$

$H_R$  = Entalpia del agua a  $T_r$   $\left(\frac{BTU}{lb}\right)$

$L_v$  = Calor latente de vaporización a  $T_{avg}$   $\left(\frac{BTU}{lb}\right)$

$R_w$  = Razón agua/petróleo producido  $\left(\frac{BN}{BN}\right)$

$R_s$  = Agua producida en estado de vapor por BN de petróleo producido, es decir, BN de vapor de agua producidos como líquido condensado a 60 °F

$$\left(\frac{BN_{\text{vapor de agua}}}{BN_{\text{Petróleo}}}\right)$$

Este valor de vapor de agua producido ( $R_s$ ) se calcula con la siguiente formula:

$$R_s = \frac{1}{5,615} \frac{\rho_g R_g}{p_w} \frac{p_s}{p_w - p_s} \approx 1,6 \times 10^{-4} T_r \left( \frac{p_s}{p_w - p_s} \right) \quad (\text{Ecuación 3.20})$$

Donde:

$p_w$  = Presión en el fondo del pozo (lpca)

$p_s$  = presión de saturación (lpca)

Esta ecuación correspondiente al valor del agua producida ( $R_s$ ), trabaja bajo las siguientes dos condiciones:

Siendo  $p_s > p_w$  toda el agua es producida como vapor y por tanto  $R_s = R_w$

Siendo  $p_s < p_w$  entonces  $R_s$  se calcula con la ecuación anterior.  $R_s$  no debe exceder el valor de  $R_w$ .

Cabe destacar que la ecuación anterior debe resolverse de una manera iterativa para determinar  $T_{avg}$ , puesto que  $\delta$  es función de  $T_{avg}$ . Cuando el valor de  $\delta$  se aproxima a la unidad puede suceder que la ecuación anterior arroje valores de  $T_{avg}$  menores a  $T_r$ , debido a que esta condición resulta imposible físicamente se debe asumir  $T_{avg} = T_r$ .

#### 4. Cálculo de la tasa de producción luego de la estimulación ( $q_{oh}$ )

Ya habiendo calculado la temperatura promedio ( $T_{avg}$ ) y posteriormente determinado  $\mu_{oh}$  a  $T_{avg}$  se puede determinar  $q_{oh}$  usando la ecuación 3.7.

Hasta el momento se ha considerado que la presión en el radio externo ( $p_e$ ) es constante, en el caso que ésta decline con el tiempo, la razón de estimulación será calculada mediante:

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{1}{C_1 + \frac{\mu_{oh}}{\mu_{oc}} C_2} \quad (\text{Ecuación 3.21})$$

Donde:

$$C_1 = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} + \frac{r_h^2}{2r_e^2}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2}} \quad (\text{Ecuación 3.22})$$

$$C_2 = \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_w}\right) - \frac{r_h^2}{2r_e^2}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2}} \quad (\text{Ecuación 3.23})$$

El efecto Skin de la formación (Efecto de daño), anterior a la estimulación se toma en cuenta usando el radio efectivo del pozo en las ecuaciones anteriores. El radio efectivo del pozo se encuentra definido por:

$$r_w = \bar{r}_w e^{-S} \quad (\text{Ecuación 3.24})$$

Donde:

$\bar{r}_w$  = Radio actual del pozo (pies)

$S$  = Factor de daño (Adimensional)

Si el daño a la formación reduce la permeabilidad a un valor  $k_d$  en un radio  $r_d$ , el valor del factor de daño se obtiene por:

$$S = \left(\frac{k}{k_d} - 1\right) \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \quad (\text{Ecuación 3.25})$$

Donde:

$k_d$  = Permeabilidad del área dañada (darcy)

$r_d$  = Radio del área dañada (pies)

Puede haber alto factor de daño debido a la presencia de depósitos de asfaltenos. Este y daños de naturaleza similar pueden ser disminuidos por acción del calentamiento; por tal razón  $S$  se reduce a  $S_r$  y  $C_1$  y  $C_2$  se hayan de la siguiente manera:

$$C_1 = \frac{S_r + \ln\left(\frac{r_h}{r_w}\right)}{S + \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (\text{Ecuación 3.26})$$

$$C_2 = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_h}\right)}{S + \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (\text{Ecuación 3.27})$$

Donde:

$S_r$  = factor de daño después de la estimulación (Adimensional)

El procedimiento hasta ahora descrito, se utiliza para predecir la tasa de producción en función del tiempo. Al graficar este comportamiento se obtendrá una curva similar a la mostrada en la figura 3.2.

#### 5. Cálculos para ciclos sucesivos en la Inyección Cíclica de Vapor:

Los cálculos correspondientes a ciclos sucesivos de inyección presentan la diferencia de tomar en cuenta el calor residual en el yacimiento debido a la acción del ciclo precedente. Esa energía remanente que existe en el yacimiento se calcula mediante:

$$\text{Calor Remanente} = \pi r_h^2 M_s h (T_{avg} - T_r) \quad (\text{Ecuación 3.28})$$

Esta energía calculada debe ser adicionada al calor inyectado en el nuevo ciclo. El método supone que las capas adyacentes superiores e inferiores se encuentran a la misma temperatura del yacimiento, por tanto las pérdidas de calor calculadas serán mayores que las pérdidas de calor reales.

Una importante limitante que posee el modelo de Boberg y Lantz es el considerar las saturaciones de fluidos constantes en el yacimiento, debido a lo cual los resultados correspondientes a los primeros ciclos después del inicial son un poco irreales.

De igual manera existen otros métodos que predicen el comportamiento de pozos sometidos a Inyección Cíclica de Vapor, entre ellos se pueden mencionar el modelo de Boberg y Towson, el modelo Davidson, Miller y Muller, el modelo de Martin, el modelo de Seba y Perry, el modelo de Kuo, el modelo de Shain y Phocas, el modelo de Closmann, Ratliff y Truitt y el modelo de Swaan.

Para ilustrar de mejor forma el procedimiento de Boberg y Lantz, en el Anexo 1 se presenta un ejemplo utilizado por Alvarado y Banzer (2002) para un proceso de Inyección Cíclica de Vapor.

### 3.4.5. Criterios de Selección y Diseño en Proyectos de Inyección Cíclica de Vapor

Tabla 3.2. Criterios de diseño para la Inyección Cíclica de Vapor. (Alvarado y Banzér 2002).

Criterios de Diseño para Proyectos de Inyección Cíclica de Vapor		
Parámetros		Criterio
<b>Petróleo</b>	Viscosidad	> 400 cp (Con. Yac.)
	Gravedad	< 16 °API
<b>Yacimiento</b>	Profundidad	< 4500 pies
	Espesor	≥ 30 pies
	Porosidad	> 25%
	Petróleo <i>In Situ</i>	> 1000 bls/acre-pie
	Permeabilidad	> 1000 mD
	Transmisibilidad	> 100 md-pie/cp
	Temperatura	No Crítica
	Contenido arcilla	< 35%
	Relación Kv / Kh	< 0,6
	Recobro	15% - 20%
	Saturación agua	< 40%
	Calidad del vapor	80% - 85%
P de Inyección	< 1800 lpc	
<b>Agua</b>	Las propiedades del agua connata no resultan críticas. El agua del generador debe ser suave, ligeramente alcalina, libre de oxígeno, de sólidos, de petróleo, de H2S y de hierro disuelto	
<b>Litología</b>	Bajo contenido de arcillas	
<b>Factores favorables</b>	Pozos adaptables a Inyección Cíclica de vapor	
	Disponibilidad de combustible para los generadores de vapor	
	Disponibilidad de agua económica y ligeramente alcalina, libre de H2S, petróleo, hierro disuelto y turbidez	
	Presión de yacimiento adecuada en arenas más finas. Formación homogénea	
<b>Factores desfavorables</b>	Fuerte empuje de agua	
	Capa de gas	
	Fracción de arena total baja	

En la Tabla 3.2 se resumen los criterios de diseño para la implementación de un proceso de Inyección Cíclica de Vapor.

En su mayoría los criterios de diseño conocidos para proyectos de estimulación con vapor están basados en la experiencia de campo, debido a esto resulta difícil establecer parámetros que aseguren un buen proyecto de estimulación por Inyección Cíclica de Vapor.

Se cree que las temperaturas óptimas de operación deberían estar en el orden de 300°F - 400°F. En los casos donde el yacimiento presente presiones por encima de los 700 lpc, se requerirán temperaturas del orden de los 500°F o mayores (Finol, 1978).

Se acostumbra que la Inyección Cíclica de Vapor sea probada directamente en campo, aun en aquellos lugares donde no se haya aplicado el proceso. En los casos donde se poseen datos de prácticas anteriores, el objetivo no será probar sino más bien optimizar la aplicación. Esto se lleva a cabo directamente en campo con ayuda de modelos que se ajustan adecuadamente, o en otros casos con la ayuda de simuladores numéricos térmicos de yacimiento.

Según Prats (1987), para lograr optimizar este proceso térmico, es también necesario estimar la relación entre la cantidad de calor y vapor inyectados, el tiempo de duración de la fase de remojo y de la reacción de la producción durante la secuencia de ciclos de inyección y producción. La mayoría de esta información se obtiene en campo.

Cuando el número de pozos es reducido, resulta más difícil estimar la optimización. Por otra parte, si se cuenta con la producción de un gran número de pozos que producen de formaciones similares, resulta más fácil contar con mayores variables o parámetros operacionales que ayuden a describir las condiciones actuales y a realizar estimaciones en pro de lograr la optimización del proceso.



La respuesta de producción proporciona información que puede catalogarse en las siguientes categorías (Prats, 1987):

- Características de yacimiento:
  - Permeabilidad.
  - Porosidad.
  - Espesor total de arena.
  - Espesor neto de arena.
  - Viscosidad del petróleo a condiciones iniciales de yacimiento.
- Inyección acumulada de vapor.
- Calidad promedio de vapor.
- Duración de la fase del remojo.
- Número de ciclos.

Cada una de estas categorías es utilizada para calcular la operación óptima de la Inyección Cíclica de Vapor, usando el criterio del operador para la aplicación en cada pozo, tomando en cuenta su posición en el yacimiento.

Inevitablemente, uno de los criterios más importantes en el proceso de diseño y selección, es el factor económico. La capacidad de generación de vapor, los pozos a los cuales se destinará dicha capacidad y la justificación de capacidad de generación adicional son factores que invariablemente están sujetos a un criterio económico que busca maximizar el beneficio en cada ciclo realizado.

Se pueden utilizar dos indicadores económicos para los procesos de Inyección Cíclica de Vapor (Prats, 1987), el promedio diario acumulado de la ganancia y el valor presente. Los procedimientos de optimización derivados de los criterios económicos, sin importar cuales sean, están siempre influenciados por las propiedades del yacimiento y el crudo, por tal razón resulta difícil establecer parámetros para todos los yacimientos y tipos de crudos posibles.

La implementación y evaluación de la Inyección Cíclica de Vapor puede encontrar dificultades en la presencia de ciertas condiciones, que harían del proceso de optimización un objetivo más difícil:

- Inyectividad pobre.
- Crudo muy viscoso.
- Yacimiento profundo.
- Presión de yacimiento alta.
- Presencia de grandes casquetes de gas.
- Presencia de zonas acuíferas subyacentes.

Todos los pozos que se someten a Inyección Cíclica de Vapor en un mismo campo, no pueden ser inyectados al mismo tiempo, debido a las limitaciones en la capacidad generadora de vapor y a la cantidad de equipos y tuberías disponibles.

#### **3.4.6. Inconvenientes de la Inyección Cíclica de Vapor**

La Inyección Cíclica de Vapor resulta ser un proceso de estimulación y por ende no implica un aumento en la recuperación final del yacimiento (Alvarado y Banzer, 2002).

Otra de las principales desventajas de la estimulación con vapor es que solamente entre el 30% - 35% del agua inyectada es producida. Esta situación implica que una gran cantidad del agua inyectada se queda en el yacimiento formando zonas de alta saturación de agua en las cercanías de los pozos productores. En la figura 3.8 se ilustran áreas de alta saturación de agua en las cercanías de los pozos estimulados con vapor.

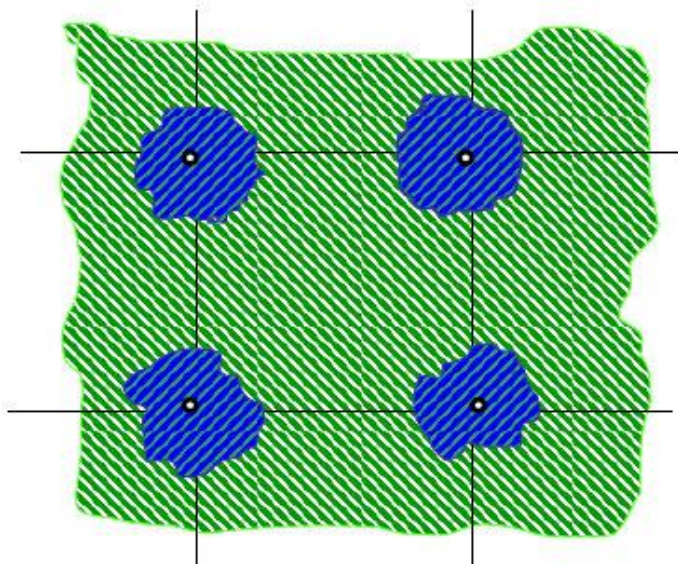


Figura 3.8. Áreas de alta saturación de agua en las cercanías de los pozos estimulados. (Calderón, 2008).

Estas regiones de alta saturación de agua, pueden ocasionar que la aplicación futura de procesos de recuperación desplazantes, resulten ineficientes, ya que la eficiencia areal de barrido será afectada negativamente (ob. cit.).

La estimulación con vapor no es recomendable en lugares donde se presente el fenómeno de subsidencia. En algunos casos el 35% del petróleo producido es debido a la compactación de la roca del yacimiento y el hundimiento de la superficie correspondiente. Dicha compactación se previene procurando la utilización de métodos de desplazamiento, donde el yacimiento conserva una alta presión. Además, la compactación podría generar cambios en la estructura y propiedades de la roca, los cuales generalmente son desfavorables.

Otro fenómeno a tener en cuenta al considerar una estimulación con vapor, es la expansión de las arcillas. Las arcillas sensibles al agua fresca pueden reaccionar dañando la permeabilidad del yacimiento, debido a su hinchamiento.

Por último tenemos las pérdidas de calor asociadas. No todo el calor suministrado por el vapor es transmitido a los fluidos del yacimiento, parte de este calor se transfiere a las formaciones adyacentes, reduciendo de esta manera la eficiencia del ciclo.

### 3.4.7. Parámetros Afectados por la Inyección Cíclica de Vapor

En la Tabla 3.3 se muestra el efecto general que tiene la Inyección Cíclica de Vapor sobre los distintos parámetros roca-fluido.

Tabla 3.3. Parámetros Afectados por la Inyección Cíclica de Vapor (Marcano, 2009).

Parámetros Roca-Yacimiento afectados por la Inyección Cíclica de Vapor	
Parámetro	Efecto
Viscosidad	Disminuye
Factor de daño	Disminuye
Expansión de fluidos y roca	Aumenta
Tensión interfacial agua - crudo	Disminuye
Tensión superficial crudo - roca	Disminuye
Saturación residual (Sor)	Disminuye
Humectabilidad al agua	Aumenta
Presión de abandono	Disminuye

### 3.4.8. Calidad de Vapor

Durante un proceso de vaporización, una sustancia existe como parte líquida y parte vapor, es decir, una mezcla de líquido saturado y vapor saturado. El concepto de calidad ( $x$ ) especifica las cantidades relativas de estas dos fases. Por ende, la calidad se define como la razón de la masa de vapor y la masa total de la mezcla. (Boles y Cengel, 2007).

$$x = \frac{m_{Vapor}}{m_{Total}} \times 100 \quad (\text{Ecuación 3.29})$$

$$\text{Siendo } m_{Total} = m_{Liquido} + m_{Vapor} \quad (\text{Ecuación 3.30})$$

Donde:

$x$  = calidad de vapor (%)

$m_{\text{vapor}}$  = masa del vapor (Fase Gaseosa)

$m_{\text{total}}$  = masa total de la mezcla

$m_{\text{Líquido}}$  = masa del líquido (Fase Líquida)

El concepto de calidad solo se aplica a mezclas saturadas y su valor puede estar entre 0 para líquidos saturados y 1 para vapor saturado.

Una calidad de vapor entre 80% y 90% es el valor promedio que normalmente se utiliza en los métodos de recuperación mejorada basados en vapor. Sin embargo, estos valores pueden cambiar dependiendo de las propiedades del agua y del tratamiento al cual ha sido sometida (Marcano, 2009).

La calidad del vapor inyectado al pozo representa un parámetro muy importante para determinar la cantidad de calor que se inyectará a los pozos y al yacimiento.

#### **3.4.8.1. Medición de la Calidad de Vapor**

La calidad de vapor es un valor difícil de calcular con exactitud. Actualmente, existen varios métodos para medir este parámetro, sin embargo, ninguno es considerado simple y sencillo.

- Método del Separador:

Este método se basa en la separación de la fase vapor de la fase líquida, de manera muy parecida a un separador de petróleo y gas. La tasa de flujo por peso de las fases, cuando estas dejan el separador, dan una indicación directa de la calidad. Al dividir la tasa de flujo por peso de vapor entre las tasas de flujo por peso de las corrientes de agua y vapor se puede calcular la calidad.

Cuando la unidad generadora opera de forma continua, la calidad puede calcularse dividiendo la tasa de vapor en el separador entre la tasa de agua entrante. Algunos generadores comerciales poseen un separador para medir la calidad del vapor (Continuous Steam Injection, s.f.).

- Método de los Cloruros:

El ion Cloruro ( $\text{Cl}^-$ ) resulta un elemento conveniente para medir la calidad. Realizando una titulación química, se compara la concentración de este ion en la parte líquida del vapor con la del agua de alimentación.

Una de los motivos por lo cual se utiliza vapor húmedo (calidad menor al 100%) en los métodos de recuperación térmica, es prevenir la formación de escamas en las cámaras de las calderas, por deposición de sólidos disueltos (Continuous Steam Injection, s.f.).

- Método de la Conductividad:

La conductividad del agua depende de la cantidad de sales disueltas en ella. Mediante este método puede determinarse la calidad, comparando la concentración de sales en el agua de alimentación con la del agua líquida en la salida de la caldera.

El método de la conductividad es similar al de los cloruros, sin embargo se toman en cuenta todas las sales disueltas y no solamente el ión cloruro ( $\text{Cl}^-$ ). La presencia de bicarbonato de sodio ( $\text{NaHCO}_3$ ) en el agua de alimentación es problemática para este método, debido a que este componente se descompone en  $\text{NaCO}_3$  o  $\text{NaOH}$ , los cuales implican errores que se corrigen neutralizando la solución.

Este método resulta ideal para la medición y monitoreo continuo de la calidad (Continuous Steam Injection, s.f.).

- Método de la Placa Orificio:

El método más utilizado para la medición y control de la calidad usa estranguladores de orificio fijo en flujo crítico (Hanzlik, 2009).

Este método, conocido como placa orificio, mide el flujo de vapor a través de una placa orificio, que tiene un borde cuadrado perforado en una placa delgada. Dicha placa es perpendicular a la dirección del flujo que pasa por la tubería. El vapor descargado del orificio consigue su mínima sección transversal (vena contracta) a una distancia corriente abajo, la cual varía con la relación orificio-diametro de la tubería. (Andrango y Castro, 2009).

En la figura 3.9 se ilustra la forma en la cual está ubicada la placa orificio respecto a la tubería.

Según Andrango y Castro (2009), se puede utilizar la ecuación de Venturi (Ecuación 3.31) para inyectores y medidores en la medición de la tasa de flujo de descarga a través de un orificio:

$$W = K \sqrt{\frac{P_1 - P_2}{v}} \quad (\text{Ecuación 3.31})$$

Donde:

W = Tasa másica de flujo (lbm/seg)

K = coeficiente de flujo  $\left( \sqrt{\frac{\text{lbm-pie}^5}{\text{lbf-s}^2}} \right)$

P<sub>1</sub>, P<sub>2</sub> = Presiones de corriente arriba y corriente abajo respectivamente (lbf/pie<sup>2</sup>)

$v$  = Volumen específico de la fase vapor a la presión corriente arriba  
(pie<sup>3</sup>/lbm).

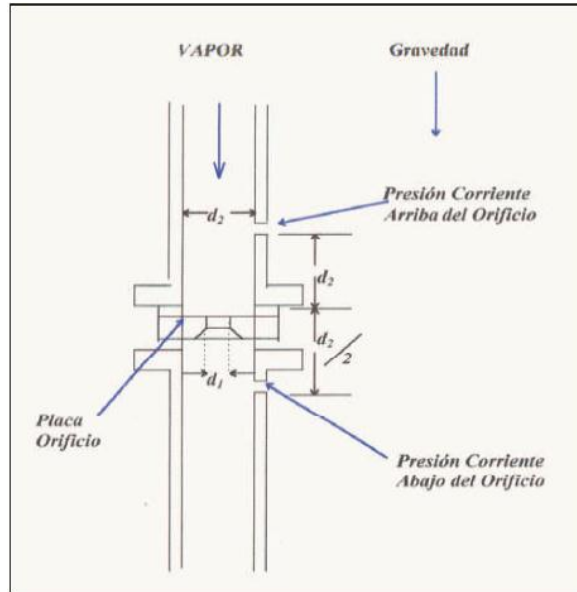


Figura 3.9. Ubicación de la placa orificio respecto a la tubería (Andrango y Castro, 2009).

El coeficiente de flujo ( $K$ ) es determinado empíricamente con pruebas de calibración, obteniéndose que:

$$K = C \times Y \times A \times \sqrt{\frac{2 \times g_c}{1 - \beta^4}} \quad (\text{Ecuación 3.32})$$

Donde:

$C$  = Coeficiente de descarga (adimensional)

$Y$  = Factor de expansión, que permite el cambio de densidad del gas que se expande adiabáticamente de  $P_1$  a  $P_2$  (adimensional)

$A$  = Área de la sección transversal del orificio (pie<sup>2</sup>)

$g_c$  = Constante adimensional (lbm-pie/lbf-s<sup>2</sup>)

$\beta$  = Razón del diámetro del orificio y diámetro de la tubería (Adimensional)



En la figura 3.10 se muestra una gráfica donde plantea el coeficiente de descarga (C) como función del número de Reynolds (basado en diámetro de orificio y velocidad) y la razón diámetro ( $\beta$ ).

La ecuación de flujo Venturi, para medidores e inyectores, mediante la cual se obtiene el factor de expansión (Y) se muestra a continuación:

$$Y = \sqrt{r^{\frac{2}{K}} \left( \frac{K}{K-1} \right) \left( \frac{1-r^{\frac{(K-1)}{K}}}{1-r} \right) \left( \frac{1-\beta^4}{1-\beta^4 r^{\frac{2}{K}}} \right)} \quad (\text{Ecuación 3.33})$$

Donde:

$$r = P_2/P_1$$

k = razón de calor específico ( $C_p/C_v$ )

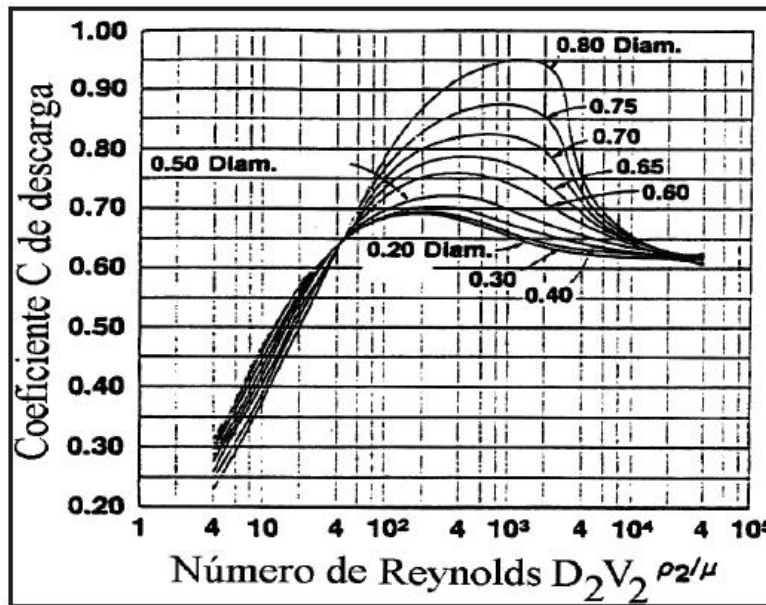


Figura 3.10. Coeficiente de descarga (C) como función del número de Reynolds (basado en diámetro de orificio y velocidad) y la razón diámetro ( $\beta$ ). (Andrango y Castro, 2009).

De ser conocidos el coeficiente del orificio y la tasa de flujo del alimentador de agua, la calidad de vapor puede ser calculada a partir de la ecuación 3.31. De igual manera, es importante conocer el volumen específico de la fase vapor en función de la calidad:

$$v = Xv_g + (1 - X)v_f \quad (\text{Ecuación 3.34})$$

Donde:

$v$  = Volumen específico del vapor húmedo ( $\text{pie}^3/\text{lbm}$ )

$X$  = Calidad de vapor (Fracción)

$v_g$  = Volumen específico de la fase vapor ( $\text{pie}^3/\text{lbm}$ )

$v_f$  = Volumen específico de la fase líquida ( $\text{pie}^3/\text{lbm}$ )

Por último, la calidad de vapor se determina utilizando las ecuaciones 3.31 y 3.34, obteniéndose lo siguiente:

$$X = \frac{K^2(P_1 - P_2)}{W^2(v_g - v_f)} - \left( \frac{v_f}{v_g - v_f} \right) \quad (\text{Ecuación 3.35})$$

La principal ventaja de usar el método de la placa orificio para determinar la calidad de vapor es que la medición es independiente de la composición y ofrece resultados continuamente (Andrango y Castro, 2009).

#### **3.4.8.2. Calidad de Vapor en el Cabezal del Pozo**

En la Inyección Cíclica de Vapor, y en general para los métodos de recuperación térmica que impliquen el uso de vapor, el parámetro calidad de vapor es de suma importancia. Presenta dificultad para ser medido en el cabezal cuando el vapor generado es inyectado a un pozo, además se debe disponer de parámetros como

conductividad, tasa másica del alimentador de agua, entre otros (Andrango y Castro, 2009).

De los términos relacionados al vapor producido en la inyección de vapor, la calidad resulta uno de los más difíciles de determinar con exactitud. Resulta notoriamente complicado obtener una muestra representativa de una corriente bifásica, la cual afecta el significado de cualquier determinación de calidad basada en muestras de una corriente de vapor húmedo (Prats, 1987).

Usualmente se puede calcular la calidad, tomando como punto de partida el aumento de la concentración de cloruros en la fase líquida con respecto del agua de alimentación de los generadores (método de los cloruros). Muchos operadores prefieren utilizar los medidores de orificio, que resultan instrumentos conocidos en los campos petroleros y no requieren muestreo ni separación de gases.

El método de la placa orificio, es la única técnica que permite muestrear toda la corriente y requiere que se conozca el total de la tasa de flujo, la cual es usualmente estimada para cierto punto de interés. Es por esta razón que puede existir cierta incertidumbre en las tasas y calidad de vapor enviada a cada pozo de manera individual; sin embargo la tasa total de inyección de vapor y la calidad promedio se consideran números confiables. Al hablar de la calidad de vapor en el fondo del pozo inyector, la reducción de valores respecto a los presentados en el cabezal generalmente son calculados utilizando los fundamentos de las pérdidas de calor que se dan dentro del pozo (Prats, 1987).

La medición de la calidad de vapor mediante placa orificio utiliza instrumentación simple, compacta, de bajo costo y puede ser movilizadada de pozo a pozo. En la figura 3.11 se muestra el equipo de medición de calidad de vapor desarrollado por la compañía Chevron y que es utilizado en muchos de sus proyectos de inyección de vapor. Este equipo opera con paneles solares como fuente de poder (Hanzlik, 2009).



Figura 3.11. Equipo de medición de Calidad de Vapor desarrollado por la compañía Chevron para sus operaciones de inyección de vapor (Hanzlik, 2009).

Actualmente, nuevos instrumentos han sido desarrollados para medir la fase vapor, tales como *Densitómetros Vibratorios* y *Densitómetros Nucleares*. Los medidores de orificio pueden trabajar en conjunto con el densitómetro para medir la calidad del vapor en el cabezal (Andrango y Castro, 2009).

### 3.5. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

#### 3.5.1. Descripción General del Método de Inyección Continua de Vapor

La Inyección Continua de Vapor se define como un proceso de desplazamiento, y por tal motivo se muestra más eficiente, en la recuperación final, que otros procesos basados en la estimulación con vapor (Alvarado y Banzér, 2002).

Este proceso de recuperación térmica consiste en inyectar vapor al yacimiento de forma continua a través de pozos inyector, creando así un frente o zona de vapor que empuja o desplaza el petróleo hacia pozos productores a una tasa siempre decreciente. En la figura 3.12 se observa la representación del método de Inyección Continua de Vapor en un yacimiento y las zonas de fluidos asociadas al proceso.

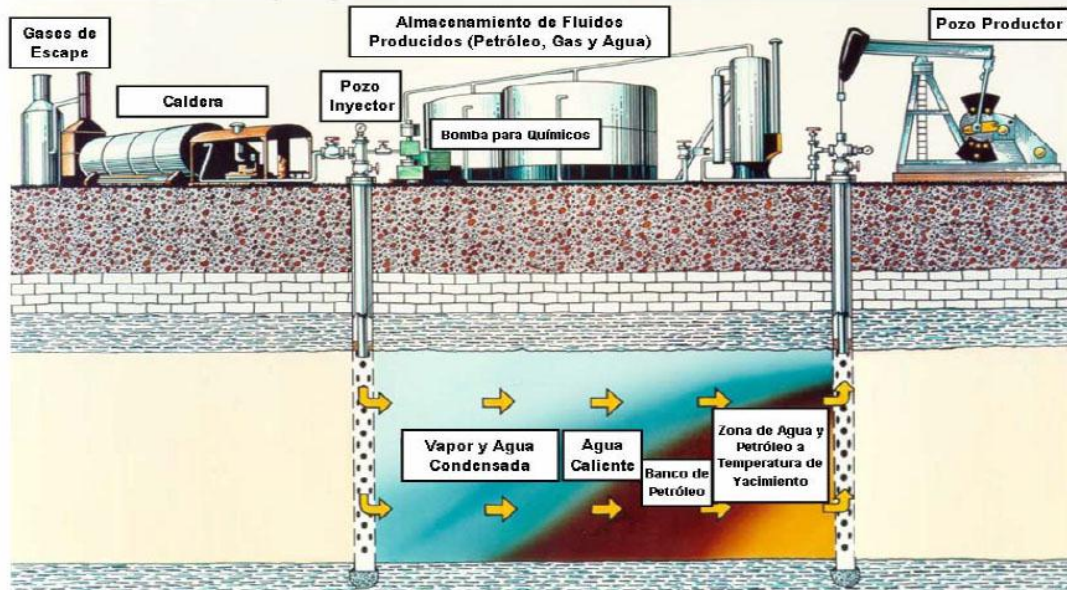


Figura 3.12. Esquema de la Inyección Continua de Vapor y distribución de las zonas de fluidos en el yacimiento (Alvarado y Banzér, 2002).

En la figura 3.13 se muestra otro esquema donde se visualiza el frente de vapor que desplaza el petróleo hacia el pozo productor, dicho frente avanza a una tasa siempre decreciente.

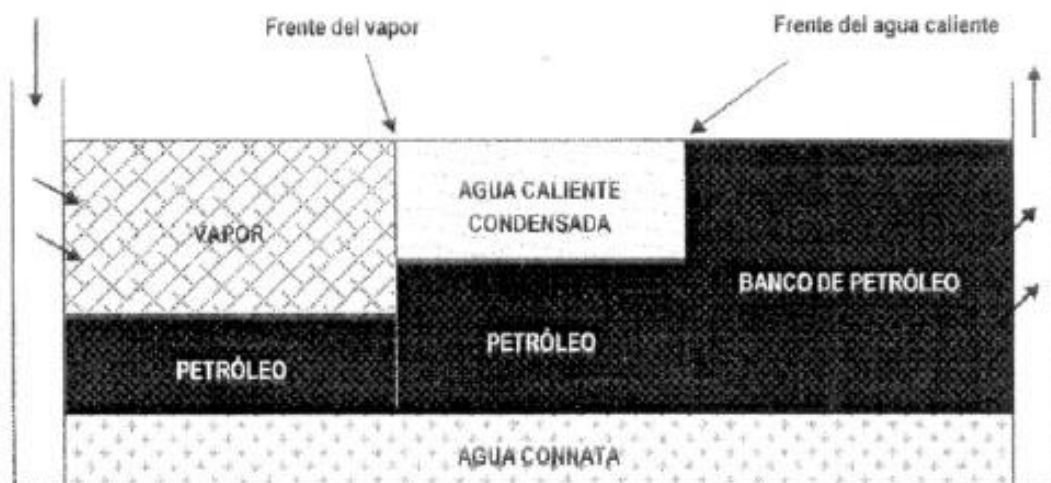


Figura 3.13. Desplazamiento del petróleo por parte del frente que genera la Inyección Continua de Vapor (Paris de Ferrer, 2001).

La Inyección Continua muestra un comportamiento que depende del tamaño del arreglo que presentan los pozos inyectoros y productores, esto se debe a que las pérdidas de calor hacia zonas adyacentes pueden disipar gran parte del calor inyectado. Para reducir las pérdidas de calor asociadas, al ocurrir la irrupción del vapor en el pozo se debe reducir la tasa de inyección de vapor hasta un valor que resulte conveniente. Otras medidas pueden ser ejecutar intervalos de cierre en los pozos productores y perforar pozos productores interespaciados.

Cuando la inyección continua entra en etapas maduras, pueden aplicarse varias opciones para su manejo, tales como dejar de usar vapor e inyectar agua caliente o fría. También pueden cerrarse los inyectoros, mientras los productores se mantienen abiertos (Paris de Ferrer, 2001).

El comportamiento de la Inyección Continua de Vapor es muy diferente al que muestra la Inyección de Agua Caliente, ya que en la primera se cuenta con el efecto de la condensación del vapor de agua. La acción de la fase gaseosa fracciona los componentes más livianos del crudo y permite que estos sean transportados en fase gaseosa (Alvarado y Banzér, 2002).

Cuando el vapor se condensa, también lo hacen los hidrocarburos condensables. Este fenómeno ayuda a reducir la viscosidad del petróleo en el frente de condensación. La condensación del vapor implica un proceso de desplazamiento más eficiente y mejora la eficiencia de barrido. En su totalidad se logra, en la Inyección continua de Vapor, una producción mayor en comparación con la Inyección de agua Caliente.

Actualmente existen gran número de proyectos de Inyección Continua de Vapor, muchos de los cuales comenzaron bajo el esquema de Inyección Cíclica de Vapor. El cambio del método de recuperación se justifica en yacimientos de crudo pesado debido a las mejores perspectivas de recuperación, que pueden manejar valores de entre 40% y 50% (Alvarado y Banzér, 2002).

En contraste, al tratarse de yacimientos de crudo extrapesado o bitumen, donde la movilidad del crudo es tan poca que no puede ser empujado hacia un pozo productor, el uso de Inyección Continua de Vapor es poco eficiente (Al menos que el petróleo sea movilizado previamente de alguna forma). Esta poca efectividad es debida a la resistencia que presenta el petróleo con alta viscosidad. En estos casos La Inyección Cíclica de Vapor presenta mejores resultados.

La relación petróleo-vapor será más baja en la Inyección Continua de Vapor que en la Inyección Cíclica de vapor, debido a que las pérdidas de calor son mayores.

El método de Inyección Continua de Vapor plantea desafíos como el sobrecontrol del vapor, las heterogeneidades del yacimiento y el monitoreo del frente de vapor (Schlumberger, 2006).

### **3.5.2. Mecanismos de Recuperación Asociados a la Inyección Continua de Vapor**

Los tres mecanismos básicos involucrados en la Inyección Continua de vapor son la destilación por vapor, la reducción de la viscosidad y la expansión térmica. Siendo el de mayor influencia la destilación por vapor (Alvarado y Banzér, 2002).

Existen otros mecanismos que influyen en la recuperación de petróleo al utilizar la Inyección Continua, como pueden ser el uso de solventes, empuje por gas en solución y desplazamientos miscibles por efectos de la destilación por vapor. El grado de actuación de cada uno de estos mecanismos dependerá de la naturaleza de las propiedades del petróleo y del medio poroso.

Cuando se comienza el proceso de Inyección Continua, el petróleo en el área de inyección es vaporizado y desplazado hacia adelante. Una fracción de petróleo no vaporizado es dejada atrás. El vapor que avanza se condensa gradualmente, debido a las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, generando una zona de agua caliente que va desplazando el petróleo y enfriándose hasta alcanzar la temperatura original del yacimiento (Ver figura 3.13).

Seguidamente, el proceso de desplazamiento prosigue como en la Inyección de Agua Fría. En la figura 3.12 se pueden distinguir tres zonas: la zona de vapor, la zona de agua caliente y la zona de agua fría. De esta forma la recuperación de petróleo corresponderá a los mecanismos que actúen en cada zona. La recuperación de petróleo en la zona de agua fría será aproximada a la obtenida por inyección de agua convencional, con la diferencia de que la fase efectiva de inyección será mayor a lo que se inyecta como vapor, debido a la expansión del vapor.

En la zona de agua caliente, la viscosidad del petróleo experimentara una drástica disminución por efecto del aumento de la temperatura. Este efecto contribuye



considerablemente con el proceso de recuperación. Si la disminución de la viscosidad es moderada, la influencia del agua caliente será ligeramente mayor a la obtenida con el uso de agua fría convencional. Se considera que el efecto por expansión térmica es responsable de entre el 3% y 5% de la recuperación de petróleo in situ (Alvarado y Banzér, 2002).

El efecto más influyente dentro de la zona de vapor es la destilación por vapor. Esto consiste en la separación de los componentes livianos del petróleo no desplazado por las zonas de agua fría y caliente. Esta vaporización de los componentes livianos es provocada por la presencia de una fase gaseosa y la alta temperatura. La recuperación de dichos componentes livianos puede representar hasta un 20% del petróleo in situ (Alvarado y Banzér, 2002).

Alvarado y Banzér (2002) expresan en su trabajo lo difícil de evaluar cuantitativamente la contribución de estos mecanismos. En la zona de vapor también actúa el mecanismo de empuje por gas en solución, aportando alrededor del 3% de la recuperación total. Por último se debe considerar el efecto de la formación de CO<sub>2</sub> (y otros gases) como resultado de las reacciones entre el vapor de agua y el petróleo (Acuatermólisis) (ob. cit.)

### 3.5.3. Criterios de Selección y Diseño en Proyectos de Inyección Continua de Vapor

Tabla 3.4. Criterios de diseño para la Inyección Continua de Vapor. (Alvarado y Banzér 2002).

Criterios de Diseño para Proyectos de Inyección Continua de Vapor		
Parámetros		Criterio
<b>Petróleo</b>	Viscosidad	20 - 10000 cp
	Gravedad	< 25 °API
<b>Yacimiento</b>	Profundidad	< 4500 pies
	Espesor	> 30 pies
	Porosidad	> 30%
	Petróleo <i>In Situ</i>	> 500 bls/acre-pie
	Permeabilidad	> 200 mD
	Transmisibilidad	> 100 md-pie/cp
	Temperatura	No Crítica
	Contenido arcilla	< 35%
	Relación Kv / Kh	< 0,6
	Recobro	40% - 50%
	Saturación agua	< 50%
	Calidad del vapor	80% - 85%
P de Inyección	400 lpc - 1800 lpc	
<b>Agua</b>	Las propiedades del agua connata no resultan críticas. El agua del generador debe ser suave, ligeramente alcalina, libre de oxígeno, de sólidos, de petróleo, de H <sub>2</sub> S y de hierro disuelto	
<b>Litología</b>	Bajo contenido de arcillas	
<b>Factores favorables</b>	Disponibilidad de pozos con alta porosidad	
	Disponibilidad de combustible para los generadores de vapor	
	Alta calidad de agua y alta densidad de pozos	
	Alto espesor neto con relación al total	
<b>Factores desfavorables</b>	Fuerte empuje de agua	
	Capa grande de gas	
	Fracturas extensivas	

En la Tabla 3.4 se resumen los criterios de selección y diseño para la implementación de un proceso de Inyección Continua de Vapor.

### **3.6. DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL ALTERNO CON VAPOR (HASD)**

#### **3.6.1. Descripción General del Método HASD**

El proceso HASD (Horizontal Alternating Steam Drive) se define como la combinación de la Inyección Cíclica y Continúa de Vapor usando pozos horizontales.

Se considera un proceso optimizado de empuje con vapor y fue concebido por la compañía TOTAL (Francia) en el año 2000 (Lechiguero, 2010). Posee al mismo tiempo las ventajas de la Inyección Cíclica y Empuje Continuo con Vapor (Inyección Continua).

Este método utiliza pozos horizontales, colocados uno al lado del otro en la zona baja del yacimiento y con un espaciamiento similar al utilizado en SAGD. Cada pozo sería inyector y productor de forma alterna, pero los periodos de inyección y producción serían iguales y coordinados entre pozos vecinos, es decir, cuando un pozo cambia a productor su vecino cambia a inyector. Durante el proyecto se tendrá el mismo número de pozos inyectores y productores.

El período de tiempo típico para cambiar la modalidad de los pozos puede estar alrededor de los seis meses.

En la figura 3.14 se muestra el esquema general del proceso HASD, donde se observa la alternancia de los pozos, para funcionar como inyectores o productores según la fase del proceso. Se dice que el proceso HASD ha realizado un ciclo cuando sus pozos han cumplido con su función de inyección y producción de forma consecutiva.

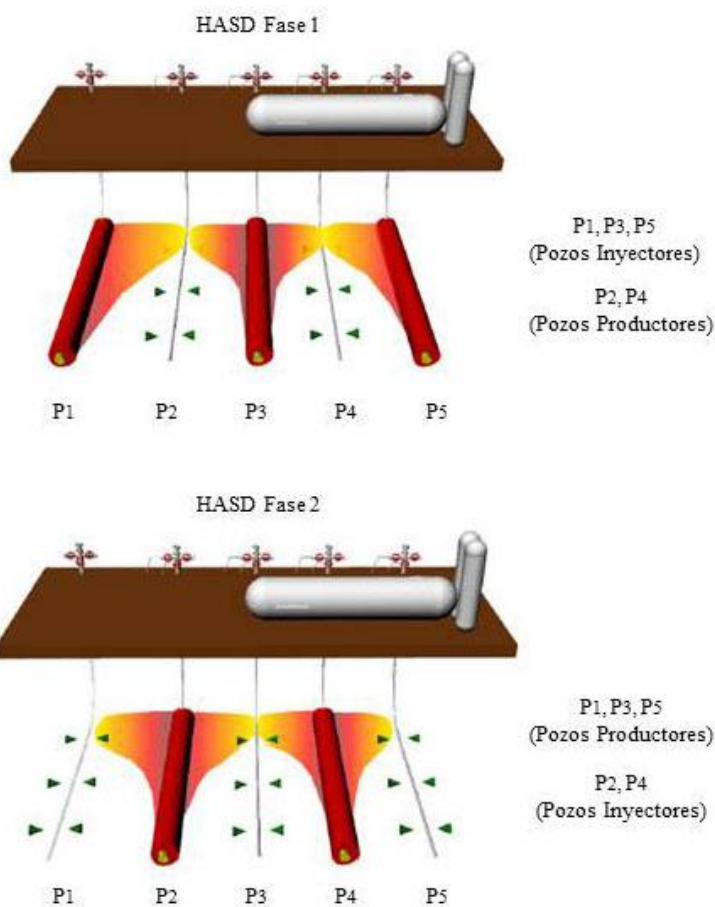


Figura 3.14. Esquema general del proceso HASD. Los pozos se alternan para ser inyectores o productores según la fase del proceso (Bashbush y Fernández, 2008).

### 3.6.2. Mecanismos de Recuperación Asociados al Proceso HASD

A medida que el vapor es inyectado en el proceso HASD, la cámara de vapor que se crea alrededor de los pozos inyectores es lateralmente empujada por la diferencia de presión que se crea entre los pozos inyectores y los productores horizontales adyacentes (Sánchez, 2010).

Desde un punto de vista de los mecanismos de recuperación asociados, el proceso HASD se caracteriza por mostrar un empuje lateral significativo (Alvarado y Banzér, 2002).

En la figura 3.15 se puede apreciar la representación digital, obtenida mediante simulación numérica, de la distribución del vapor y su temperatura en un yacimiento tipo Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) de entre 20-50 pies de espesor, después de cinco años bajo proceso HASD. Las superficies representan no solo la distribución del vapor y su temperatura, sino también el barrido efectivo que se realiza en el yacimiento a su vez que disminuye la viscosidad del crudo y se mejora el drenaje del mismo.

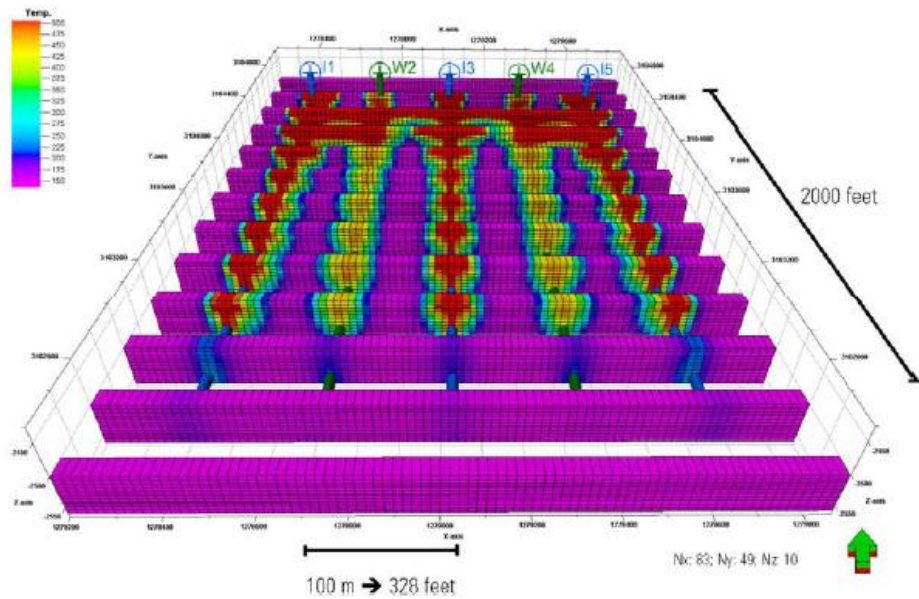


Figura 3.15. Distribución del vapor y su temperatura en un yacimiento tipo FPO (20-50 pies), después de cinco años bajo proceso HASD (Bashbush y Fernández, 2008).

La simulación numérica permite visualizar el efecto de los procesos térmicos en el yacimiento, pudiendo incluso en etapas tempranas inferir su factibilidad. Mediante su aplicación constante, el proceso HASD logra la tendencia de una unión en las cámaras de vapor generadas por los pozos en sus etapas de inyección, logrando así mayor recuperación de petróleo.

La figura 3.16 muestra superficies isotérmicas que representan la distribución del vapor en un yacimiento tipo FPO de entre 20-50 pies de espesor, a los ocho años de

haber iniciado el proceso HASD y utilizando un 80% de calidad. Puede notarse la tendencia de las cámaras de vapor a unirse, mejorando así el recobro del crudo.

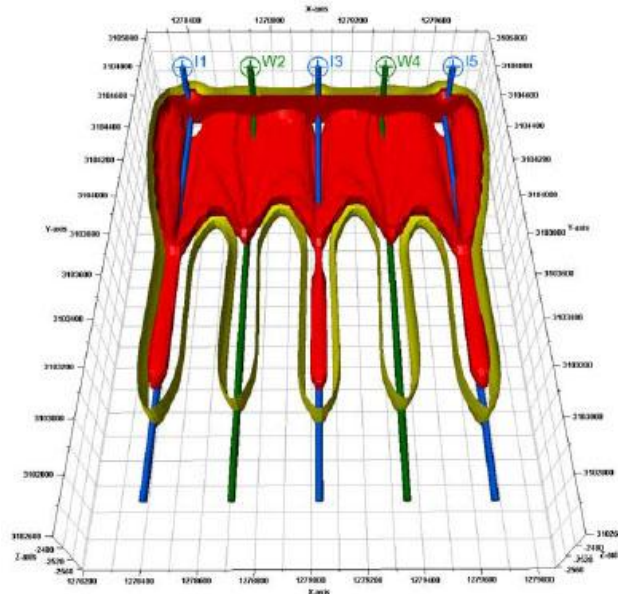


Figura 3.16. Superficies isotérmicas que muestran la distribución de vapor en un yacimiento tipo FPO (20-50 pies), después de ocho años bajo proceso HASD a 80% de calidad de vapor. La superficie de color rojo corresponde a una temperatura de 600 °F y la amarilla a 200 °F (Bashbush y Fernández, 2008).

El proceso HASD aumenta la temperatura y mejora el contraste de movilidad entre el agua y el petróleo en las cercanías del pozo productor, a su vez que aplica fuerte gradiente de presión. Debido a los resultados obtenidos en simuladores conceptuales, se le considera adecuado para su aplicación en presencia de acuíferos de fondo, ya que la presencia de este último no afecta el comportamiento del proceso, sino más bien el acuífero limita su comportamiento en presencia del proceso HASD. Sin embargo deben tenerse en cuenta las limitaciones asociadas a la simulación térmica (Alvarado y Banzér, 2002).

### 3.6.3. Criterios de Selección y Diseño en Proyectos HASD

En la Tabla 3.5 se resumen los criterios de selección y diseño para la implementación de un proceso HASD.

Tabla 3.5. Criterios de diseño para el proceso HASD. (Lechiguero, 2010).

Criterios de Diseño para Proyectos de Inyección Cíclica de Vapor		
Parámetros		Criterio
Petróleo	Viscosidad	50 - 8000 cP
	Gravedad	< 16 °API
Yacimiento	Profundidad	< 4500 pies
	Espesor	≥ 20 pies
	Porosidad	> 20%
	Petróleo <i>In Situ</i>	-
	Permeabilidad	-
	Transmisibilidad	-
	Temperatura	No Crítica
	Contenido arcilla	< 35%
	Relación Kv / Kh	< 0,6
	Recobro	30% - 60%
	Saturación agua	< 40%
	Calidad del vapor	80% - 100%
	P de Inyección	< 1800 lpc
SOR	2-4	

Una variante importante del proceso HASD, que podría llamarse HASD3 (Alvarado y Banzér, 2002), es la colocación de un pozo productor frío entre cada pareja inyector-productor. Con esto se aumentaría la capacidad de producción, ya que se mejora la disminución de presión del sistema y se aumenta el barrido lateral del crudo. Esta variante podría requerir el uso de disolventes en el pozo productor en frío o incluso podría contemplarse la posibilidad en él mismo estimulación con vapor.

Comparado con el proceso SAGD, HASD requiere la mitad de los pozos en su diseño, lo cual reduce a la mitad los costos de perforación. Adicionalmente, la posible utilización de HASD en arenas de entre 20 y 50 pies de espesor representa una gran ventaja operacional, mientras que el proceso SAGD requiere para su aplicación espesores mayores a 50 pies (Lechiguero, 2010).

En la figura 3.17 se muestra la comparación entre los procesos HASD y SAGD, donde puede evidenciarse la menor cantidad de pozos utilizados por HASD y su aplicabilidad en formaciones productoras con menor rango de espesores.

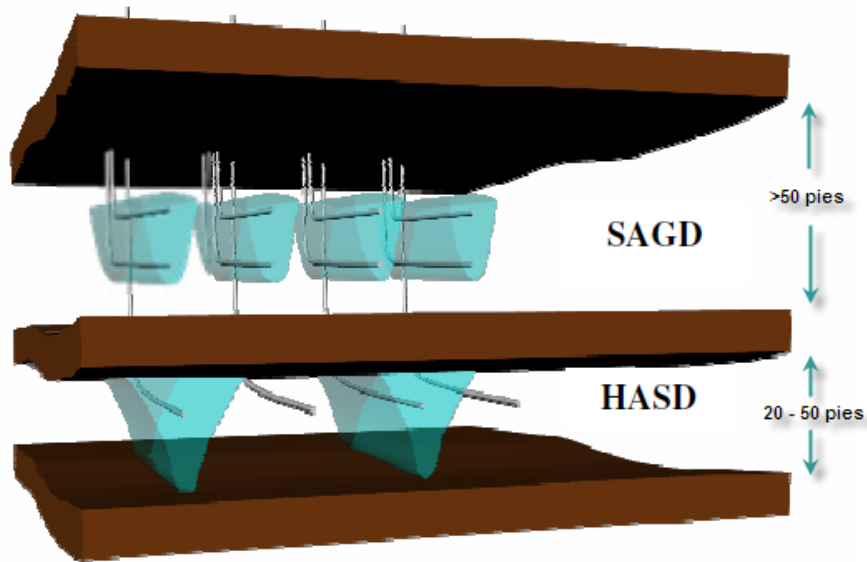


Figura 3.17. Comparación entre los procesos HASD y SAGD. HASD utiliza menor número de pozos y es aplicable en formaciones de menores espesores (Lechiguero, 2010).

Dentro de las desventajas presentadas por el proceso HASD, se pueden mencionar el considerable estrés térmico al cual se someten el fondo del pozo, la cementación y las completaciones.



### **3.7. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD)**

#### **3.7.1. Descripción General del Método 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 (Alvarado y Banzér, 2002). 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. El pozo inferior se cambia a productor (Lechiguero, 2010).

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 movilizarse 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 3.18 se ilustra el proceso SAGD mediante la sección vertical de la cámara de vapor. En él 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 3.18. Sección vertical del método SAGD. Movilización de los fluidos en el sistema (Lechiguero, 2010).

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 más reducida. 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.

### 3.7.2. Mecanismos de Recuperación Asociados al Proceso SAGD

Como se muestra en la figura 3.19, 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 (Schlumberger, 2006).

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 (Lechiguero, 2010).

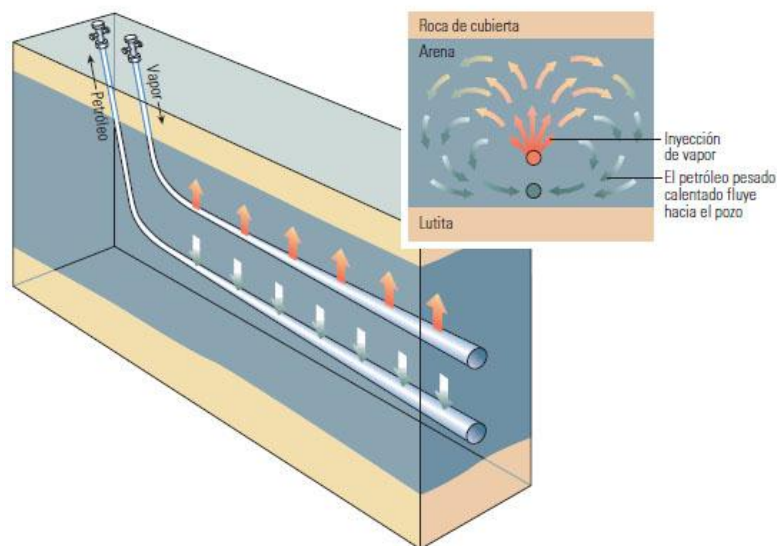


Figura 3.19. Esquema general de pozos inyector y productor en configuración SAGD. Los mecanismos principales de producción son la reducción de la viscosidad y movilización del petróleo por acción del drenaje gravitacional (Schlumberger, 2003).

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 MMbbls (Lechiguero, 2010).

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 (Lechiguero, 2010).

### 3.7.3. Criterios de Selección y Diseño en Proyectos SAGD

En la Tabla 3.6 se resumen los criterios de selección y diseño para la implementación de un proceso SAGD.

Tabla 3.6. Criterios de diseño para el proceso SAGD. (Lechiguero, 2010).

Criterios de Diseño para Proyectos SAGD		
Parámetros		Criterio
<b>Petróleo</b>	Viscosidad	> 200 cP
	Gravedad	6°- 15 °API
<b>Yacimiento</b>	Profundidad	< 4600 pies
	Espesor	≥ 50 pies
	Porosidad	> 26%
	Petróleo <i>In Situ</i>	> 500 bls/acre-pie
	Permeabilidad	>2 Darcy
	Transmisibilidad	-
	Temperatura	No Crítica
	Contenido arcilla	< 35%
	Relación Kv / Kh	> 0,8
	Recobro	30% - 60%
	Saturación agua	25% - 40%
	Calidad del vapor	100%
	P de Inyección	200 - 1800 lpc
	SOR	2-4

### **3.8. NUEVAS TECNOLOGÍAS RELACIONADAS A LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**

#### **3.8.1. Proceso SAGD Híbrido (Combinación CSS-SAGD)**

El proceso SAGD Híbrido, no es más que una combinación optimizada de los procesos de Inyección cíclica de vapor (CSS) y Segregación Gravitacional asistida por vapor (SAGD). Cuenta con la misma configuración de pozos del método SAGD rápido.

Se perforan dos parejas de pozos SAGD típicas, cada pareja con un pozo inyector arriba y un pozo productor debajo, adicionalmente a esta configuración se le agrega un pozo CSS en medio de las parejas SAGD y un pozo CSS a cada lado de las mismas en los límites externos de la configuración.

Los pozos CSS se colocan paralelos y a la misma profundidad que los productores SAGD, esta configuración se muestra en la Figura 3.20. La separación entre los pozos puede estar entre 50 metros y 80 metros de distancia.

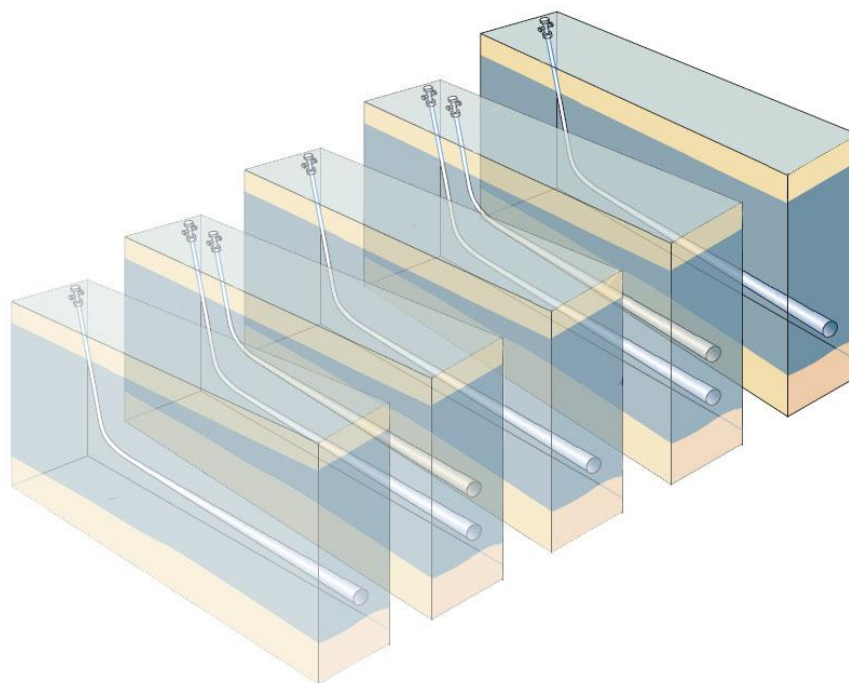


Figura 3.20. Configuración de pozos del proceso SAGD Híbrido.

Sin embargo, los pozos son operados de manera muy distinta al método SAGD rápido. El SAGD Híbrido comienza con el proceso de Inyección Cíclica de Vapor en un patrón escalonado, inyectando vapor a través de todos los pozos como lo muestra la figura 3.21. A una presión mayor que la presión de fractura de la formación forzando al vapor y el condensado del vapor a entrar al yacimiento, aumentando la movilidad del crudo y la permeabilidad de la formación.

Debido a que los pozos en configuración SAGD y los Pozos CSS operan a la misma presión de inyección, la tendencia del vapor a atravesar rápidamente el área entre los pozos es muy reducida, generando con más eficiencia la cámara de vapor.

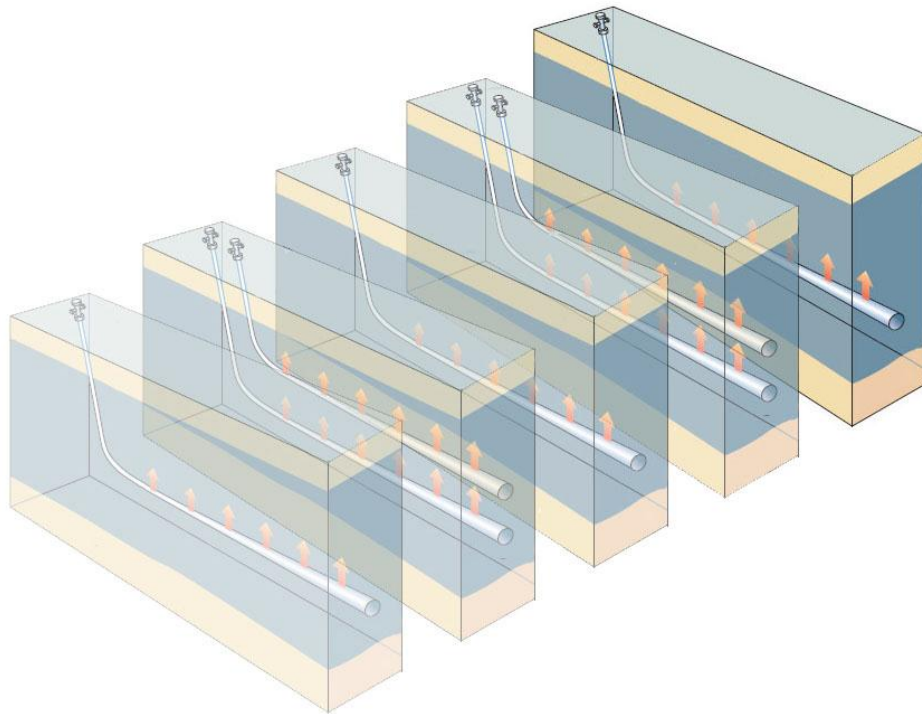


Figura 3.21. Inyección de vapor del proceso CSS a través de todos los pozos.

La disposición de los pozos CSS y los pozos en configuración SAGD mejoran el desplazamiento lateral de la cámara de vapor, calentando mayor área de la formación. Luego comienza la etapa de producción del proceso de CSS, en donde los cinco pozos de la zona inferior operan como productores y los dos pozos en la parte superior permanecen cerrados (ver figura 3.22).

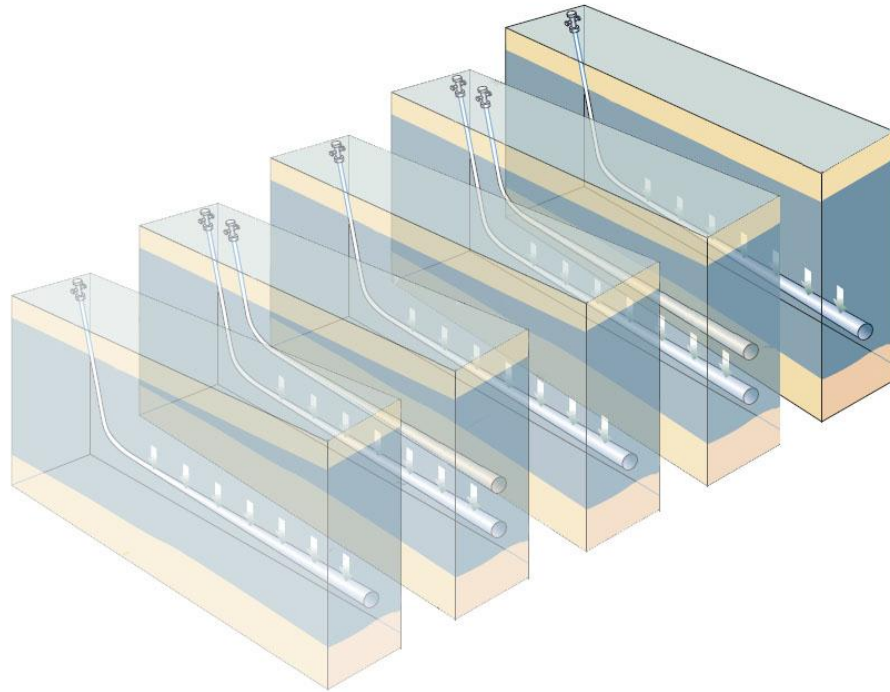


Figura 3.22. Producción del proceso CSS a través de todos los pozos inferiores.

Los ciclos de inyección y producción del proceso de inyección cíclica de vapor, culminan cuando las cámaras de vapor de los pozos CSS y los pozos en configuración SAGD entran en contacto, lo que ocurre para el tercer ciclo en el caso desarrollado por los investigadores (G. Coşkuner 2009) en las simulaciones hechas en el área de Cold lake, Athabasca Canadá.

Después que las cámaras de vapor entran en contacto, comienza la etapa final con la implementación del proceso SAGD de forma continua, inyectando vapor de forma continua en los inyectores SAGD y produciendo de forma continua en los cinco pozos de la parte inferior de la formación como lo muestra la figura 3.23.



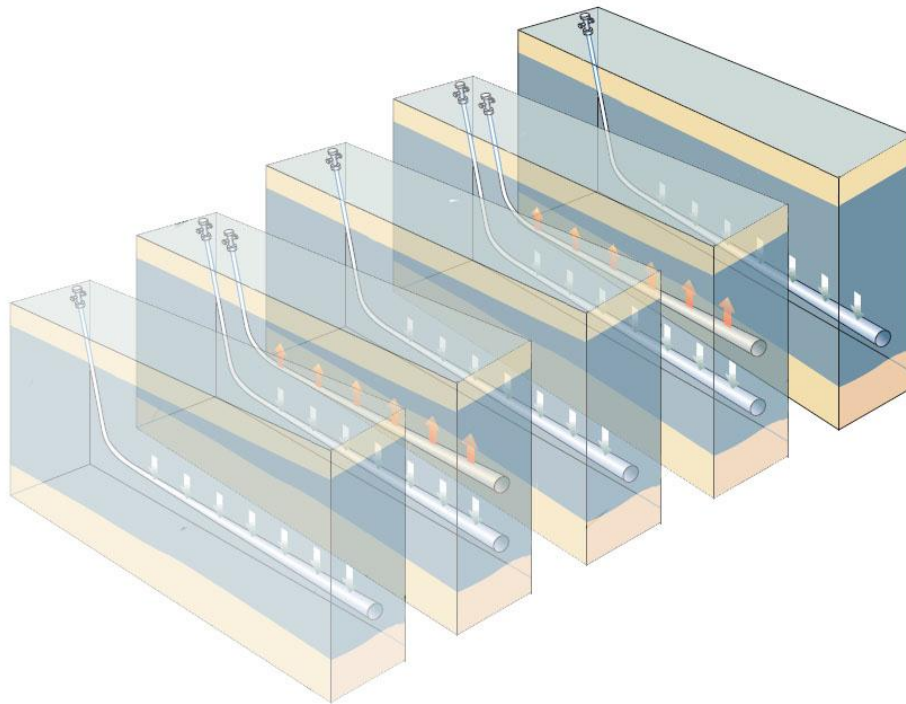


Figura 3.23. Proceso SAGD inyección continua en los dos pozos superiores y producción continua en los cinco pozos inferiores.

La ventaja del proceso SAGD Híbrido, es que al iniciar las operaciones de la fase CSS lo hacen con una presión superior a la presión de fractura, que sumado a la configuración de los pozos le permite calentar más volumen del yacimiento en un tiempo corto. Teniendo en cuenta que la generación de la cámara de vapor se ve afectada por la heterogeneidad del yacimiento. Sin embargo el proceso SAGD Híbrido presenta una mayor producción y factor de recobro en comparación con los métodos CSS, SAGD y SAGD Rápido.

Se debe señalar que este nuevo método difiere de la combinación de CSS y SAGD que usualmente se utiliza en la industria petrolera, en donde al final de la vida comercial del proceso CSS se comienza con el proceso SAGD, en cambio el proceso SAGD Híbrido se comienza con un pequeño número de ciclos CSS y después se da inicio al proceso SAGD, en un punto en donde el proceso CSS todavía es económicamente viable.

### **3.8.2. Proceso SAGD Rápido (Combinación CSS-SAGD)**

En el proceso SAGD Rápido se perforan dos parejas de pozos SAGD típicas, cada pareja con un pozo inyector arriba y un pozo productor debajo, adicionalmente a esta configuración se le agrega un pozo CSS en medio de las parejas SAGD y un pozo CSS a cada lado de las mismas en los límites externos de la configuración, los pozos CSS se colocan paralelos y a la misma profundidad que los productores SAGD, esta configuración se muestra en la figura 3.24. La separación entre los pozos puede estar entre 50 metros y 80 metros de distancia.

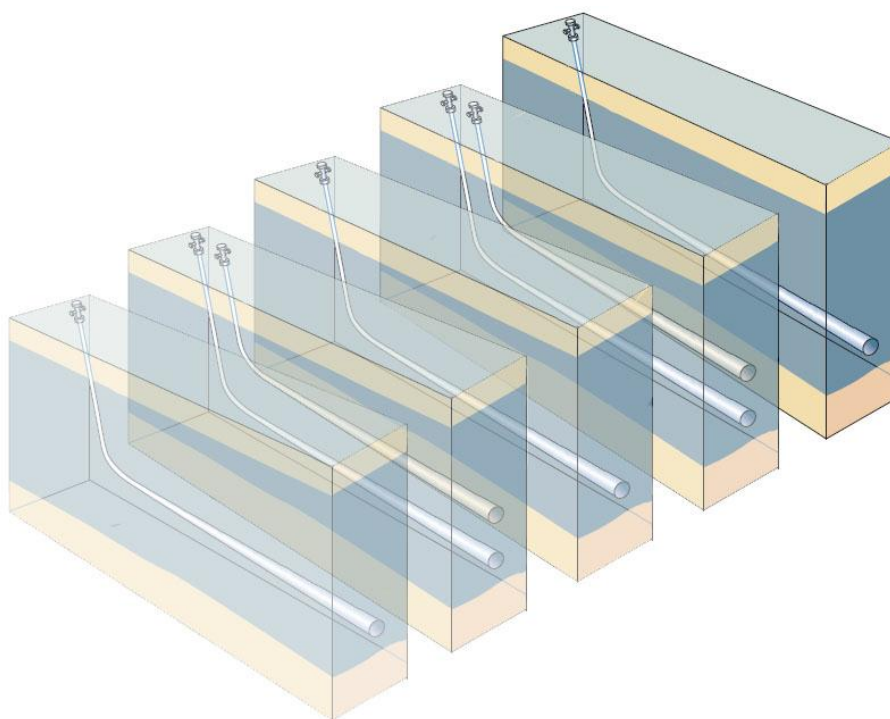


Figura 3.24. Configuración de Pozos del Proceso SAGD Rápido.

El proceso SAGD Rápido, comienza con el precalentamiento por parte de las dos parejas de pozos en configuración SAGD como lo muestra la Figura 3.25. A través de la inyección de vapor, se moviliza el petróleo entre ellos, luego comienza con la operación de las parejas de pozos SAGD tanto de los pozos inyectores como de los pozos productores (ver figura 3.26), a baja presión por debajo de la presión de

fractura de la formación. Esto ocurre hasta que la cámara de vapor de los pozos inyector SAGD alcanza el tope de la formación. Dando comienzo a la segunda etapa del proceso.

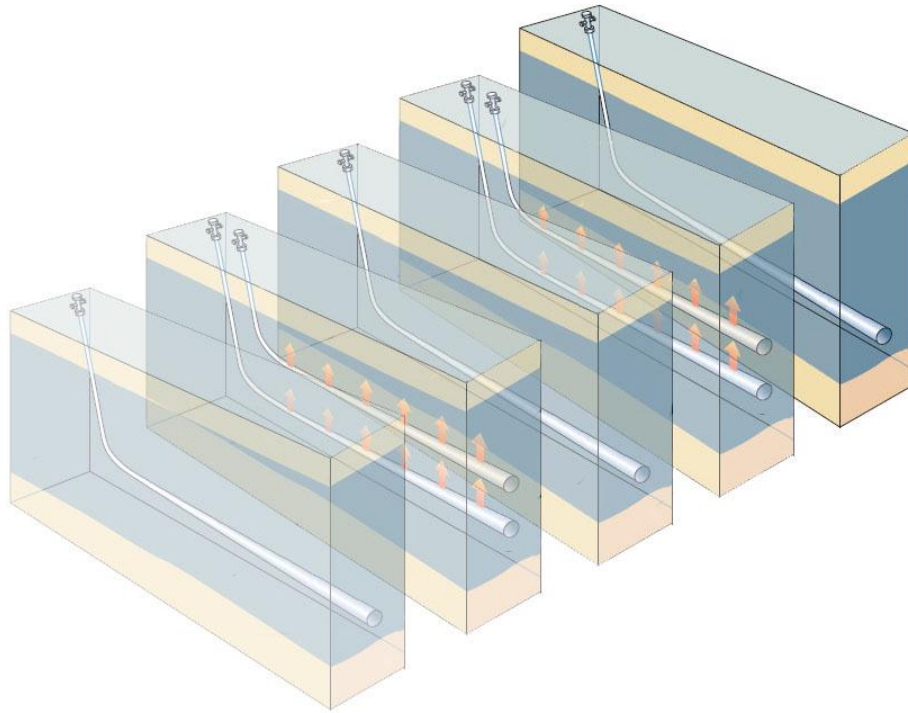


Figura 3.25. Precalentamiento de parejas de pozos en configuración SAGD.

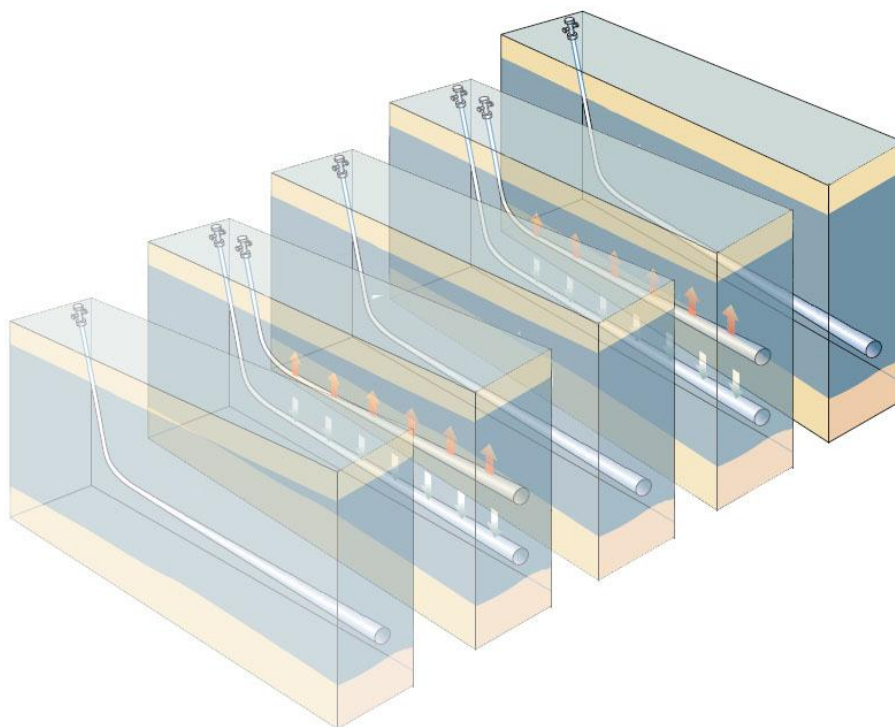


Figura 3.26. Operación de los Pozos SAGD.

Esta segunda etapa es donde se comienza la operación de Inyección Cíclica de Vapor (CSS por sus siglas en inglés) simultáneamente en los tres pozos CSS y en los dos pozos superiores SAGD como se muestra en la figura 3.27. En cuanto a los dos pozos inyector SAGD en la parte superior de la formación, estos trabajan a una presión inferior a la que operan los pozos CSS del fondo.

Una vez finalizado el ciclo de inyección, son cerrados los cinco pozos inyectores, después de esto los tres pozos CSS son abiertos a producción, mientras que los pozos productores de la configuración SAGD se encuentran en funcionamiento constante, desde el principio del proceso y a través de todas las etapas (ver figura 3.28).

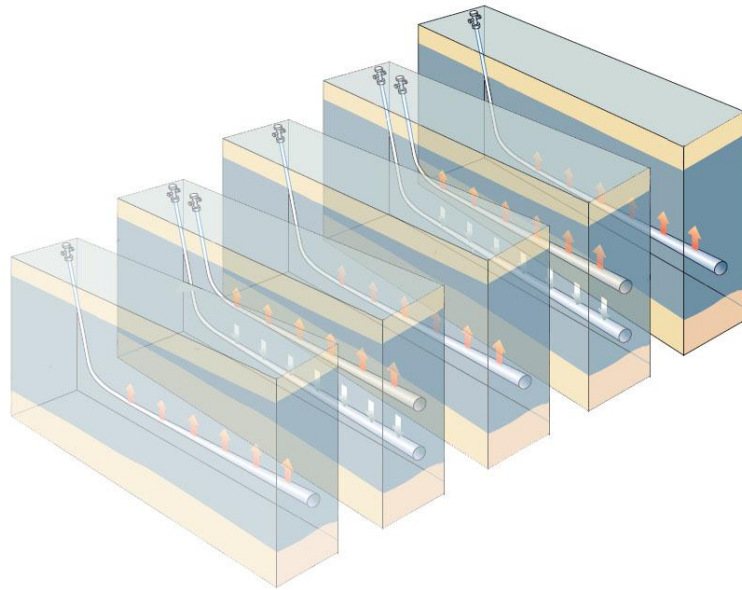


Figura 3.27. Operación de inyección del ciclo CSS en pozos superiores SAGD y en los tres pozos inferiores CSS. Producción simultánea de los dos pozos inferiores SAGD.

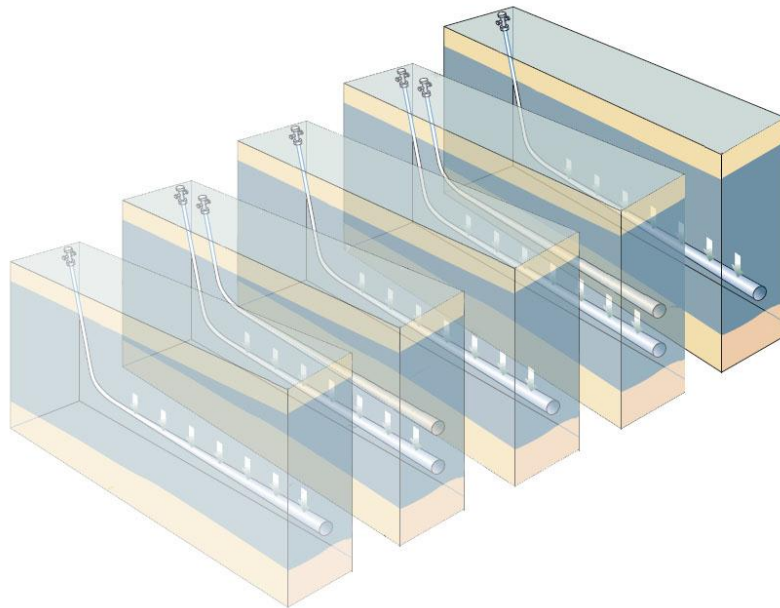


Figura 3.28. Operación de producción del ciclo CSS en todos los pozos inferiores mientras que los dos superiores se encuentran cerrados.

El propósito de los pozos CSS en la parte inferior de la formación, es el crecimiento y propagación de la cámara de vapor lateralmente (ver figura 3.29). Los ciclos de

inyección y producción del proceso de inyección cíclica de vapor, terminan cuando la cámara de vapor de los pozos de la parte inferior de la formación, entra en contacto con la cámara de vapor de los pozos inyectores en la parte superior de la formación, lo que ocurre alrededor del tercer o cuarto ciclo de la inyección cíclica de vapor.

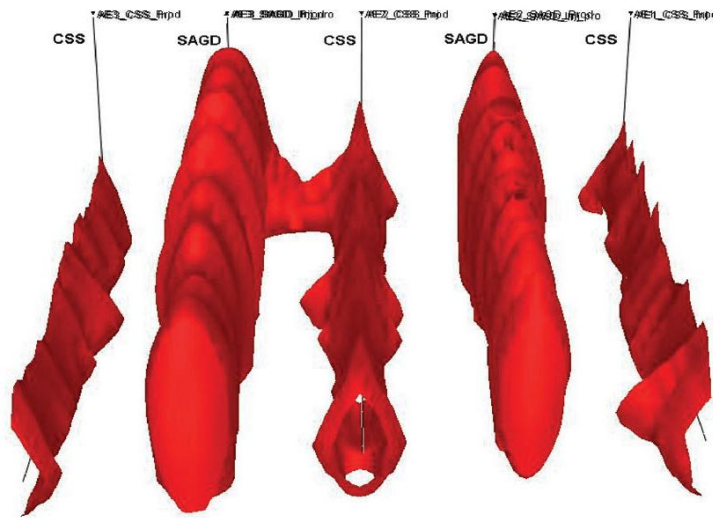


Figura 3.29. Superficie de Isotemperatura (100°C) que muestra la distribución de las cámaras de vapor (Coskuner, 2009).

Luego que las cámaras de vapor entran en contacto comienza la tercera y última etapa, en donde los tres pozos CSS pasan a ser solo productores y las parejas de pozos en configuración SAGD entran en un proceso SAGD típico como se muestra en la figura 3.30, en donde los pozos superiores inyectan vapor continuamente y los pozos inferiores producen continuamente, quedando en total dos pozos superiores inyectores y cinco pozos productores inferiores.

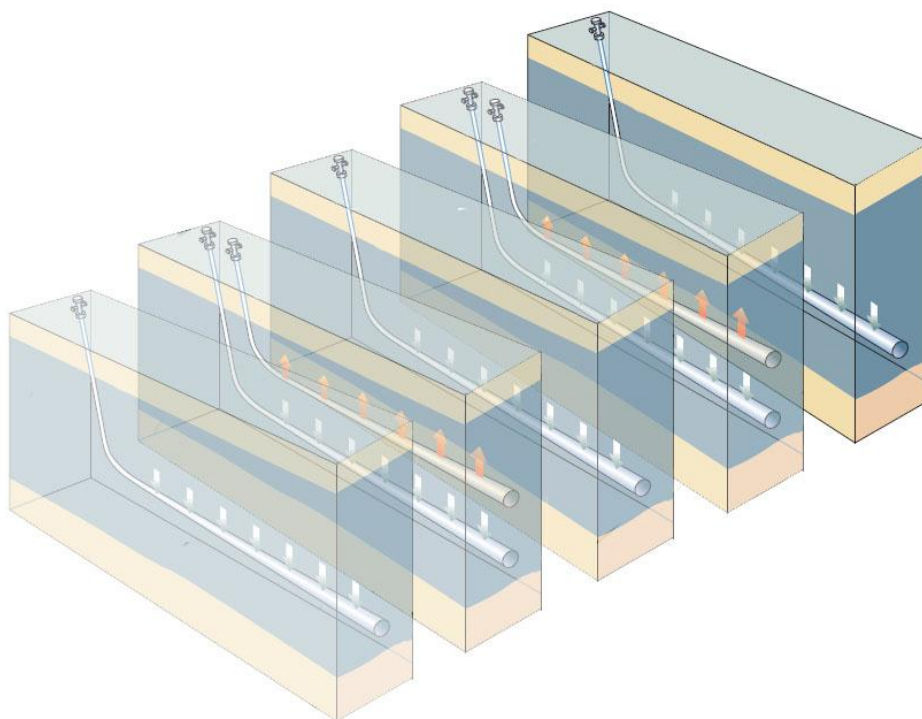


Figura 3.30. Proceso SAGD inyección de los dos pozos superiores y producción de los cinco pozos inferiores.

El autor que propone el proceso SAGD Rápido, (Coşkuner, 2009) utilizó el simulador STARS en tres dimensiones, considerando la distribución de las propiedades petrofísicas y la heterogeneidad del yacimiento para la producción de bitumen. El área de estudio considerada fue tipo Cold Lake en Athabasca, Canadá. Los resultados de esta investigación son presentados más adelante, en la sección de casos de estudio referente a Canadá.

La ventaja de este proceso es que logra una mejor expansión lateral de la cámara de vapor, y cuenta con más pozos productores para mejorar la producción. La desventaja principal es la presión superior de los pozos CSS en comparación con los pozos inyectoros SAGD, lo que hace que el vapor de los pozos CSS llegue prematuramente a la cámara de vapor SAGD, lo que resulta en un deficiente calentamiento del área entre los pozos. Otra desventaja del proceso es que no se fractura la formación, lo que

limita la movilidad del bitumen y una mejor distribución del vapor o condensado de vapor en la formación.

### 3.8.3. Inyección Cíclica de Vapor Selectiva

Este método de recuperación térmica tiene un procedimiento muy parecido a la Inyección Cíclica de Vapor convencional, donde se inyecta vapor a través del pozo por un periodo aproximado de una a tres semanas, para luego pasar a un tiempo de remojo, donde se cierra el pozo por un tiempo de uno a cinco días, con el objetivo de transferir el calor necesario para disminuir la viscosidad del crudo y posteriormente se abre el pozo a producción.

La diferencia radica en que el vapor se aplica distributivamente en varios puntos de la sección horizontal del pozo, con el fin de aumentar el área calentada, incrementando la tasa de producción y la producción total. El área calentada por el método de Inyección Cíclica de Vapor e Inyección de Cíclica de Vapor Selectiva, se ilustra en la figura 3.31 y figura 3.32 respectivamente.

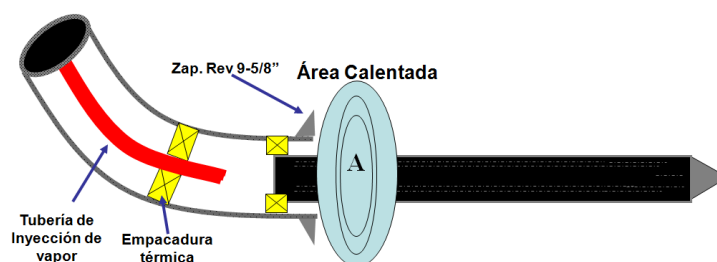


Figura 3.31. Inyección Cíclica de vapor Convencional (PDVSA, 2008).



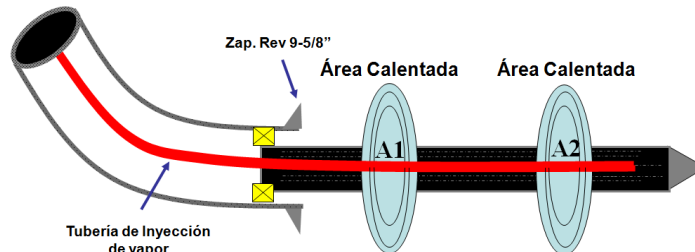


Figura 3.32. Inyección Cíclica de Vapor Selectiva (PDVSA, 2008).

Esta técnica es usada actualmente en Venezuela, en bloque Ayacucho de la faja petrolífera del Orinoco, más específicamente en el campo Bare del estado Anzoátegui, en donde ha demostrado ser un excelente mecanismo de recuperación térmica, alcanzando un aumento de la tasa de producción promedio de 185% y en su punto más alto de 227% (PDVSA, 2008).

En la tabla 3.7, se muestran los criterios generales de aplicación de la Inyección Cíclica de Vapor Selectiva tanto a nivel de pozo como a nivel de yacimiento.

Para realizar la completación térmica de un pozo con la tecnología de Inyección Cíclica de Vapor Selectiva se debe tener en cuenta que: la sarta de inyección debe ser bajada en un solo viaje, los equipos deben ser fáciles de extraer y que puedan ser reutilizables, que las salidas de vapor puedan ser ajustables para controlar la cantidad de vapor a inyectar y que los puntos de salida no causen impacto directo al ranurado. El uso de tubería preaislada para que el vapor llegue al fondo con alta calidad (80%) (PDVSA, 2008).

Tabla 3.7. Criterios de aplicación de CSS Selectiva (PDVSA, 2008).

Criterios de Aplicación de la Tecnología CSS Selectiva		
	Parámetro	Criterio
Yacimiento	Profundidad	< 4500 pies
	Presión	< 700 Lpc
	Espesor Promedio	> 30 pies
	Viscosidad	> 600 cP
	Porosidad	> 20%
	Permeabilidad	> 1 Darcy
	Grandes reservas recuperables	
	Baja producción de agua	
	Bajo contenido de arcillas	
Pozo	Sección horizontal	< 2500 pies
	Punto final de Inyección	< 6000 pies
	Revestidor	9-5/8", preferiblemente N-80, 43,5 Lb/pies
	Cementado hasta superficie	
	Buena calidad de cemento	
	Colgador de liner térmico	
	Cabezal térmico	

La completación de inyección típica usada en Venezuela para esta tecnología se muestra en la figura 3.33, donde podemos observar algunos de los equipos utilizados como el tapón ciego, las válvulas de inyección de alta temperatura con junta de expansión y salida ajustable, la empacadura separadora con junta de expansión, y la empacadura CB-TIET hidráulica con junta de expansión y revestidor N-80 BUTT.

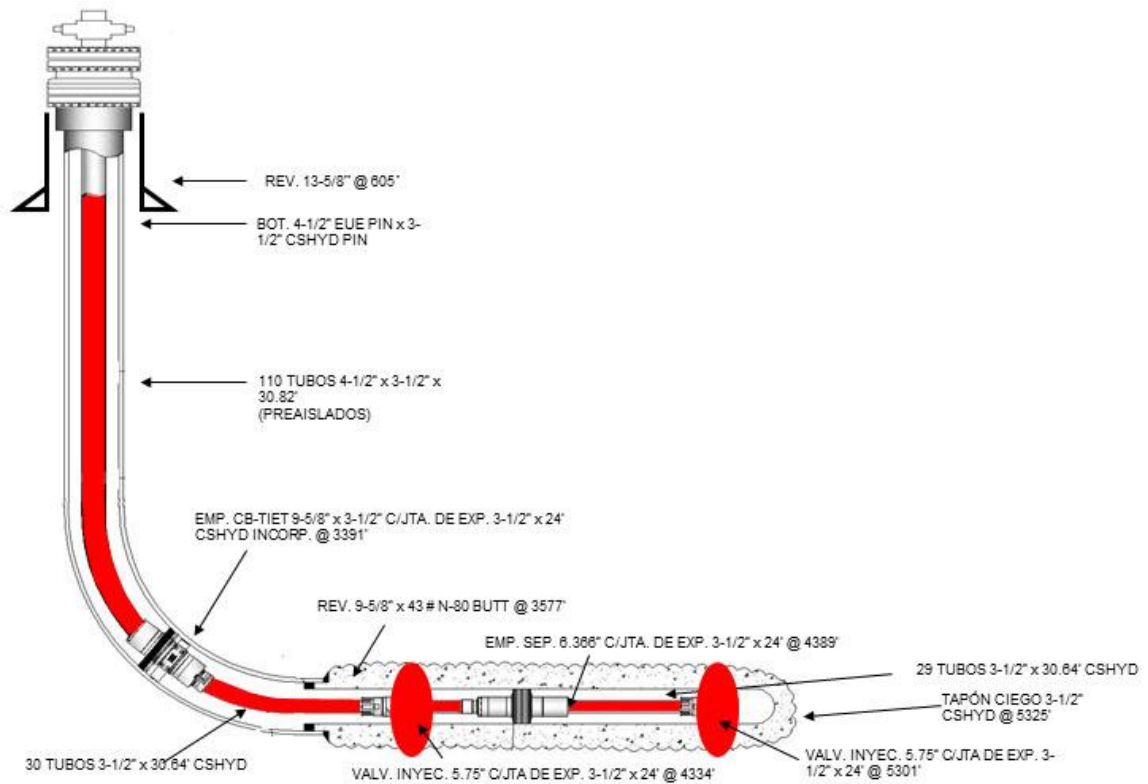


Figura 3.33. Completación típica de pozo horizontal para Inyección Cíclica de Vapor Selectiva (PDVSA, 2008).

El objetivo de esta tecnología es asegurar la transferencia de calor al crudo con alta calidad, en toda la sección horizontal o en el caso de pozos verticales o inclinados con varios lentes, de forma selectiva para así garantizar la calidad y cantidad de vapor esperada.

### 3.8.4. Inyección Cíclica de Vapor con Aditivos

La inclusión de aditivos químicos al proceso de Inyección Cíclica de Vapor, y en general a cualquier proceso de recuperación mejorada, busca el acondicionamiento de las características fisicoquímicas de los fluidos, relacionadas con su movilidad en el yacimiento. Todo esto con la intención de optimizar el recobro del petróleo pesado y extrapesado.

#### **3.8.4.1. Gas Oil**

El Gas Oil (Diesel o Gasóleo) es un producto proveniente de la destilación del petróleo crudo y puede ser utilizado como diluyente en la Inyección Cíclica de Vapor. Su utilización tiene como objetivo disminuir la viscosidad del crudo a producir. Debido al carácter aromático del Gas Oil, éste se muestra efectivo debilitando los enlaces intermoleculares del crudo, logrando así disminuir su viscosidad.

El Gas Oil que contiene productos derivados de la destilación al vacío o Gas Oil VGO (Vacuum Gas Oil) resulta un diluyente más estable frente al crudo, esto debido a que contiene un porcentaje mucho mayor de aromáticos (80%) respecto al Gas Oil comercial que se obtiene de la destilación a presión atmosférica. (Ing. L. González, PDVSA, entrevista personal, mayo 17, 2011).

#### **3.8.4.2. n-hexano (C<sub>6</sub>H<sub>14</sub>)**

Cuando se utilizan en conjunto y de forma cíclica, el vapor y el solvente proporcionan efectos sinérgicos tales como la reducción de la viscosidad, la disolución del hexano, mejora del drenaje por gravedad y mejor difusión del solvente cuando el yacimiento es calentado por el vapor. Adicionalmente puede ocurrir un empuje por gas durante la producción, cuando el solvente salga de la solución.

Actualmente, la utilización de solventes en las operaciones de Inyección Cíclica de Vapor, involucran en su mayoría pozos horizontales. Esto es debido a que los pozos de configuración horizontal generan un incremento en la recuperación de petróleo comparados con la Inyección Cíclica de Vapor en pozos verticales. Los pozos horizontales aumentan el contacto con el yacimiento y proporcionan un drenaje más eficientemente.

El proceso de Estimulación Cíclica de Vapor con Solvente en Pozos Horizontales (HW-CSS-S, por sus siglas en Ingles) puede utilizar variedad de solventes y estrategias. En el caso del n-hexano ( $C_6H_{14}$ ), existen varias estrategias que incluyen la coinyección de n-hexano y vapor, la inyección de n-hexano antes de la inyección de vapor solo y la inyección de vapor y n-hexano en ciclos alternados (Chang, Ivory y Rajan, 2009).

Chang y otros (2009) estudiaron las diferentes estrategias utilizadas en la Inyección Cíclica de Vapor con Solvente n-hexano. Su estudio se basó en la simulación de la aplicación de esta técnica en un yacimiento tipo Cold Lake en Canadá. Se utilizó el simulador térmico CMG STARS, con el cual se analizó cada una de las estrategias mencionadas. El modelo de Beattie-Boberg se usó para representar la dilatación y la recompactación. Para este estudio se consideró los efectos de la concentración del solvente, el periodo de remojo, la máxima tasa de producción de líquido y el espesor del estrato productor. Adicionalmente se compararon los comportamientos de los pozos horizontales e inclinados.

Se determinó que al usar la inyección Cíclica de Vapor con Solvente n-hexano, la mejor estrategia resulta de combinar los ciclos de inyección de vapor solo, vapor con n-hexano y finalmente n-hexano solo.

La etapa de coinyección incrementa significativamente la producción de manera proporcional a la concentración de n-hexano, pero este incremento es marginal por encima de una concentración de 5% en moles de n-hexano en el vapor.

Al aplicar esta técnica en espesores cada vez mayores, se logra incrementar la producción de petróleo y a su vez bajar la relación vapor-petróleo. Sin embargo, se tendrá un aumento en la relación disolvente-petróleo debido a una disminución en la recuperación de solvente n-hexano.

Una configuración adecuada para la utilización de esta técnica, paralelamente a la estrategia mencionada, es la de colocar un pozo productor horizontal entre dos pozos inyectoros. Mientras más cerca estén los inyectoros del productor, mejor será el incremento de la tasa de petróleo, se reducirá la relación vapor-petróleo y disminuirá la relación petróleo-n-hexano.

Para ilustrar mejor estas tendencias se puede resaltar que en su estudio, Chang y otros (2009) encontraron que comparado con distancias mayores, al colocar el pozo productor entre dos pozos inyectoros que se encuentran a una distancia de 402 m se incrementa la tasa de petróleo en 31%, se logra reducir la relación vapor-petróleo en 9% y se disminuye la relación petróleo-n-hexano en un factor de 3.

Es recomendable que al realizar la inyección de vapor y solvente por separado en ciclos particulares, se inyecte el solvente n-hexano antes que el vapor, ya que lo contrario incrementa la temperatura del yacimiento y reduce la solubilidad del solvente. La inyección de n-hexano antes del vapor en un mismo ciclo puede ocasionar un incremento temporal de la retención del mismo solvente en el yacimiento, este puede ser recuperado con la inyección de vapor solo o combinado con Metano (CH<sub>4</sub>) en ciclos subsiguientes.

Comparando la Inyección Cíclica de Vapor con Solvente n-hexano en pozos horizontales y en pozos inclinados, encontramos que en los pozos horizontales presentan mayor producción de petróleo pero también tienen asociados mayor retención de solvente en el yacimiento.

#### **3.8.4.3. Biodiesel (BD)**

El aceite de Canola obtenido de la semilla de mostaza resulta alto en contenido de ácidos grasos. Estos son subproductos provenientes de la pulpa molida trabajada mediante el proceso de blanqueamiento kraft. Los ésteres de metilo de los ácidos

grasos del aceite de Canola conocido como Biodiesel (BD) y los monoglicéridos de los ácidos grasos del aceite de Canola pueden ser usados como aditivos surfactantes, para incrementar la eficiencia del recobro en procesos de recuperación térmica in situ como son SAGD y la Inyección Cíclica de Vapor. Igualmente, el BD también puede ser obtenido de los ácidos grasos del aceite de Soja (Babadagli, Er, Naderi, Burkus, Ozum, 2009).

Las arenas petrolíferas de Alberta en Canadá resultan ser una de las acumulaciones más grandes de bitumen en el mundo, con alrededor de  $142 \times 10^9$  m<sup>3</sup> o  $890 \times 10^9$  barriles de bitumen. Actualmente cuatro plantas comerciales se encuentran explotando las arenas petrolíferas superficiales utilizando procesos de extracción que implican el uso de agua, con una capacidad que excede los  $10^6$  barriles por día. (Babadagli y otros, 2009).

Un rol importante en el recobro eficiente del bitumen y petróleo pesado, para los procesos de extracción que utilizan agua, es la reducción de la tensión superficial e interfacial. Usualmente se requiere de la utilización de la soda caústica (NaOH) que actúa como surfactante para incrementar la solubilidad natural que ocurre en los ácidos asfálticos del bitumen (en parte aromáticos) con grupos funcionales que contienen oxígeno como los fenólicos, carboxílicos y sulfónicos.

Esta práctica produce residuos con pobres características de asentamiento que implican el uso de yeso (CaSO<sub>4</sub>) como aditivo para alterar este asentamiento y propiedades de consolidación. El uso de aditivos perjudica la química del agua desde el punto de vista de extracción y deposicional. El proceso de extracción mejora con los aditivos surfactantes que reemplazan los aditivos convencionalmente usados, aumentando la eficiencia del recobro sin dañar la calidad del bitumen, manteniendo la química del agua y las propiedades geotécnicas de los residuos.

En su trabajo Babadagli y otros (2009) comprueban que el uso del BD como surfactante elimina los efectos dañinos implicados en la explotación de las arenas petrolíferas de Alberta. El BD se compone de ésteres de metilo de ácidos grasos ( $C_nH_m-COOCH_3$ ;  $m < 2n+2$ ), Dicho componente es un surfactante que afecta el recobro del bitumen en métodos de recuperación que utilizan agua. De igual manera pueden ser utilizados los ácidos grasos mono glicéridos ( $C_nH_m-COOCH_2-CHOH-CH_2OH$ ;  $m < 2n+2$ ).

El BD por sus características, promueve la humectación del asfalto con el agua y aumenta la eficiencia del recobro del bitumen. Por estas razones, el BD no solo se limita a los procesos de recuperación térmica como pueden ser SAGD o Inyección Cíclica de Vapor, también puede ser utilizado en los procesos de extracción de bitumen en minería de superficie en procesos que utilicen agua. (Babadagli y otros, 2009).

#### **3.8.4.4. Carbamida (Urea)**

Es ampliamente conocido que el incremento de los ciclos en la Inyección Cíclica de Vapor implica una disminución de la tasa de producción de petróleo y en muchos casos, que la relación vapor-petróleo (SOR, por sus siglas en inglés) rose los límites económicos.

Para incrementar la tasa de producción de petróleo y el factor de recobro, los procesos de recuperación térmica que implican el uso de vapor pueden utilizar tecnologías subsecuentes. En general, la Inyección de Vapor con adición de surfactante Carbamida (Urea) disminuye la saturación residual de petróleo e incrementa la producción de petróleo (Zhang, Zhang, Yue, Gao y shen, 2009).



Al momento de ser inyectado con el vapor, el surfactante carbamida ( $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$ ) se descompone en Dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y el grupo funcional amino ( $\text{NH}_2$ ), debido a las altas temperaturas:



El incremento de la temperatura y la presión descomponen la carbamida rápidamente. El  $\text{CO}_2$  que se produce se disuelve en el petróleo pesado y el  $\text{NH}_2$  puede reaccionar con algún componente ácido del petróleo, dando como resultado que el petróleo pesado aumente su volumen y disminuye su viscosidad.

En su trabajo Zhang y otros (2009) encuentran que para pruebas de laboratorio, cuando la solución Petróleo-Carbamida tiene una relación de 4-1, la viscosidad del petróleo se reduce en un margen de 73% a un 80%. Las pruebas de desplazamiento en un tubo simple muestran que una solución de carbamida al 30% en agua caliente podrá incrementar la eficiencia de desplazamiento en 6.5 %.

Paralelamente, en la misma investigación fueron realizadas pruebas de campo en la región de Nanyang, provincia de Henan, en la República Popular de China, específicamente en el pozo 577 al este del bloque Biquian 10. Dicho campo es operado por SINOPEC, compañía china que también trabaja actualmente, en conjunto con PDVSA, en el bloque Junín 8 de la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela (PDVSA, s.f.)

Dichas pruebas consistieron en la adición de Carbamida al método utilizado actualmente de Inyección Continua, ya que fue hasta diciembre de 1998 que se utilizó Inyección Alterna de Vapor en dicho campo. Como resultado se obtuvo un incremento en el petróleo pesado acumulado de 16.475 m<sup>3</sup> a 20.760 m<sup>3</sup>, extensión del tiempo efectivo de producción de 1291 días a 1434 días y una reducción de la SOR de 7,3 a 6,5. La Carbamida inyectada acumulada fue de 2437,8 toneladas

Cuando en un campo se aplican muchos ciclos al utilizar Inyección Alterna de Vapor, la presión del yacimiento se vuelve baja. Si se decide cambiar a Inyección Continua de Vapor, es necesario un periodo de tiempo para construir un diferencial de presión entre el inyector y el productor. Con la adición de surfactante Carbamida, el periodo de tiempo para construir el diferencial de presión se reduce significativamente. Esto es debido a que este surfactante se descompone en  $\text{CO}_2$  y  $\text{NH}_2$  bajo altas temperaturas, el gas descompuesto no condensa y se expande un importante volumen.

Estos gases provenientes de la descomposición son más efectivos que el vapor en construir un diferencial de presión entre el pozo inyector y el productor.

El uso del surfactante Carbamida ayuda a desarrollar más rápido la zona de calor generada en los métodos de inyección de vapor, ya que su descomposición en  $\text{CO}_2$  y  $\text{NH}_2$  bajo alta temperatura, tiende a bajar la presión parcial y a vaporizar el vapor condensado. Estos productos de la descomposición tienen mayores tasas de difusión y factores de volumen que el agua caliente, y ellos pueden moverse con el vapor a través de la formación de forma efectiva.

Se puede concluir que el comportamiento de producción de la Inyección Cíclica y Continua de Vapor, podría ser incrementado significativamente con la adición de surfactante Carbamida al vapor. Esta tecnología puede incrementar la tasa de producción de petróleo, disminuir la SOR e incrementar el factor de recobro, lográndose así el desarrollo exitoso de algunos yacimientos de petróleo pesado.

Los cuatro aditivos mencionados anteriormente, Se utilizan actualmente en casos representativos y recientes de la aplicación de la Tecnología de Inyección Cíclica de Vapor. Además de ellos, también pueden utilizarse muchos otros fluidos como alcoholes orgánicos, cetonas, hidrocarburos refinados, gas condensado del petróleo (LPG), gas natural, gas natural licuado (GNL), dióxido de carbono, aire, nitrógeno, gases de combustión y otros (Paris de Ferrer, 2001).

### **3.9. NUEVAS INSTALACIONES Y EQUIPOS RELACIONADOS A LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**

#### **3.9.1. Cemento para Completaciones Térmicas**

##### **Cemento Flexstone**

Los yacimientos de petróleo pesado a menudo enfrentan el problema de mantener la integridad del pozo en condiciones de inyección de vapor, debido a la degradación del material de cemento y el esfuerzo inducido en la cobertura de cemento por los ciclos de temperatura extrema, que ocasionan graves daños mecánicos e incluso el fallo final de la cobertura de cemento. Estos problemas motivaron a los operadores a explorar nuevas tecnologías en cementación, una de las empresas pioneras en el desarrollo de un nuevo sistema de cemento es la Schlumberger, con un sistema de cemento denominado Flexstone que es térmicamente estable, fuerte, impermeable y flexible hasta una temperatura de al menos 350°C (650°F) (G. DeBruijn y otros, 2010).

En primer lugar, el cemento debe fraguar a temperaturas relativamente bajas para adquirir la fuerza de compresión y tensión suficientemente altas como para soportar el primer ciclo de calentamiento. En segundo lugar el sistema de cemento debe poseer la suficiente flexibilidad (Bajo módulo de Young) para responder adecuadamente a la expansión del revestidor metálico durante el calentamiento y enfriamiento de los pasos del proceso de inyección de vapor, manteniendo la estabilidad de las propiedades mecánicas durante todo el proceso de recuperación.

Por lo general en los materiales inorgánicos como el cemento, el aumento de la fuerza es acompañado por un aumento del módulo de Young (disminución de la flexibilidad), esto se pudo corregir con la adición de un relleno especial con bajo módulo de Young (G. DeBruijn y otros, 2010). El relleno es sílice cristalina que se

agrega a la matriz del cemento para obtener la relación  $\text{CaO/SiO}_2$  de aproximadamente 1, aumentando así la flexibilidad y manteniendo la resistencia del cemento.

En pruebas 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 3.34 se compara el comportamiento del cemento convencional a una temperatura de  $130^\circ\text{C}$  con el cemento Flexstone a una temperatura de  $354^\circ\text{C}$ , demostrando la resistencia del sistema de cemento a altas temperaturas.



Figura 3.34. Comparación de la Resistencia a la Alta Temperatura entre el Cemento Convencional y el Flexstone (Bashbush, 2008).

Las pruebas de campo en América del Norte muestran que el cemento Flexstone puede ser implementado fácilmente en las operaciones de cementación estándar con

equipo convencional, las propiedades reológicas de la lechada de cemento permiten la rotación del revestidor en los trabajos intermedios, y además ofrece una buena adhesión del cemento al revestidor una vez que este ha fraguado. En la tabla 3.8 se muestran las principales características del sistema de cemento Flexstone.

Tabla 3.8. Principales Características del Cemento Flexstone (Bashbush, 2008).

Cemento Flexstone	
Temperatura Max	350°C (650°F)
Rango Densidades	1200 - 2200 Kg/m <sup>3</sup>
Tiempo mínimo de Fraguado	Una Semana

El nuevo sistema de cemento es térmicamente estable y permite la aplicación de este cemento en pozos donde las temperaturas de inyección alcanzan 350°C (662°F), 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 en comparación con las soluciones convencionales.

### **Cemento Portland**

El cemento Portland es el más usado en las operaciones de cementación de la industria Petrolera. Y se define como una serie de minerales finamente molidos, como la caliza o carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>), la Arcilla u oxido de aluminio (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), Arena o sílice (SiO<sub>2</sub>), el Hierro o óxido férrico (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) y el yeso o sulfato de calcio deshidratado(CaSO<sub>4</sub>-2H<sub>2</sub>O) que al triturarse y mezclarse con agua, tiene la propiedad de endurecer (Díaz y Méndez, 2009).

El Cemento Portland es un material cementante disponible universalmente, y es clasificado por el Instituto Americano del Petróleo en la norma API RP10B como se muestra en la tabla 3.9.

Tabla 3.9. Especificaciones Cementos API (Leal y Zapata, 2009).

Clase API	Agua Requerida		Peso Lechada		Profundidad del Pozo		Temperatura de fondo	
	gal/sxs	lts/sxs	lpg	Kg/lts	pies	mts	°F	°C
A	5,2	19,7	15,6	1,87	0-6000	0-1830	80-130	27-77
B	5,2	19,7	15,6	1,87	0-6000	0-1830	80-130	27-77
C	6,3	23,8	14,8	1,77	0-6000	0-1830	80-170	27-77
D	4,3	16,3	16,4	1,97	6000-12000	1830-3660	170-260	77-127
E	4,3	16,3	16,4	1,97	6000-14000	1830-4270	170- 290	77-143
F	4,3	16,3	16,4	1,97	10000-16000	3050-4880	230-320	110-160
G	5	18,9	15,8	1,89	0-8000	0-2440	80-200	27-93
H	4,3	16,3	16,4	1,97	0-8000	0-2440	80-200	27-93

- Clase A: Se utiliza cuando no se requieren propiedades especiales.
- Clase B: Tiene las mismas propiedades que el cemento clase A pero con una resistencia al sulfato de moderada a alta.
- Clase C: Utilizado cuando se requiera una alta velocidad de fraguado, para resistencias tempranas.
- Clase D: Es utilizado a temperaturas y presiones moderadamente altas, y está disponible en moderada resistencia al sulfato (MRS) y alta resistencia al sulfato (ARS).
- Clase E: Utilizado en temperaturas y presiones altas, y está disponible en MRS y ARS.
- Clase F: Se utiliza en temperaturas y presiones extremadamente altas, y está disponible en MRS y ARS.
- Clase G, H: Utilizado como cemento básico para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas, disponibles MRS y ARS y la diferencia entre ambos es que el H es significativamente más denso que el G, por tener granos más gruesos.

A través de la bibliografía consultada se logró establecer las formulaciones de cemento más usadas en procesos térmicos entre las que tenemos el Cemento Portland clase G más 50 lbs de silica de flúor que resiste una temperatura de 250°F (121°C), o el Cemento Portland clase E más 20 lbs. de silica de flúor por saco que resiste una temperatura de 350°F (176°C), y el Cemento Portland clase E más 40 lbs. de silica de flúor por saco que resiste una temperatura de 600°F (315°C) según Leal y Zapata (2009).

### **3.9.2. Equipos de Levantamiento Artificial para Operaciones de Inyección Cíclica de Vapor**

La recuperación por procedimientos térmicos, de las enormes reservas de petróleo pesado del mundo, principalmente de las arenas petrolíferas de Canadá y Venezuela, han venido aumentando gracias a los altos precios del petróleo. La clave de estos procesos de producción es el levantamiento artificial, necesario por la alta densidad y viscosidad de los crudos pesados y relativamente baja presión de formación. Una buena opción de levantamiento artificial, es el Gas lift, pero necesita una serie de equipos de superficie y suministro de gas, que no siempre están disponibles.

Las técnicas de Bombeo son más populares gracias a su alto rendimiento y fácil manejo, entre las que tenemos, el bombeo mecánico, bombeo electro sumergible y el bombeo por cavidades progresiva. Sin embargo el reto principal son las altas temperaturas y duras condiciones asociadas a los procesos de recuperación térmica. Aunque el bombeo mecánico puede trabajar a altas temperaturas, está limitado por el caudal que puede entregar. En cambio la bomba electro sumergible (ESP) estándar, puede manejar grandes volúmenes de fluido pero está limitada por su máxima temperatura de operación de 177°C (350°F). Para la bomba de cavidades progresivas (BCP) estándar, la limitación es la temperatura de operación del elastómero como máximo 150°C para que el elastómero no falle (Beauquin y Boireau, 2005).

Por todas las limitaciones nombradas anteriormente y la necesidad de producción en caliente, han surgido nuevos equipos de bombeo, como la bomba electro sumergible para alta temperatura, la bomba de cavidades progresivas completamente metálica y la bomba de cavidades progresivas con elastómero para alta temperatura, creadas para operar en los procesos de recuperación térmica como la Inyección cíclica de vapor (conocida por sus siglas en inglés CSS), la segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD) y otras aplicaciones de recuperación térmica asistidas por vapor.

### **3.9.2.1. Bomba Electrosumergible para Alta Temperatura**

La empresa pionera en la investigación y desarrollo de la bomba electro sumergible para alta temperatura es la *Schlumberger* con el sistema ESP *Hotline 550*, el cual, según Lechiguero (2010), ha sido probado en Canadá desde el 2004 en campos como *Foster Creek*, *Christina Lake*, *Senlac* y *Joslyn* ubicados en *Athabasca*, con un ahorro de hasta 20% en la relación vapor petróleo (SOR).

El sistema de ESP para alta temperatura *Hotline550* 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 en alta temperatura, presencia de gases, ambiente abrasivo y ambientes corrosivos comunes a la recuperación térmica, tales como CSS y SAGD. Además soporta la expansión y compresión del material y la fatiga extrema debido a los ciclos de alta temperatura extremos.



### **Diseño del Equipo**

Cada componente del sistema Hotline 550 ha sido diseñado para prolongar la vida de operación del sistema. La bomba ESP de alta temperatura REDA \*Hotline\* esta diseñada para condiciones extremas. Cuyos rodamientos de empuje son resistentes a la abrasión y son lubricados por aceite limpio, lo cual elimina todo riesgo de daño por corte de arena, permitiendo también que las tasas de flujo sean mejores a las esperadas sin efectos adversos. Los rodamientos están hechos de Zirconia, Carburo de Silicio o Carburo de Tungsteno, la estabilidad radial es proporcionada por la colocación precisa de los rodamientos a lo largo de la bomba como se muestra en la figura 3.35.

En cuanto a la bomba esta hecha una alta aleación de Níquel (Ni-Resist 5530) y otros materiales resistentes a la corrosión, las bombas ESP Hotline cuenta con una etapa de mezcla de flujo para altas relaciones de producción gas/liquido o vapor/liquido. Cundo se combina con herramientas de manipulación de gas manejando volúmenes de gas de hasta 75%, y si se le agrega un separador de gas es capaz de producir fracciones de volumen de gas de hasta 95%



Figura 3.35. Bomba ESP para Alta Temperatura con sistema de rodamiento resistente a la abrasión (Schlumberger, 2007).

Los motores cuentan con conductores trifásicos, unidos en un extremo por anillos o placas muy parecidos a los motores ESP estándar. El diseño de alta temperatura soporta 218°C (425°F), permite aumentar el torque de arranque y mejorar la eficiencia. Las laminaciones del estator de acero se enfocan en las fuerzas magnéticas

sobre el rotor para reducir la pérdida de energía. El estator mostrado en la figura 3.36 tiene un embobinado de cobre y la propiedad de aislamiento térmico soportando temperaturas de 288°C (550°F) (Schlumberger, 2007).

El motor ESP Hotline mostrado en la figura 3.36, utiliza un aceite especial dieléctrico para alta temperatura, con un sistema de rodamiento que garantiza los requerimientos de carga y lubricidad, además cuenta con un tanque de aceite en la base del motor para permitir que el aceite se expanda y contraiga con los cambios de temperatura.

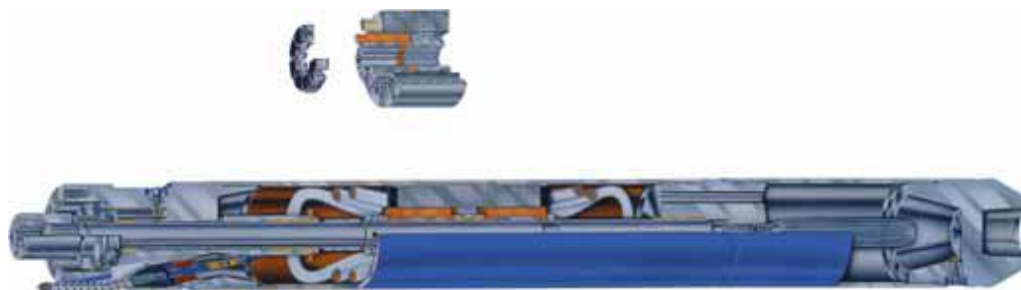


Figura 3.36. Motor ESP REDA Hotline550 y Estator (Schlumberger, 2007).

El motor cuenta con un protector avanzado con diseño de fuelle metálico, que sustituye al tradicional hecho de elastómero o el de sistema de laberinto, mostrados en la figura 3.37, ampliando el rango de temperatura de operación, previniendo la migración del gas y el desplazamiento del aceite del motor.

Este protector mostrado en la Figura 3.38, es resistente a H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> e impermeable al gas, además de la protección contra arena y sólidos, suministrada por dos sellos en el eje de elevación con un sistema de desvío de arena, permitiendo que sea devuelta y que caiga de nuevo al pozo por los orificios de drenaje. Los rodamientos del protector reducen el desgaste por abrasión y mejoran la estabilidad del eje reduciendo la vibración.

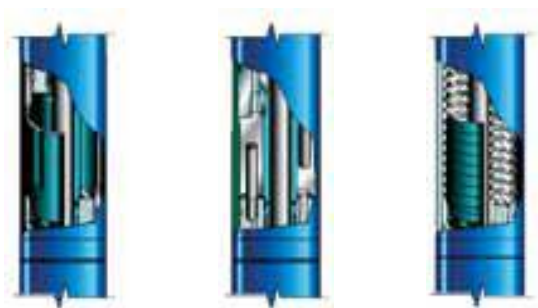


Figura 3.37. Opciones de Cámaras de contenido de líquido (de izquierda a derecha) Bolsa de elastómero, Laberinto, Fuelle metálico (Schlumberger, 2007).



Figura 3.38. Protector de Motor Avanzado con opción de fuelle metálico (Schlumberger, 2007).

Los cables de energía y extensiones de motor principal de la ESP Hotline patentado por Schlumberger, son excepcionalmente fuertes y elásticos, los cuales utilizan combinaciones de poliamida, plomo, etileno propileno dieno (EPDM) y polietercetona (PEEK) para proporcionar el aislamiento, el cable viene en varias opciones como se muestra en las Figuras 3.39 A, B y C. con un rango de temperatura que alcanza hasta 400°F, 450°F y 500°F respectivamente para los modelos A, B y C.

El cable también tiene paredes de plomo pesado para altas relaciones gas /petróleo (GOR) y altas condiciones corrosivas. El blindaje para la protección mecánica del cable está disponible en acero galvanizado, acero pesado galvanizado y acero inoxidable.

El aislador hermético del conector eléctrico entre el cable y el motor es construido con sellos metal-metal proporcionando una barrera mecánica a la entrada de líquido. Las especificaciones del sistema de ESP para alta temperatura Hotline550, se muestran en la Tabla 3.10.

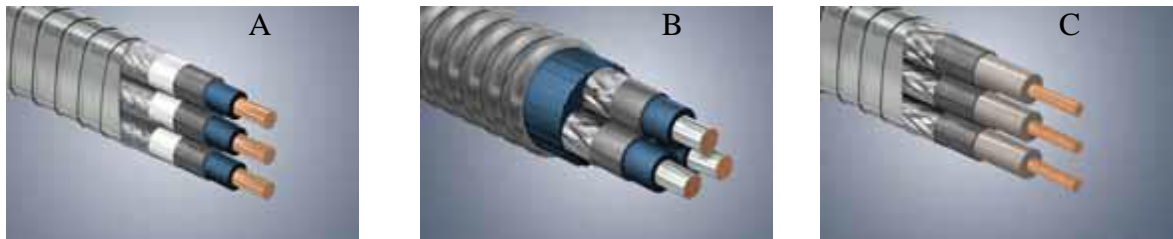


Figura 3.39. Cables de aislamiento: (A) EHLTB-EPDM y barrera de plomo pesado con cinta y trenzado. (B) ELBE-EPDM y chaqueta y barrera de plomo y trenza. (C) PEEKLB-PEEK aislamiento con barrera de plomo y lazos (Schlumberger, 2007).

### Aplicaciones.

- Pozos con altas temperaturas de fondo.
  - Inmersiones de vapor y aplicaciones de recuperación térmica.
  - Aplicaciones geotérmicas.
  - Mal enfriamiento de motores en aplicaciones viscosas.
- Pozos con fluidos abrasivos.
- Pozos con presencia de gas.
- Pozos con riesgo de avance de vapor
- Pozos con fluidos corrosivos  $H_2S$ ,  $CO_2$ , y tratamientos químicos
- Pozos horizontales.

Tabla 3.10. Especificaciones del sistema ESP Hotline (Schlumberger, 2007).

Especificaciones del Sistema ESP Hotline	
Max. Temperatura del embobinado del motor °C y (°F)	288 (550)
Max. Temperatura de fondo de hoyo °C y (°F)	218 (425)
Motor OD, mm (pulg)	142.75(5.62)
Min. Revestidor ID, mm(pulg)	177.8(7.0)
Min. Poder a 60Hz, hp	42.8
Min. Poder a 50Hz, hp	35.7
Max. Poder a 60Hz, hp	321
Max. Poder a 50Hz, hp	267
Rango de tasa de flujo 50 Hz, m <sup>3</sup> /d	13-45,000
Rango de tasa de flujo 60 Hz, bbl/d	100-54,000
Protector OD, mm (pulg)	130.3(5.13)
Protector cambio de selección	bolsa, laberinto, fuelle metálico
Desviación	0-90°

### **Ventajas**

- Extensión de la vida de funcionamiento de la ESP.
- Expansión del rango de operaciones.
- Incremento de la producción en aplicaciones de recuperación térmica.

### **Características**

- Sistema integrado que soporta severos ciclos de calentamientos y enfriamiento.
- Sistema de aislamiento del motor valorado hasta 288°C (550°F).
- Sello sin elastómero en el aislamiento hermético.
- Fuelle metálico eliminando la necesidad de bolsa de elastómero.

- Bomba de compresión de altas temperaturas resistente a la abrasión.
- Cable de poder de alta temperatura.
- Manejo de herramientas de gas de alta temperatura.

Para evitar los efectos perjudiciales de las altas viscosidades en el rendimiento de la bomba, hay que tratar de mantener los pozos suficientemente calientes durante la instalación de la bomba o parada del pozo, prestando especial atención a la generación de tapones viscosos a la entrada de la bomba en estas condiciones transitorias, que reducen el rendimiento de la bomba, induciendo vibraciones en el eje de la bomba o incluso dañándola.

El sistema ESP Hotline para alta temperatura, a demostrado ser un sistema de levantamiento artificial muy confiable, en las condiciones adversas presente en un proceso de recuperación térmica en Canadá, con 1250 días de operación continua en promedio, tasas de 750b/d a 10.000b/d y profundidades de 325' a 2.660' (José Luis Bashbush 2008), lo cual lo hace un buen candidato para proyectos de producción de la Faja Petrolífera del Orinoco.

### **3.9.2.2. Bomba de Cavidad Progresiva Metálica**

Durante los años 80, se desarrolló la Bomba de Cavidad Progresiva (BCP) con elastómero para aplicaciones de campos petroleros, estas ofrecían nuevas perspectivas en las operaciones de petróleos pesados, pozos horizontales, producción de arena y en campos maduros, como método de levantamiento económico. Sin embargo la BCP está limitada por el elastómero tradicional a temperaturas alrededor de 150°C. Es por esto que la PCM y la TOTAL desarrollaron la tecnología de la BCP Metálica con el modelo vulcain, para cumplir con los requerimientos de alta temperatura de procesos de recuperación térmica como CSS, SAGD entre otros.

Las BCP son usadas para bombear un amplio rango de mezclas multifásica, incluyendo fluidos con altas viscosidades con gases atrapados y partículas de sólidos en suspensión. Las BCP son conocidas por su simplicidad de diseño y operación. El corazón de esta bomba está compuesto de dos partes: el estator y el rotor (ver figura 3.40).

El estator tiene un doble perfil helicoidal mientras que el rotor, que rota dentro del estator, tiene un perfil helicoidal sencillo diseñado para acoplarse al perfil del estator. La acción de rotación del rotor, asentado en el interior del estator, crea por la geometría del conjunto, un proceso de cavidades de desplazamiento del fluido desde el fondo a través de cada cavidad sucesiva y por lo tanto la acción de bombeo.

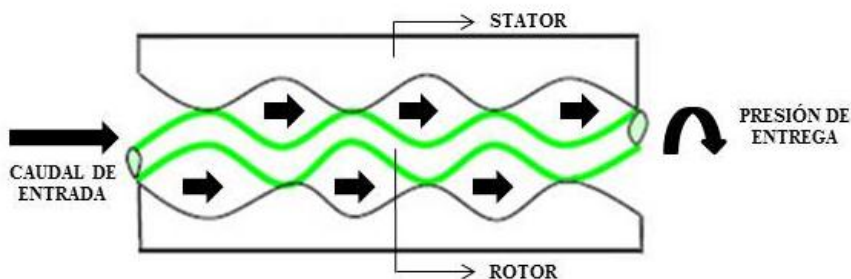


Figura 3.40. Principio de la BCP (Beauquin y Ndinemenu, 2007).

La rotación es suministrada desde la superficie, usando la sarta de cabillas de bombeo, la figura 3.41 muestra la típica instalación de unidad de cabezal, en la parte superior del árbol de navidad de estos Pozos, con motor eléctrico de 100 HP, con poleas y correas para activar. Por otra parte, las BCP son muy fáciles de controlar y su tasa de flujo puede ser fijado solo ajustando la velocidad de la barra en el VFD (variador de frecuencia). Esto permite un control muy preciso del comportamiento del pozo y haciendo posible la optimización del rendimiento.



Figura 3.41. Unidad de cabezal de pozo con BCP Metálica (Beauquin y Ndinemenu, 2007).

Para la BCP metálica, el estator es completamente metálico y por lo tanto capaz de soportar altas temperaturas. Su perfil helicoidal metálico es producido con un proceso de hidroformación, el cual consiste en colocar un molde en la parte interna del estator ya preformado e inyectar agua a alta presión en la parte externa del estator para que el estator llene las cavidades del molde y consiga la forma final (ver figura 3.42). Ya que el área activa en contacto con la operación del rotor es la superficie interna del estator, esta superficie tiene que estar en estrecho contacto con el molde para tener una buena precisión en la dimensión final del estator.

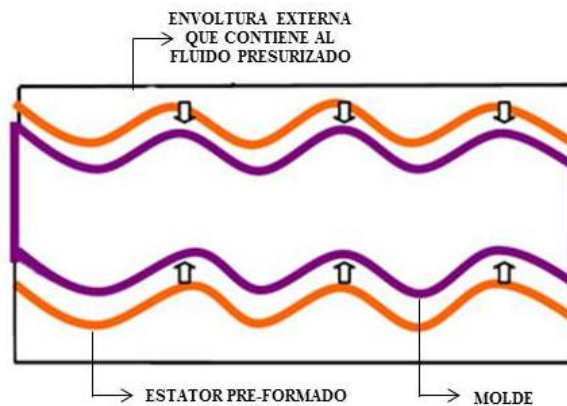


Figura 3.42. Principio de Hidroformación (Beauquin y Boireau, 2005).



Después de la hidroformación, el estator puede ser internamente recubierto para incrementar su dureza, resistencia a la abrasión y en consecuencia incrementar su vida útil. Un rotor recubierto resistente al desgaste y temperatura, pero sirve como elemento de sacrificio. Un envolvente exterior que permite la conexión de los elementos en conjunto, envolvente, estator y rotor, como se muestra en la figura 3.43.

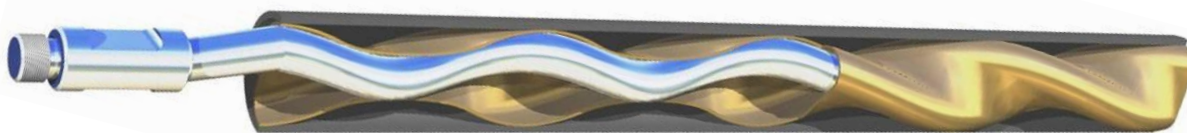


Figura 3.43. BCP Metálica Rotor Estator y Envolvente (Shell, PCM y Kudu, 2011).

#### **Ventajas de la BCP Metálica:**

- Fácil control de la tasa de flujo (proporcional a las RPM).
- Fácil de instalar, similar a la convencional BCP.
- Alto rango de temperatura de operación (sobre los 350°C).
- Acepta bajas y altas viscosidades.
- Operada con baja presión de fondo.
- Sin formación de emulsiones.
- Fácil puesta en marcha a grandes viscosidades.
- Un tiempo de vida mínimo de un año (8000 h).
- Habilitada para el manejo de arena contenida en el petróleo (sobre 5%)

El movimiento desequilibrado de la sarta de cabillas, puede inducir desgaste del rotor y grietas localizadas en el estator por fatiga, por otro lado, cuando el vapor intermitente ingresa en la bomba, la bomba de líquido no muestra ningún signo de problema cinético a pesar de una fuerte caída en el caudal de líquido. La experiencia de campo en Joslyn, en Athabasca y en Cold lake, indica que la tecnología de la BCP Metálica es un buen sistema de levantamiento artificial, en procesos de recuperación

térmica como la Inyección Alterna de Vapor y la Segregación Gravitacional asistida por Vapor.

### **3.9.2.3. Bombas de Cavidad Progresiva con Elastómero para Alta Temperatura**

La Bomba de Cavidad Progresiva (BCP) ha sido utilizada ampliamente en el mundo, por sus ventajas inherentes en el ahorro de energía, menor inversión y bajo mantenimiento, pero por la limitación de temperatura del elastómero, alrededor de 150°C (300°F), no se ha podido utilizar en procesos de recuperación térmica.

Solo la BCP Metálica Vulcain de PCM ha sido usada en América del norte y América del sur. Por lo que la PCM y Petro-China probaron dos BCP con elastómero para alta temperatura PCM198 Elastomer PCP, en un proyecto de Inyección Alterna de Vapor (IAV) en el campo Liahohé, productor de petróleo pesado en China.

El diseño de esta bomba es similar al de las BCP con elastómero comunes, como la mostrada en la figura 3.44. la diferencia está en el elastómero hecho de Butadieno Acrilonitrilo Hidrogenado (no es caucho), este elastómero tiene mayor resistencia al H<sub>2</sub>S y a mayores temperaturas que el elastómero de caucho, la resistencia a la abrasión es buena, el módulo de corte es excelente y la resistencia a los aromáticos no es tan buena.

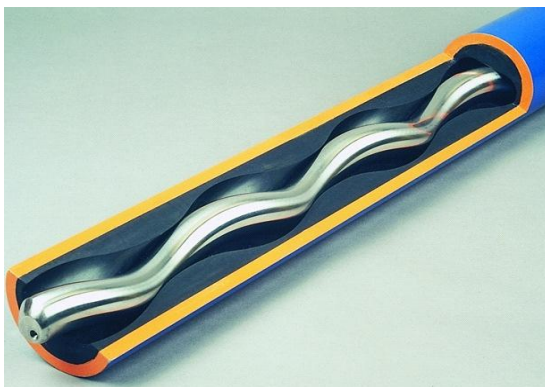


Figura 3.44. Sección de Bomba de Cavidad Progresiva con elastómero (Beauquin y Ndinemenu, 2007).

El reto presentado con las altas temperaturas es mantener el elastómero unido al tubo envolvente, para lo cual la PCM desarrollo un pegamento especial, evitando problemas de despegue del elastómero. Además hay que mantener el monitoreo de los niveles dinámicos del pozo, para mantener lubricado el elastómero y evitar quemaduras.

La inyección de vapor se detuvo, con una presión de vapor 16.5MPa, temperatura de de vapor de 349°C, tasa de vapor de 15 ton/hor, vapor seco 63%, y una inyección total de vapor de 1500 ton. El pozo fue cerrado por 5 días después de completada la inyección, la temperatura medida a 1140 m fue de 192.1°C, luego la PCM 198 PCP fue instalada, y se puso en marcha con éxito, con temperaturas en el periodo inicial de producción entre 180°C y 200°C, sin embargo, las temperaturas al final del ciclo de producción se mantuvieron entre 80°C y 120°C.

Es importante destacar que las temperaturas del cabezal del pozo, alcanzaron los 80°C y seguían en aumento, por lo que se inyectó agua a 60°C para bajar la temperatura. El volumen de inyección de agua fue bajando gradualmente desde 10m<sup>3</sup>/d a 3m<sup>3</sup>/d, 50 días después la inyección de agua se detuvo. El objetivo principal de inyección de agua era mantener la temperatura del cabezal del pozo debajo de 70°C.

**Ventajas de la BCP Con elastómero para Alta Temperatura.**

- Soporta temperaturas de hasta 200°C
- Altamente compatible con varios yacimientos, especialmente para petróleo pesado y yacimientos con alto corte de arena.
- El ajuste de la producción de BCP, se puede realizar a través del aumento proporcional o disminución de la velocidad de la bomba a través de variador de frecuencia.
- Ahorro de la energía y más alta eficiencia de la bomba. Además de una menor inversión inicial, la BCP (PCP) puede ahorrar mas del 30% de energía comparada con los otros métodos de levantamiento artificial. Además, la eficiencia de la bomba en general es de 10% a 20% superior.
- 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.
- Fácil instalación y mantenimiento, el equipo de superficie es simple y compacto.
- Tolera presiones de bombeo muy bajas
- Ya que es un sistema de bajo torque, las unidades hidráulicas mecánicas y eléctricas, se pueden ajustar a pozos horizontales.

La BCP con elastómero para alta temperatura PCM 198 elastomer, demostró que puede soportar las condiciones de alta temperatura de un proceso de Inyección Alterna de Vapor, La eficiencia se mantuvo entre 40% y 60%. Según la información estudiada la BCP estuvo trabajando por 10 meses sin ningún tipo de inconveniente, pero no se conoce la esperanza de vida general, porque necesita ser aun más estudiada.

Después de conocer las características, de la bomba de cavidad progresiva metálica y de la bomba de cavidad progresiva con elastómero para alta temperatura, en lo que se

refiere a la recuperación térmica de petróleo pesado, se recomienda (Ing S. Gasbarri, entrevista personal, abril 04, 2011) la implementación de la Bomba de Cavidad Progresiva Metálica con un 20% de Elastómero para alta temperatura, en procesos de Inyección Cíclica de Vapor o en otros procesos que impliquen la inyección de vapor. Esto debido a que la BCP Metálica tiene una alta resistencia a las condiciones de producción en caliente, pero su eficiencia se ve afectada por la inevitable presencia de agua asociada al proceso de inyección de vapor. Esta reducción de la eficiencia se produce por la baja viscosidad del agua en comparación con la del crudo pesado, provocando el deslizamiento de la bomba. Como al comienzo es donde la bomba requiere la mayor capacidad, se plantea colocar el 20% del elastómero mencionado, a la entrada de la bomba para comenzar el bombeo y que el fluido comience la circulación.

### **3.9.3. Equipos de Completación para Operaciones Térmicas**

#### **3.9.3.1. Tuberías 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 atmósfera 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 (NorthPoint Systems, s.f.).

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 completación, 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 (NorthPoint Systems, s.f.):

- 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 extrapesado.

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.

- Mitiga los problemas de viscosidad en crudos pesados y extrapesados.

La condición de vacío en el espacio anular se logra mecánicamente por bombas de vacío, que logran generar una atmosfera de  $P_{abs}=0$  entre las dos tuberías concéntricas. Esta condición no permite la transferencia de calor por conducción ni convección, solo existiría transferencia de calor por radiación, la cual es minimizada por la combinación de papel aluminio y lana de vidrio. Estos materiales se encuentran recubriendo la superficie externa de la tubería interna. Este recubrimiento aprovecha las propiedades refractarias del papel aluminio y la baja conductividad térmica de la lana de vidrio.

En la figura 3.45 se muestra la combinación de papel aluminio y lana de vidrio que es utilizada en las tuberías con aislamiento térmico de alto vacío (NorthPoint Systems, s.f.).



Figura 3.45. Combinación Papel de aluminio y Lana de Vidrio que se Utiliza en las Tuberías con Aislamiento Térmico de Alto Vacío (NorthPoint Systems, s.f.).

Adicionalmente, el vacío del espacio anular es reforzado con un compuesto químico ubicado también en la parte externa de la tubería interna, el cual es llamado Captador. Este compuesto recibe el calor del vapor que se inyecta y al alcanzar la temperatura de 200 °C se activa generando un vacío secundario que garantiza la presencia de una atmosfera con  $P_{abs}=0$ . En la figura 3.46 se muestra el captador usado en las tuberías con aislamiento térmico de alto vacío.



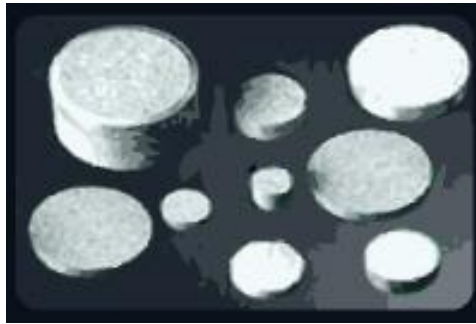


Figura 3.46. Compuesto Captador, que proporciona vacío adicional por encima de los 518 °F o 270 °C (NorthPoint Systems, s.f.).

En la figura 3.47 se muestran las diferentes partes que conforman la tubería con aislamiento térmico de alto vacío.

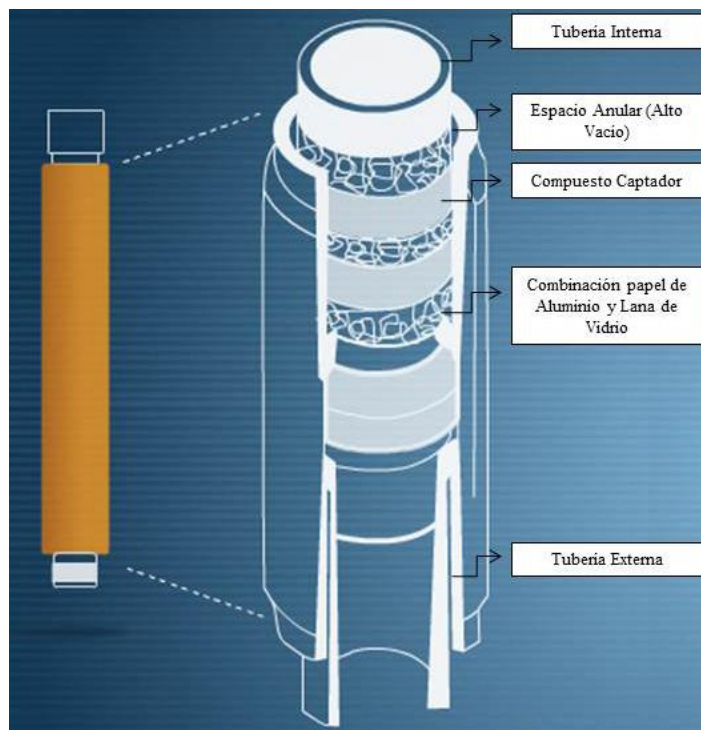


Figura 3.47. Partes que Conforman la Tubería con Aislamiento Térmico de Alto Vacío. (NorthPoint Systems, s.f.).

En la tabla 3.11 se muestra la comparación entre la tubería convencional y la tubería con aislamiento térmico de alto vacío. Dicha tabla resalta las características

superiores de la tubería aislada térmicamente en cuanto a pérdida de calor, calidad de vapor en fondo y conductividad térmica. La completación convencional en operaciones de recuperación térmica con vapor, se caracteriza por utilizar nitrógeno como elemento aislante en el espacio anular entre la tubería de inyección/producción y el revestidor (Cámara Petrolera de Venezuela Capítulo Monagas, 2008).

Tabla 3.11. Comparación entre la Tubería Convencional y la Tubería con Aislamiento Térmico de Alto Vacío (NorthPoint Systems, s.f.).

<b>Comparación entre la tubería convencional y la tubería con aislamiento térmico de alto vacío</b>		
	<b>Tubería Convencional (Nitrógeno)</b>	<b>Tubería con Aislamiento Térmico de Alto Vacío</b>
Pérdida de Calor	420 BTU/HoraxPie	90 BTU/HoraxPie
		Más de 4,5 veces menor
Calidad de Vapor (Vapor Inyectado en Cabezal con 98% de Calidad)	Calidad de Vapor en Fondo de 54%	Calidad de Vapor en Fondo de 80%
	Perdida de 44%	Perdida de 18%
Conductividad Térmica	Conductividad Térmica (k) a 650 °F = 0,026 BTU / hora x Pie x °F	26% de Mejor Calidad de Vapor
		Resistividad más 100 Veces Mayor

Las tuberías con aislamiento térmico de alto vacío se pueden utilizar tanto para pozos verticales como horizontales, ya que no dependen del tipo de pozo sino del punto de levantamiento de producción.

En la figura 3.48 se puede apreciar los diferentes elementos que constituyen la terminación típica de los pozos que utilizan la tubería con aislamiento térmico de alto vacío.



Figura 3.48. Terminación Típica de un Pozo que utiliza Tubería con Aislamiento Térmico de Alto Vacío (NorthPoint Systems, s.f.).

Estas tuberías utilizan roscas EUE 8RD, las mismas que convencionalmente se usan en pozos térmicos; en las cuales debe garantizarse un torque adecuado y el uso de grasa térmica para evitar fugas. Los grados de las tuberías son L-80 para la tubería interna, que soporta los ataques corrosivos del  $H_2S$  y J-55 para la tubería externa, para lograr amortiguar el elongamiento térmico de la tubería interna, esta última también puede soportar los ataques del  $H_2S$ . Por último se tiene que la junta o aparejo de la tubería es del tipo metal-metal.

Este tipo de tubería está siendo aplicada con mucho éxito en varios países del mundo, donde se llevan a cabo importantes proyectos de recuperación térmica por vapor. En la tabla 3.12 y la figura 3.49 se muestran las localidades donde se utiliza la tubería con aislamiento térmico de alto vacío.

Tabla 3.12. Lugares del Mundo donde se está Utilizando la Tecnología de Tubería con Aislamiento Térmico de Alto Vacío (NorthPoint Systems, s.f.).

Lugares del Mundo donde se está Utilizando la Tecnología de Tuberías con Aislamiento Térmico de Alto Vacío	
Ubicación	Compañía
Lloydminster, alberta, Canadá	Gulf Canadá
	Exxon Movil
	Murphy Oil
Casper, Wyoming, EE.UU. (Casper Creek Field)	Citation Oil & Gas
Bakersfield y San Ardo, CA, EE.UU.	Chevron Texaco
	AERA Energy
Wilmington Oil Field, CA, EE.UU.	Tidelands Oil Production Company
México	Pemex
Golfo de México	British Petroleum
Venezuela (Faja Petrolífera del Orinoco)	PDVSA
Brazil	Petrobras
República de Komi (Rusia)	Lukoil
Alemania	Wintershal AG Normec Oil field
Oman	PDO (Riyam)
Congo, Africa	Total



Figura 3.49. Lugares del Mundo donde se Utiliza la Tecnología de Tubería con Aislamiento Térmico de Alto Vacío (NorthPoint Systems, s.f.).

Actualmente, en Venezuela se desarrolla el uso de este tipo de tuberías en la región de La Faja Petrolífera del Orinoco, donde se le conoce usualmente bajo la denominación de tubería preaislada tipo VIT (Vacuum Insolated Tubing) (PDVSA, 2010) o tubería aislada al vacío (VIT) (Coproinca, s.f.).

### **3.9.3.2. Empacadura para alta temperatura**

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 (PDVSA, 2008). 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 (TIET, s.f.). En la figura 3.50. muestra la empacadura térmica CB-TIET.



Figura 3.50. Empacadura Termia CB-TIET.(TIET s.f.)

Entre las ventajas del empleo de esta empacadura se encuentran: No requiere sobre-torquar la tubería para energizar los elementos de empaque, la camisa de producción permite establecer comunicación tubing-casing cuando se requiera, es de uso dual para inyección y producción sin necesidad de sacar la completación, 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 2.800 PSI 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).

Tabla 3.13. Especificaciones de la Empacadura Térmica CB-TIET. (TIET, s.f)

REVESTIDOR		EMPACADURA
Tamaño del Casing	Rango	<b>Diámetro Externo Max:</b> 6,023" ó 153mm. <b>Diámetro Interno Min:</b> 2,992" ó 76mm (con junta de expansión). <b>Rosca:</b> 3-½". <b>Largo:</b> 4 ft. <b>Sistema:</b> Mecánico con peso - 15.000 Lbs /4 cuñas. <b>Elemento Sellante:</b> Combinables EPDM + TEFLON + malla de asbesto ó grafito <b>Junta de Expansión:</b> 20-30 ft x 3-½".
7" 177,8 mm	17 - 25 (LBS/PIE)	<b>Diámetro Externo Max:</b> 8,425" ó 214mm. <b>Diámetro Interno Min:</b> 3,958" ó 100,5mm (con junta de expansión). <b>Rosca:</b> 4-½" <b>Largo:</b> 5 ft. <b>Sistema:</b> Mecánico con peso - 15.000 Lbs /4 cuñas. <b>Elemento Sellante:</b> Combinables EPDM + TEFLON + malla de asbesto ó grafito <b>Junta de Expansión:</b> 30 ft x 4-½"
9-5/8" 244.47 mm	40 - 47 (LBS/PIE)	

En la tabla 3.13 se presenta la ficha técnica con las especificaciones de la empacadura térmica CB-TIET (TIET, s.f.).

#### **3.9.3.4. Generadores de vapor**

Los generadores de vapor ó calderas, de vapor son instalaciones industriales que por medio del consumo de combustible o energía, aportan calor para vaporizar el agua. Los generadores de vapor utilizados en la industria petrolera, son los convencionales de un solo paso o una sola bombeada y su diferencia con los generadores tradicionales es que no tienen tambor de separación, por lo que la calidad máxima debe ser limitada alrededor de 80% (Duarte, A, y Marquez, C, s.f.), para evitar la precipitación de sólidos disueltos (escamas), que reducirían su eficiencia. Además de los generadores tradicionales, se puede producir vapor mediante instalaciones de cogeneración, que además de producir vapor producen energía eléctrica.

El vapor inyectado en los campos petroleros se conoce como vapor saturado (húmedo), y tiene dos fases líquido y vapor, el cociente de la masa de la fase vapor entre la masa total se conoce como calidad. Tanto la calidad, como el flujo de combustible, el aire para la combustión y el agua para la generación de vapor, son parámetros medidos y controlados a través de sensores y controles (Hanzlik, 2009), con el fin de garantizar la entrega eficaz y confiable del vapor. Los generadores de vapor pueden ser fijos ó portátiles dependiendo de las facilidades de superficie y las necesidades del proyecto.

#### **Generadores de Vapor Fijos**

Las unidades fijas inyectan vapor a distintos pozos de manera simultánea a través de múltiples de vapor, las unidades fijas por lo general se instalan próximas a la planta de tratamiento de agua, estos equipos poseen presiones de hasta 25.000lpc, generando vapor de 80% de calidad o superior al 80%, con una capacidad que va desde los 5MMBtu/hr hasta 300MMBtu/hr (IST, s.f.). Un ejemplo de este generador usado en la industria petrolera es la caldera OTSG que se muestra en la figura 3.51.



Figura 3.51. Generador de Vapor fijo OTSG (IST, s.f.).

Entre las características de diseño del generador estándar OTSG de la empresa IST de 50 MMBtu/hr, (Lechiguero. J, 2010) se encuentran:

- Calor total absorbido 56.5MMBtu/hr.
- Eficiencia Térmica 94,2%.
- Temperatura de ingreso del agua 27°C.
- Tasa de flujo 54.594lbs/hr.
- Presión de descarga: 2000lpc.
- Calidad de salida del vapor: 80 %.
- Si la tasa de flujo se incrementa, se reduce la calidad del vapor.
- Puede utilizar como combustible gas natural, diesel o gas sintético.



### **Generador de Vapor Portátil**

Los Generadores de vapor portátiles, son utilizados en localizaciones lejanas o sitios donde no sea rentable o factible una red de acueductos, que trasladen el agua y combustible necesario para la generación de vapor. Para estos lugares remotos, se escogen los generadores portátiles por su fácil traslado, alta eficiencia y capaces de operar con poca dependencia externa, inyectando altos volúmenes de vapor más cerca del pozo (Lechiguero. J, 2010).

La ventaja de estar colocado a las cercanías del pozo, es que se obtiene una menor condensación del vapor, obteniendo así una mayor calidad en vapor inyectado.

En la figura 3.52 se muestra un generador de vapor portátil, usado comúnmente en localizaciones como el campo Bare en el estado Anzoátegui, del área Ayacucho de la faja petrolífera del Orinoco.



Figura 3.52. Generador de Vapor Portátil (PDVSA, 2004).

Entre las características del generador de vapor portátil se tiene:

- Presión máxima de descarga 1200lpc.
- Temperatura máxima de descarga 560°F.
- Vapor producido 250 ton/día.
- Calidad de vapor 80%.
- Eficiencia Térmica 90%.
- Combustible gas natural (0.7 MMPCND).

Este generador de vapor portátil, cuenta también con una planta de tratamiento de agua portátil o dos unidades suavizadoras más un filtro, como se muestra en la figura 3.53, la cual se utiliza para tratar el agua proveniente de algún pozo de agua cercano, las características de la planta de tratamiento portátil son:

- Capacidad: 50-60 gal/min.
- Presión de Operación: 100lpc. c/u.
- Un tanque de almacenamiento de 1500 barriles
- Una bomba centrífuga.
- Dos tanques de almacenamiento de 500 barriles c/u.



Figura 3.53. Unidad de Tratamiento de Agua Portátil (PDVSA, 2004).

### **3.10. COMPARACIÓN DE CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS MÉTODOS CONVENCIONALES DE INYECCIÓN DE VAPOR Y LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**

Como fue comentado anteriormente, la mayoría de los criterios de selección y diseño utilizados para los métodos convencionales de inyección de vapor, surgen principalmente de la experiencia en campo. Por tal motivo, resulta difícil asignar valores que generalicen todas las condiciones posibles y aseguren un buen proyecto de estimulación. Esta misma tendencia se presenta cuando se habla de las nuevas tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor.

Estas nuevas tecnologías, en la mayoría de los casos, adoptan las ventajas y limitaciones de los métodos térmicos en los cuales se basan. Al momento de comparar los criterios de diseño y selección de las nuevas tecnologías con aquellos correspondientes a los métodos convencionales, se pueden observar grandes similitudes.

En la tabla 3.14 se establece la comparación, de algunos criterios de diseño y selección, entre los métodos convencionales de inyección de vapor (Inyección Alterna o Cíclica, Inyección Continua, HASD y SAGD) y las tecnologías recientes (SAGD Híbrido, SAGD Rápido, Inyección Cíclica de Vapor Selectiva) que utilizan la Inyección Cíclica de Vapor y resultan de una combinación de métodos establecidos y altamente efectivos.

Algunos de los parámetros correspondientes a las nuevas tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor, toman su valor de los resultados obtenidos de la aplicación directa en campo.

Tabla 3.14. Comparación de Criterios entre Métodos Convencionales de Inyección de Vapor y Nuevas Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor.

Comparación de Criterios entre Métodos Convencionales de Inyección de Vapor y Nuevas Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor								
Parámetros		Métodos						
		HASD	ICV	SAGD	IAV	SAGD Rápido	SAGD Híbrido	Inyección Cíclica Selectiva
Petróleo	Viscosidad	50 - 8000 cp	20 - 10000 cp	> 200 cp	> 400 cp (Cond. Yac.)	> 200 cp	> 200 cp	> 600 cp (Cond. Yac.)
	Gravedad	< 16 °API	< 25 °API	6°- 15 °API	< 16 °API	< 16 °API	< 16 °API	< 15 °API
Yacimiento	Profundidad	< 4500 pies	< 4500 pies	< 4600 pies	< 4500 pies	< 4500 pies	< 4500 pies	< 4500 pies
	Espesor	≥ 20 pies	> 30 pies	≥ 50 pies	≥ 30 pies	≥ 50 pies	≥ 50 pies	≥ 30 pies
	Porosidad	> 20%	> 30%	> 26%	> 25%	> 25%	> 25%	> 20%
	Petróleo In Situ	-	> 500 bls/acre-pie	> 500 bls/acre-pie	> 1000 bls/acre-pie	> 1000 bls/acre-pie	> 1000 bls/acre-pie	> 1000 bls/acre-pie
	Permeabilidad	-	> 200 mD	> 2 Darcy	> 1000 mD	500 - 4.500 mD	500 - 4.500 mD	> 1000 mD
	Transmisibilidad	-	> 100 md-pie/cp	-	> 100 md-pie/cp	-	-	> 20 md-pie/cp
	Temperatura	No Crítica	No Crítica	No Crítica	No Crítica	No Crítica	No Crítica	No Crítica
	Contenido de arcilla	< 35%	< 35%	< 35%	< 35%	< 35%	< 35%	< 35%
	Relación kv/Kh	< 0,6	< 0,6	> 0,8	< 0,6	< 0,6	< 0,6	< 0,6
	Recobro	30% - 60%	40% - 50%	30% - 60%	15% - 20%	30% - 70%	30% - 75%	> 15%
	Saturación de agua	< 40%	< 50%	25% - 40%	< 35%	< 35%	< 35%	< 35%
	Calidad del Vapor	80% - 100%	80% - 85%	1	80% - 85%	80% - 85%	80% - 85%	80% - 85%
	P de Inyección	< 1800 lpc	400 lpc - 1800 lpc	200 - 1800 lpc	< 1800 lpc	< 1800 lpc	< 1800 lpc	< 1800 lpc
SOR (Relación Vapor-Petróleo)	2 - 4	3,3 - 5	2 - 4	3,3 - 5	2 - 4	2 - 4	3,3 - 5	

### **3.11. CASOS DE ESTUDIO**

En esta sección, se presentan casos de estudio donde se muestra la aplicación específica de las nuevas Tecnologías relacionadas a La Inyección Cíclica de Vapor en diferentes partes del mundo.

#### **3.11.1. Aplicaciones en Egipto**

- **Aplicación de la Inyección Cíclica de Vapor en el campo Issaran**

Con el fin de determinar la importancia de la presión de inyección de vapor, en la producción de petróleo después del ciclo de inyección, fue realizado un proyecto de inyección en el campo Issaran (M. Samir, 2010).

#### **Ubicación**

El campo Issaran fue descubierto en el año 1981, está situado en el desierto este de Egipto, a 290 Km al suroeste del Cairo y a 3 Km al interior de la costa occidental del golfo de Suez, como se puede observar en la figura 3.54.

#### **Características del Yacimiento y de los Fluidos.**

Es uno de los pocos campos de petróleo pesado en carbonatos fracturados, con una superficie de 20.000 hectáreas, se tiene un estimado de 700 MMSTOIP de crudo de 10-12 grados API con 10% H<sub>2</sub>S. La producción en el 2008 fue de 5000 STBOPD, y de 6000 STBOPD para el 2010.

La formación superior se caracteriza por dolomita fracturada, agotada con petróleo pesado de 10-12 API. El tope del yacimiento está a una profundidad alrededor de 1000 ft con un espesor promedio de yacimiento de 400 FT. La presión de formación

es de tan solo 250 psia con una temperatura de 120 grados Fahrenheit y una viscosidad de 4000 cp a condiciones estándar. La roca yacimiento es mojada por petróleo.



Figura 3.54. Ubicación del Campo Issaran en Egipto. (Samir, 2010).

### **Aplicación de la Tecnología de Inyección Cíclica de Vapor**

Los mecanismos involucrados en la producción de petróleo durante la inyección cíclica de vapor son diversos y complejos. No hay duda de que la reducción de la viscosidad del crudo en la zona caliente cercana al pozo afecta la respuesta de la

producción. Los cambios en las fuerzas superficiales al aumentar la temperatura desempeñan un papel en la retención preferencial del agua condensada en el yacimiento en lugar del petróleo más viscoso.

Otros factores, como la compresibilidad de las diferentes fases y la intermitencia del vapor de agua reducen la permeabilidad relativa al agua favoreciendo la retención del agua. Otra clase de mecanismos son asociados a la generación de una fase de gas no condensada, esto puede deberse al hecho de que la solubilidad de los gases en los líquidos de formación disminuye con el aumento de la temperatura.

El objetivo principal del estudio de la inyección cíclica de vapor en el campo Issaran fue analizar la influencia de la tasa de inyección y la presión de inyección, en 16 pozos expuestos a más de un ciclo de inyección.

Como se ve en la figura 3.55 todos los pozos están en la misma zona y tienen casi las mismas propiedades de roca y fluidos. Según el rendimiento del pozo después de cada ciclo y sus condiciones de operación, los pozos se clasificaron en tres grupos de la siguiente manera:

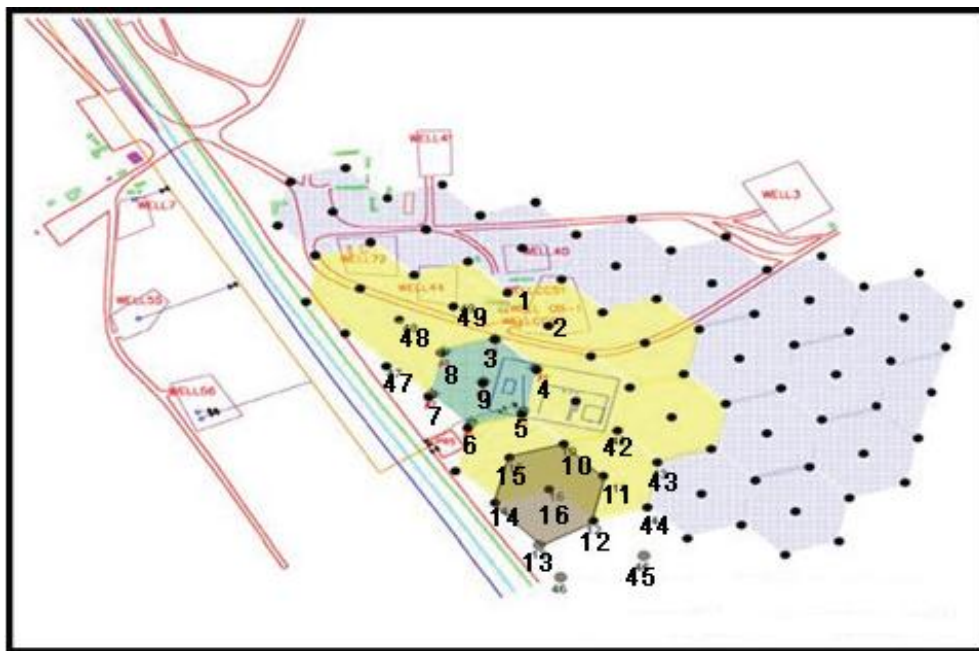


Figura 3.55. Distribución de los pozos CSS en el Campo Issaran Egipto. (Samir, 2010).

#### Grupo 1: (8 pozos)

Como se muestra en la figura 3.56 del pozo CSS-3, el cual representa el comportamiento típico del grupo, en este grupo los pozos tuvieron una disminución de la presión de inyección durante el segundo ciclo con una estabilización o incremento de la tasa de inyección, lo que ocurrió por el sobrepaso de la presión de fractura, con el posterior decrecimiento de la producción promedio de petróleo después del segundo ciclo de inyección, como lo muestra la tabla 3.15, que muestra parámetros relevantes de la producción de petróleo y la inyección de vapor de este grupo. Estos pozos son el CSS-3, CSS-4a, CSS-5, CSS-7, CSS-9, CSS-15, CSS-16 y CSS-8.



Tabla 3.15. Parámetros de producción e inyección del grupo 1, Campo Issaran (Samir, 2010).

Pozos	Ciclo 1					Ciclo 2				
	Pre.Iny	Vapor	Tasa.Pet	Petro	Fluido	Pre.Iny	Vapor	Tasa.Pet	Petro	Fluido
	Max	Total	Pro	Acum	Total	Max	Total	Pro	Acum	Total
	PSI	BBL	BBLD	BBL	BBI	PSI	BBL	BBLD	BBL	BBI
CSS-3	900	50.000	77	14,3	27.800	820	35.000	45	10.800	28.750
CSS-4a	840	35.000	52	11.000	23.250	620	30.000	20	1.180	4.960
CSS-5	900	35.000	100	15.950	43.350	580	23.762	31	7.250	29.000
CSS-7	800	50.000	61	10.800	26.400	700	35.000	11	2.600	7.900
CSS-9	880	50.000	50	11.800	22.700	520	35.000	10	800	8.500
CSS-15	560	35.000	175	57.950	88.600	220	20.000	10	150	300
CSS-16	720	35.000	62	21.900	28.000	800	20.000	10	30	125
CSS-8	810	50.000	45	14.200	36.300	620	20.000	20	600	7.600

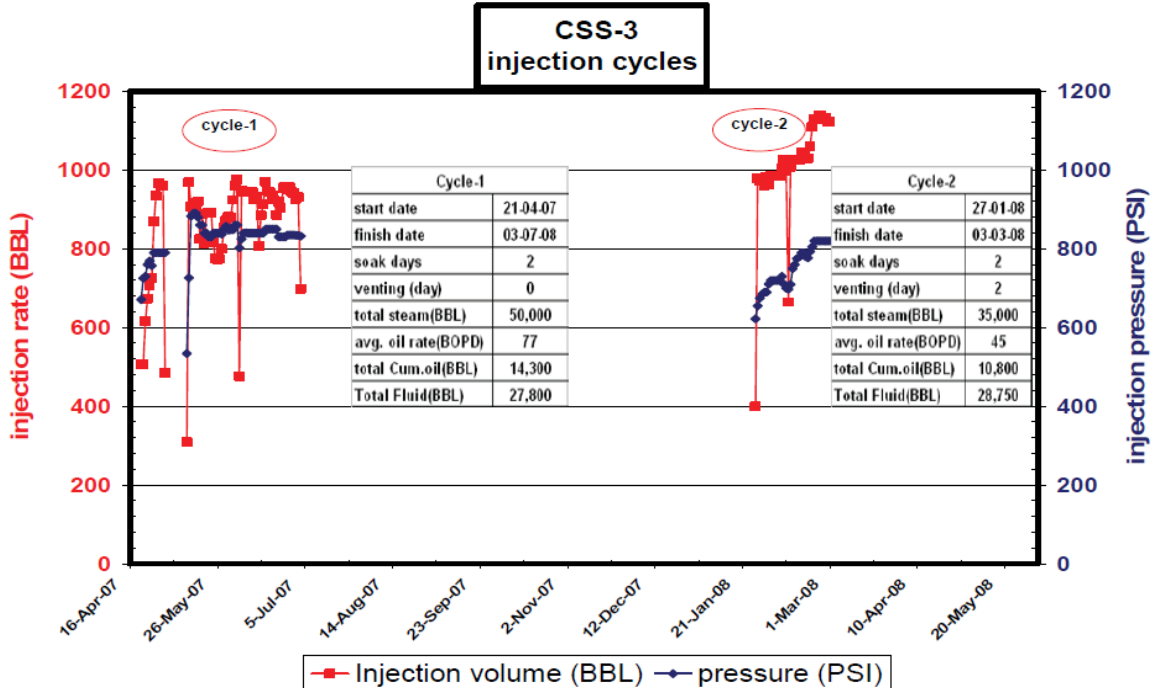


Figura 3.56. Comportamiento de la tasa y presión de inyección del pozo CSS-3. (M. Samir 2010).

Grupo 2: (6 Pozos)

En el figura 3.57 se muestra el incremento en la presión de inyección con una estabilización o disminución de la tasa de inyección para el segundo ciclo del pozo CSS-44, el cual representa el comportamiento típico del grupo 2, esto es debido a que los pozos se han expuesto a algún tipo de daño, y a la presencia de otro tipo de litología como dolomitas y pizarra.

El resultado de la producción promedio después del segundo ciclo es menor o igual que el primer ciclo.

Los pozos de este grupo son el CSS-1, CSS-2, CSS-10, CSS-11, CSS-42, y CSS-44. Este grupo es mejor que el primer grupo pero no es óptimo. La tabla 3.16 muestra parámetros importantes de este grupo.

Tabla 3.16. Parámetros de producción e inyección del grupo 2. Campo Issaran (Samir, 2010).

Pozos	Ciclo 1					Ciclo 2				
	Pre Iny Max	Vapor Total	Tasa.P et Pro	Petro Acum	Fluido Total	Pre.Iny Max	Vapor Total	Tasa.P et Pro	Petro Acum	Fluido Total
	PSI	BBL	BBLD	BBL	BBI	PSI	BBL	BBLD	BBL	BBI
CSS-10	800	50.000	42	6.950	12.500	1030	35.000	35	4.850	13.500
CSS-11	830	50.000	70	10.800	16.250	1030	35.000	52	7.000	13.000
CSS-42	880	35.000	98	12.700	19.100	1140	35.000	11	870	4.570
CSS-44	870	35.000	82	7.900	12.150	1030	35.000	109	13.500	31.000
CSS-1	780	50.000	62	16.700	32.900	800	50.000	41	11.200	43.600
CSS-2	740	50.000	53	9.850	19.900	740	50.000	66	10.750	22.750
	Ciclo 3					Ciclo 4				
CSS-1	900	35.000	30	4.450	33.900	1.000	25.000	32	3.050	30.250
CSS-2	940	50.000	82	19.850	46.550	700	35.000	31	5.800	25.950

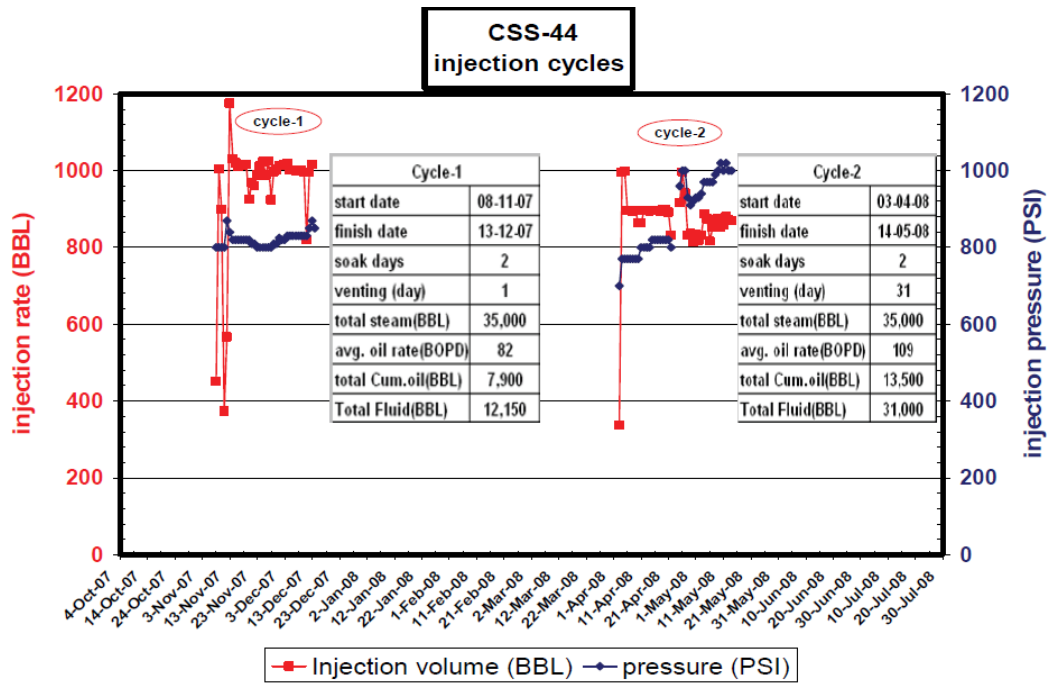


Figura 3.57. Comportamiento de la tasa y presión de inyección del pozo CSS-44 (Samir, 2010).

Grupo3: (2 pozos)

En la figura 3.58 se observa la estabilización de la tasa de inyección y la presión de inyección durante el segundo ciclo para el pozo CSS-43, el cual representa el comportamiento típico del grupo. Estos pozos presentaron mejores resultados en el segundo ciclo que los otros grupos, como lo muestra la tabla 3.17, esto indica que estos pozos no excedieron la presión de fractura y no fueron expuestos a ningún tipo de daño.

Los pozos de este grupo fueron el CSS-43 y el CSS-47. Por lo que decidieron aplicar este desempeño para todo el proyecto.

Tabla 3.17. Parámetros de producción e inyección del grupo 3, Campo Issaran (Samir, 2010).

Pozos	Ciclo 1					Ciclo 2				
	Pre.Iny	Vapor	Tasa.Pet	Petro	Fluido	Pre.Iny	Vapor	Tasa.Pet	Petro	Fluido
	Max	Total	Pro	Acum	Total	Max	Total	Pro	Acum	Total
	PSI	BBL	BBLD	BBL	BBI	PSI	BBL	BBLD	BBL	BBI
CSS-43	820	35.000	53	7.180	13.500	900	30.000	52	1.700	4.600
CSS-47	830	35.000	35	4.700	20.700	830	30.000	63	5.500	33.900

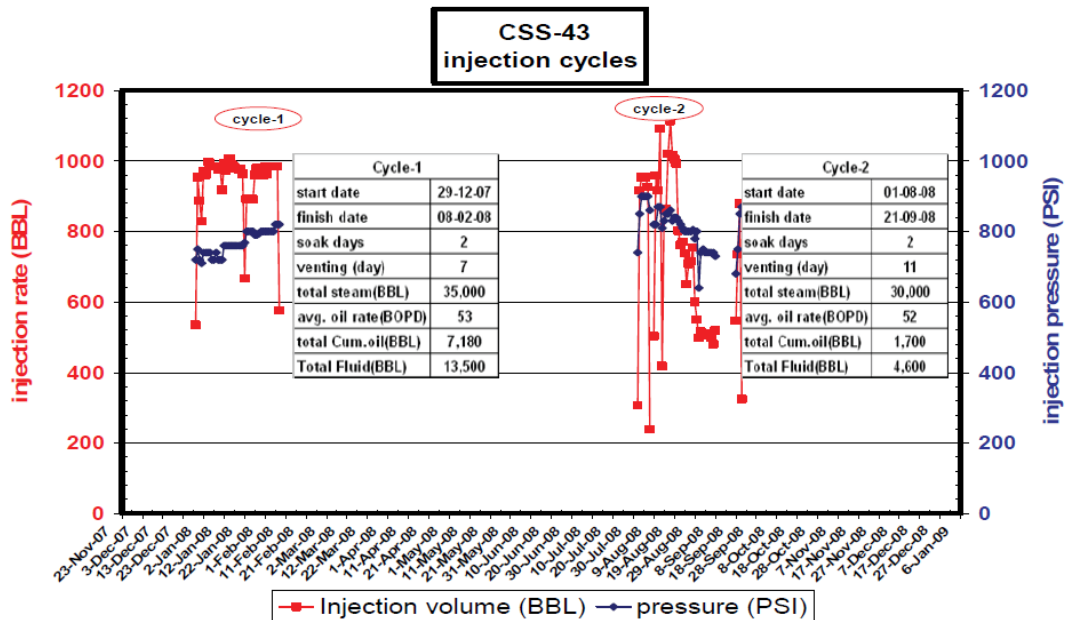


Figura 3.58. Comportamiento de la tasa y presión de inyección del pozo CSS-43 (Samir, 2010).

Basados en los resultados obtenidos en el campo Issaran de Egipto, los operadores del proyecto recomiendan mantener la presión de inyección por debajo de la presión de fractura y no incrementar demasiado la tasa de inyección, porque de lo contrario resultaría en un decrecimiento de la producción de petróleo, además de una producción temprana y abundante de agua, lo que resultaría en un gasto innecesario de recursos.

Los pozos que fueron operados teniendo en cuenta estas observaciones mostraron un incremento o mantenimiento de la producción de petróleo, observándose que los pozos del grupo 2 que presentaban daño, bajo este tipo de operación mantuvieron la producción o mostraron poco decrecimiento.

### **3.11.2. Aplicaciones en Siria**

- **Aplicación de la Inyección cíclica de Vapor en el campo Oudeh**

El campo Oudeh comenzó la producción en 1982. Con un total de 107 pozos en su mayoría horizontales (Li M., Astete E. y Wang H., 2010). Lo interesante de este proyecto es la explotación de petróleo pesado, aplicando la inyección cíclica de vapor a una profundidad aproximada de 1600m (5250ft), cuando la profundidad máxima recomendada es 1372m (4500ft), lo que lo convierte en uno de los proyectos más profundos en donde se ha aplicado la inyección cíclica de vapor.

#### **Ubicación**

El campo está localizado al noreste de Siria cerca de la frontera con Turquía, como lo muestra la figura 3.59. El campo consta de tres yacimientos horizontales, SHiranish, Butmah y Kurachine. De los cuales la formación superior es la Shiranish, del cretácico tardío, en la cual se aplicó la inyección cíclica de vapor.

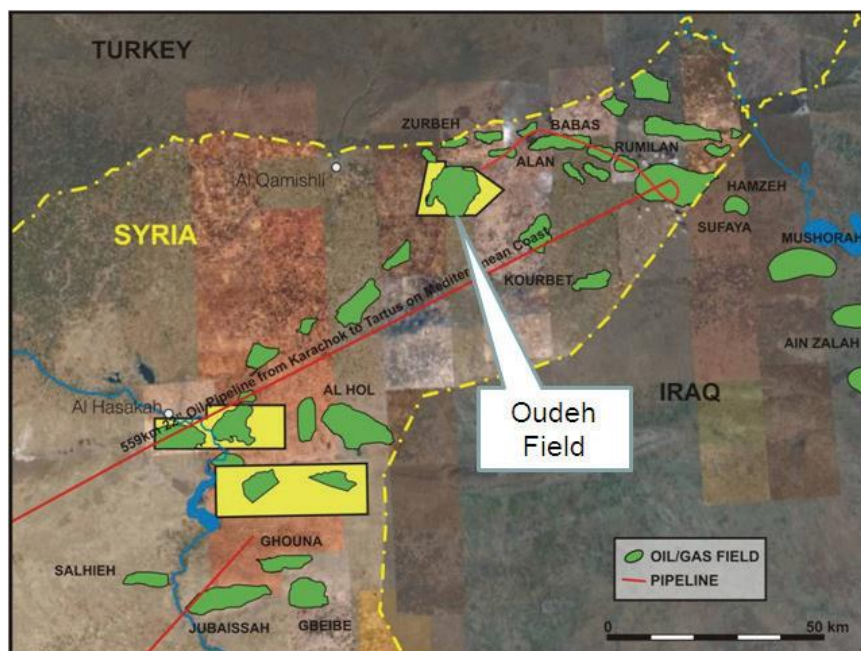


Figura 3.59. Ubicación del Oudeh en Siria. (Li y otros, 2010).

### Características del Yacimiento y de los Fluidos.

Es un carbonato convencional, que contiene 5.1 millones de bbls de petróleo de 12–16°API, para el 2010 el yacimiento Shiranish, produce 5.000bbl/día de petróleo. La viscosidad varía desde 400 a 16.000cp en función del área y la profundidad. El espesor productivo varía desde 10 a 95m.

La presión inicial del yacimiento se estimó en 2.283 psia a una profundidad de 1.200m. La temperatura del yacimiento es de 50°C y contiene asfáltenos y parafinas en cantidades variables dependiendo del área. El rango de porosidad varía desde 15 a 23%, y la permeabilidad de 10 a 50md. En la Tabla 3.18 se muestran las propiedades del yacimiento y sus fluidos.

Tabla 3.18. Propiedades de Fluidos y Yacimiento de Shiranish. (Li y otros, 2010).

Parámetros	Unidades	Valor
Tipo de Formación		Carbonato
Profundidad de Yacimiento	ft	5250
Presión de Yacimiento @ 1200 m	psia	2300
Espesor Promedio	ft	190
Permeabilidad Promedio	mD	30
Porosidad Promedio	fracción	0.2
Saturación de Agua Promedio	fracción	0.23
Temperatura de Yacimiento	°F (°C)	120 (50)
Gravedad del Petróleo	°API	12 ~ 16
Solución GOR	scf/stb	150 ~ 300
Presión del Punto de Burbuja	psia	2000 ~ 2.300
Factor Volumétrico de Formación del Petróleo	vol/vol	1.11 ~ 1.17
Viscosidad del Petróleo a Condiciones del Yacimiento	cp	400 ~ 16.000

### **Aplicación de la Tecnología de Inyección Cíclica de Vapor**

Con el objetivo de determinar la eficiencia y la viabilidad económica del proceso de inyección cíclica de vapor en el yacimiento Shiranish, se inició en septiembre del 2006 el proyecto piloto de inyección cíclica, en dos pozos a través del espacio anular entre la tubería y el revestidor.

Luego un tercer pozo se añadió rápidamente, Pero cálculos de la calidad de vapor en el fondo del pozo indicaron que solo agua caliente llega al fondo del pozo, para aliviar este problema, en julio del 2007 un cuarto pozo se añadió con tubería aislada al vacío y empacadura térmica. La operación que se adoptó fue de 30 días de inyección de vapor a 200 m<sup>3</sup> CWE/día (m<sup>3</sup> de agua fría equivalente por día) y 4 días de periodo de remojo, seguido de 120 días de producción.

La VIT (Vacuum Insulated Tubing o también conocida como tubería aislada al vacío) se colocó desde la superficie hasta el punto de quiebre (Kick off point), a unos 100 metros por encima del punto de entrada a la formación Shiranish. Los mismos



cálculos de calidad de vapor, para la VIT indicaron que la calidad del vapor en el fondo del pozo varía desde 20% a 40%, cuando la calidad de inyección en superficie es de 80%. A finales del 2009 un total de 24 pozos han pasado por varios ciclos de inyección y producción.

Algunos de los problemas más frecuentes en las operaciones de Siria, fueron los problemas mecánicos como empaaduras atascadas, daños internos al revestidor y la limitada disponibilidad de equipos de servicios para el reacondicionamiento de las empaaduras lo que afectó los ciclos de algunos pozos. Sin embargo en otros casos la producción continuó por más de 300 días sin inyectar vapor.

Según Li y otros (2010), otro tema clave fue la inyektividad, que es muy reducida en yacimientos carbonáticos de petróleo pesado y de poca permeabilidad, lo cual se resolvió utilizando pozos horizontales y acidificando antes de la inyección. Lo que explica que algunos pozos produjeron cantidades excesivas de agua, que se canalizó de las zonas más profundas como resultados de la estimulación ácida.

En general el desempeño de la inyección cíclica de vapor, aunque no como se esperaba, fue positivo y de continuarse puede incrementar el recobro de petróleo en más de 100% comparado con la producción en frío que tiene un recobro de entre 5 y 7% quedando la inyección cíclica de vapor con un recobro entre 10 a 14%, como se puede observar en la figura 3.60 donde se muestra la historia de producción de la formación Shiranish.

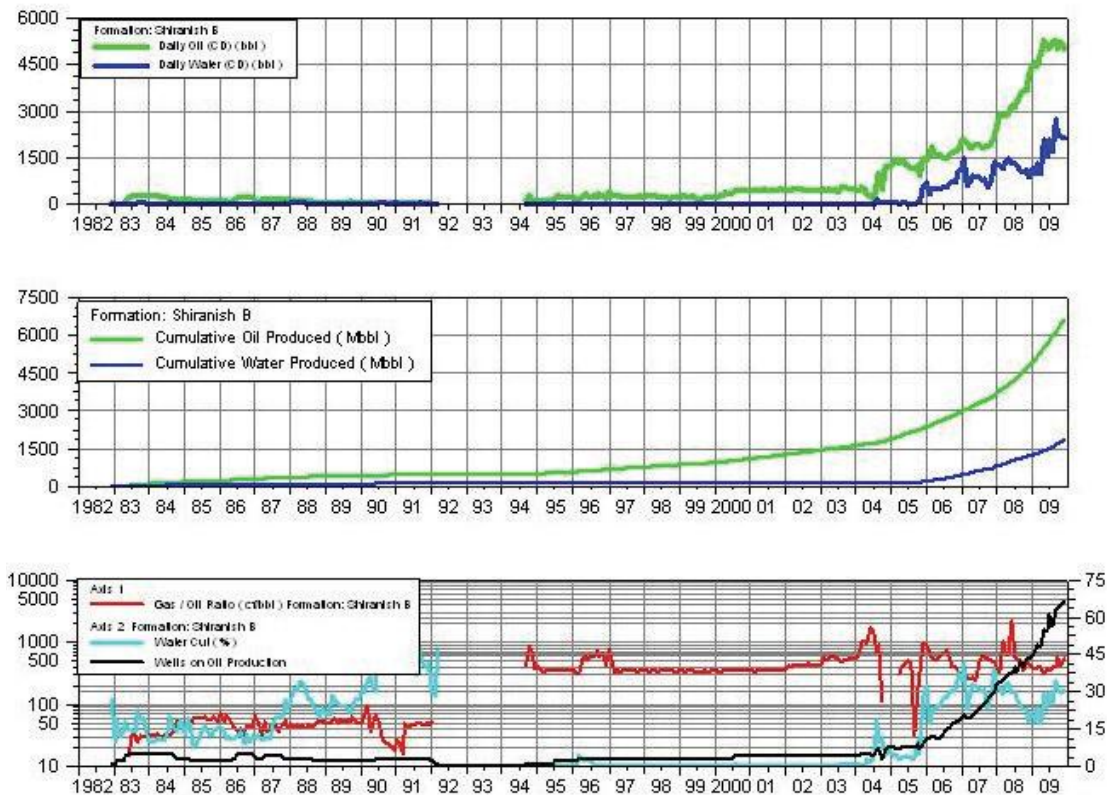


Figura 3.60. Producción de la formación Shiranish del campo Oudeh. (Li y otros, 2010).

Luego en junio del 2009 se inició un estudio de simulación térmica hasta noviembre del 2009, el software que utilizaron en su estudio de simulación fue el de ingeniería de yacimientos Petrel y el modelo térmico Eclipse. Los objetivos del modelo térmico fueron ejecutar el estudio de sensibilidad para la configuración de pozo, el espaciamiento entre los pozos, calidad de vapor, el tamaño de la cámara de vapor, la duración del ciclo, y la evaluación del desempeño de la piloto CSS.

Los datos de ajuste histórico fueron la producción de agua, de petróleo, las temperaturas y presiones de fondo de hoyo y parámetros como la viscosidad del petróleo, curvas de permeabilidad relativa al petróleo y el agua, tamaño de la capa de gas, y saturación inicial de agua. En resumen el ajuste histórico resultó en una predicción del modelo CSS para el desarrollo del campo. El modelo fue adecuado para el estudio de sensibilidad geotérmica, petrofísica y propiedades de fluido.

Después de la revisión detallada de la historia de los pozos, una configuración de 7 pozos horizontales localizados al noreste del campo fue seleccionado para la simulación térmica. Uno de los puntos de cuidado, fue la alta presión requerida para inyectar en el yacimiento Shiranish que es cercana o superior a la presión inicial del yacimiento (2300psia.), comparado con otros procesos de inyección cíclica de vapor, resultando en una fácil condensación del vapor en el fondo del hoyo.

En la aplicación del proceso de inyección cíclica de vapor en el campo Shiranish, la reducción de la viscosidad del petróleo debido al calentamiento es uno de los más importantes mecanismos de proceso de inyección de vapor, además de la expansión térmica, empuje por gas en solución, generación de  $\text{CO}_2$  y drenaje gravitacional.

Con el estudio de la simulación, obtuvieron el incremento de la producción de petróleo en frío (primaria) y en caliente (CSS) las cuales se crearon para poder comparar su desempeño.

La producción de petróleo prevista para el yacimiento Shiranish se muestra en la figura 3.61. Además, el pronóstico de producción previsto para uno de los pozos se muestra en las figura 3.62.

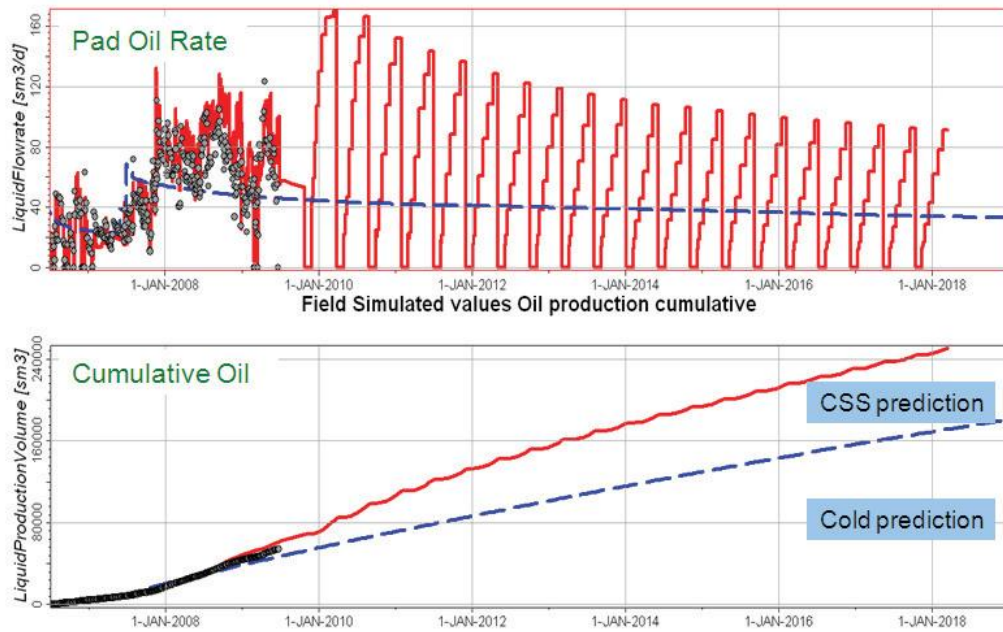


Figura 3.61. Pronostico del petróleo acumulado y la tasa para el yacimiento Shiranish (Li y otros, 2010).

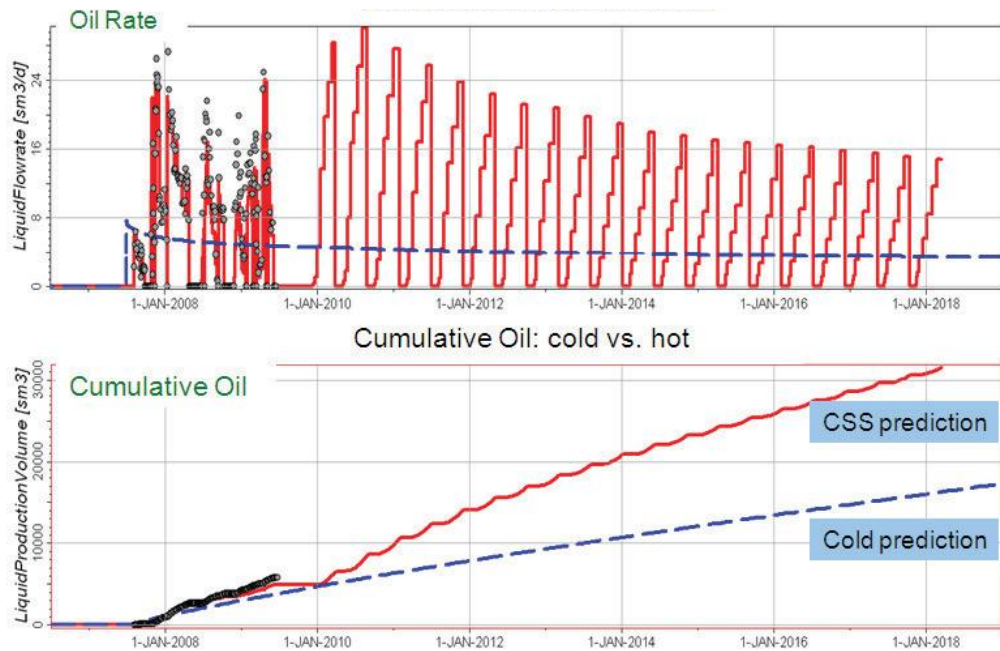


Figura 3.62. Pronostico del petróleo acumulado y la tasa para un pozo del yacimiento Shiranish (Li y otros, 2010).

El pronóstico de la simulación indica que las operaciones de inyección cíclica de vapor (CSS) dieron un incremento positivo de  $80.000\text{sm}^3$  (metros cúbicos estándar a  $15^\circ\text{C}$  y presión atmosférica) de petróleo, el resultado es alentador ya que demuestra la factibilidad térmica de la CSS en ese yacimiento carbonático profundo. Además existe la posibilidad de mejorar el proceso y la recuperación de petróleo.

### **3.11.3. Aplicaciones en China**

- **Aplicación de la Inyección Cíclica de Vapor en el campo Liaohoe**

Liaohoe es el campo más grande productor de petróleo pesado en china, comenzó su explotación en el año de 1969. En la actualidad la producción total de petróleo es superior a 12 millones de toneladas por año, de los cuales 7,64 millones de toneladas son de petróleo pesado.

Para el bloque de petróleo pesado el recobro es de aproximadamente 18.83%, hasta ahora se ha usado normalmente la inyección cíclica de vapor (CSS) además del SAGD. Lo novedoso del proyecto CSS según S. Zhang, F. Song, F. Wu, E. Luo (2009) fue la implementación de la bomba de cavidades progresivas con elastómeros para alta temperatura.

#### **Ubicación**

El campo Liaohoe de china, se encuentra al noreste de la cuenca de la bahía de Bohai, el noreste y oeste del campo Liaohoe está rodeado de montañas, mientras que la parte sur esta limitada por las aguas de la bahía de Liaodong. En la figura 3.63 se muestra la ubicación del campo Liaohoe.

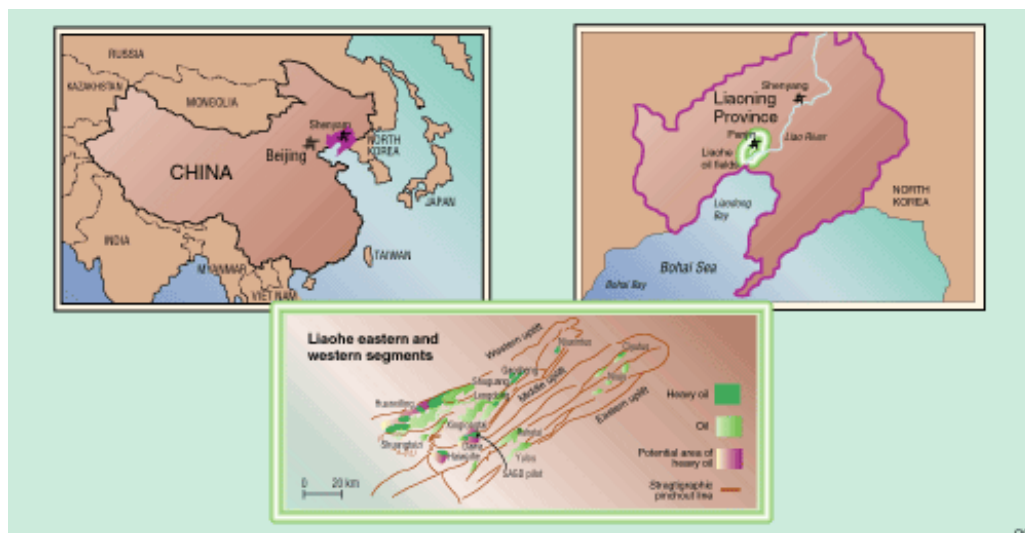


Figura 3.63. Ubicación del campo Liaohe, China. (Oil & Gas Journal,s.f.)

### Características del Yacimiento y de los Fluidos.

Una de las principales características geológicas del campo petrolero Liaohe, es su complicada estructura geológica con muchas capas. Hay un total de 39 bloques de petróleo, con una gravedad API de 16°, una viscosidad que varía entre 2000 y 3000 cp, una presión de yacimiento de 1900 psi y una profundidad entre 1450m y 1690m.

### Aplicación de la Tecnología de Inyección Cíclica de Vapor

El ciclo de inyección adoptado, implementa una presión de 16,5 MPa, temperatura de 348°C, tasa de vapor de 15 ton/hr, luego el pozo se cierra por 5 días después de completada la inyección, registrándose una temperatura de 192.1°C a una profundidad de 1140m. El sistema de levantamiento tradicional fue el bombeo mecánico, pero en este caso se probó la bomba de cavidades progresivas PCM 198 PCP con elastómero resistente a altas temperaturas en dos pozos.

La bomba de cavidades progresivas pudo soportar las condiciones de altas temperaturas, de la aplicación del proyecto de inyección cíclica de vapor, además demostró su confiabilidad para ser probada en otros pozos.

- **Aplicación de la Inyección Cíclica de Vapor en el campo Henan**

EL campo Henan es el segundo campo más grande de la república popular China, El campo Henan fue descubierto en 1970 y la inyección cíclica de vapor y el empuje con vapor en el campo se inició desde 1980 (Zhang X., Zhang Y., Yue Q., Gao Y., Shen D., 2009.). Es operado por la Henan Oilfield Company que es una subsidiaria de SINOPEC.

### Ubicación

El campo Henan se encuentra en la región de Nanyang. Las operaciones del suroeste de la región de Henan abarcan tres ciudades Nanyang, Zhumadian y Pingdinshan, así como 8 condados, incluyendo Xinye y Tanghe. La ubicación del campo Henan se muestra en la figura 3.64.



Figura 3.64. Ubicación del Campo Henan (Lyn Buchanan´s CRV Training and Services, 2005).

### **Características del Yacimiento y de los Fluidos.**

Las reservas probadas de petróleo son de 2.700 millones de toneladas, la profundidad del yacimiento es de 291m, el grosor es de 11,8m, la permeabilidad es de 2,88D, la porosidad promedio es de 0,34%, la saturación de petróleo 0,75%, la presión inicial del yacimiento es de 2,9Mp, la temperatura 30,3°C, la viscosidad del petróleo a la temperatura del yacimiento es de 50.719mPa.s y la densidad es de 966,8 kg/m<sup>3</sup>.

### **Aplicación de la Tecnología de Inyección Cíclica de Vapor**

Para incrementar la tasa de producción y el factor de recobro, los procesos de inyección cíclica de vapor y el empuje de vapor aplican una tecnología subsecuente. Para reducir el efecto de la canalización del vapor, fueron probados un número de surfactantes resistentes a altas temperaturas, de los cuales escogieron el surfactante Carbamida (CO(NH<sub>2</sub>)<sub>2</sub>) también conocido como Urea, para ser inyectado con el vapor.

Resultando en una expansión del volumen del petróleo pesado y disminuyendo su viscosidad entre un 70% a un 80%. Según Zhang y otros (2009), el modelo físico y las pruebas de campo comprobaron que la adición de este surfactante incrementa la tasa de producción de petróleo, el factor de recobro de los procesos de inyección cíclica de vapor y empuje por vapor.



#### **3.11.4. Aplicaciones en Canadá**

- **Aplicación de la Inyección Cíclica de Vapor en el Área de Cold Lake**

Alberta tiene los mayores depósitos de arenas petrolíferas de Canadá, con 1.7 billones de barriles de bitumen en sitio, con cerca del 70% de la producción de Canadá.

Alberta está dividida en tres áreas, Athabasca con un 80 % del POES, Cold Lake con un 12% y Peace River con 8%. Mientras que las reservas someras pueden ser extraídas por minería, la mayor parte de las reservas un 82%, son extraíbles solo por procesos térmicos en sitio.

Dos de las aplicaciones comerciales de métodos de producción más usados son la inyección cíclica de vapor (CSS) y la segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD), de los cuales la CSS ha sido el método más usado en el área de Cold Lake desde mediados de los ochentas, aunque actualmente se propone un nuevo proceso llamado Híbrido SAGD, el cual es la combinación del proceso CSS y el Proceso SAGD.

#### **Ubicación.**

El área Cold Lake está ubicada en el noreste de Alberta, a 300 km al noreste de la ciudad de Edmonton, en el distrito Lakeland, cerca de la frontera de Alberta y Saskatchewan. La ubicación del área de Cold Lake se muestra en la figura 3.65.



Figura 3.65. Ubicación del área de Cold Lake en Canadá. (Alberta Geological Survey, s.f.).

### **Características del Yacimiento y de los Fluidos.**

La formación Clearwater es el principal yacimiento enfocado al desarrollo térmico comercial del área de Cold Lake. En la tabla 3.19 se muestran las propiedades de la formación Clearwater.

Tabla 3.19. Propiedades de la formación Clearwater. (Coşkuner, 2009)

Parámetros	Unidades	Valor
Profundidad	m	450 ~ 480
Espesor Neto	m	20 ~ 32
Porosidad	%	25 ~ 35
Saturación de Petróleo	%	50 ~ 75
Permeabilidad Horizontal	mD	500 ~4.500
Permeabilidad Vertical	mD	100 ~ 1.500
Temperatura de Yacimiento	°C	15
Presión de Yacimiento	kPa	2.800
Viscosidad de Petróleo Muerto @ temperatura de yacimiento	mPa.s	20.000 ~ 350.000
Gravedad del Petróleo	API	10 ~ 12
Relación Gas ~Petróleo Inicial	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	8
Factor Volumétrico de Formación del Petróleo	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	1,018

### **Aplicación de la Tecnología de Inyección Cíclica de Vapor.**

Tanto pozos verticales como horizontales han sido usados exitosamente en el desarrollo térmico del área de Cold Lake, la mayoría de los pozos en el área de Cold Lake son verticales con un espaciamiento de 2 acres a 8 acres, el espaciamiento más común es de 4 acres. (Jiang. Q, Thornton. B, Russel Houston. J, Spence. S, 2010) con respecto a los pozos horizontales, la sección horizontal tiene un rango de 600m a 1200m y un espaciamiento entre pozos de 60m a 188m, el espaciamiento más común es de 160 m.

Aunque según los operadores del campo, en los pozos con espaciamiento de 160m, las zonas calientes no se encuentran, lo que evidencia la necesidad de optimizar el espaciamiento entre los pozos. Los pozos horizontales fueron completados con liners ranurados para el control de arena.

Bajo operaciones normales CSS, la planta usualmente genera vapor a una calidad de entre 75% y 80%, el cual es inyectado al pozo sin separar el condensado del vapor, lo

que disminuye el consumo de energía al no necesitar calidades mayores. El bitumen contenido en la formación Clearwater tiene baja movilidad a condición original de yacimiento. La inyectividad inicial para el vapor es generalmente baja, cuando la presión de inyección es menor que la presión de fractura de la formación.

El gradiente de presión promedio en el área de Cold Lake para iniciar el fracturamiento en la formación, fue estimado que es de aproximadamente 21.0 kPa/m. El acuífero asociado y la capa de gas presentan un reto para el desarrollo de la CSS en términos de la comunicación con el acuífero y la capa de gas.

A pesar que el proceso CSS ha demostrado ser un sólido proceso de recuperación comercial, con un factor de recobro en el rango de 25% a 35%, varios procesos han sido probados para mejorar el recobro de la inyección cíclica de vapor. A principio de 1980 pruebas piloto de inyección de aire fueron realizadas, seguidas de un proceso CSS, con el fin de que el aire se disuelva en el petróleo bajando así su viscosidad. La inyección de aire se detuvo con el aumento de la presión de 6 MPa a 8 MPa.

También se probó la inyección de butano en los pozos para producir el bitumen. La inyección de butano se esperaba que se vaporizara en el yacimiento a causa de la alta temperatura del vapor inyectado, una significativa mejora en las tasas de bitumen se reportaron después de la inyección del solvente.

Los Procesos CSS y SAGD son métodos térmicamente efectivos, por lo que Gökhan Coşkuner, (2009) propone un nuevo proceso llamado Híbrido SAGD, que se basa en la combinación del proceso CSS y el SAGD. La configuración planteada usa dos parejas de pozos SAGD y tres pozos CSS a la misma profundidad y paralelos a los pozos productores SAGD con un espaciamiento de 50m, como lo muestra la figura 3.66.

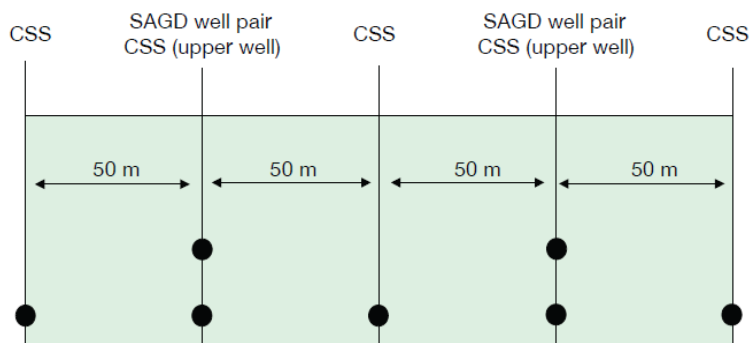


Figura 3.66. Configuración de pozos del proceso Híbrido SAGD. (Coşkuner, 2009).

Inicialmente el proceso CSS se lleva a cabo en todos los pozos y la misma presión, con el fin de disminuir la tendencia de que el vapor atraviese el yacimiento rápidamente, una vez que las cámaras de vapor de los inyectores SAGD y los pozos CSS entran en contacto, lo que ocurre aproximadamente en el tercer ciclo, comienza el proceso SAGD inyectando vapor de forma continua por los inyectores SAGD y produciendo por los productores SAGD y los pozos horizontales CSS.

El proceso Híbrido SAGD, con su configuración de pozos, permite calentar una mayor área del yacimiento, aumentando la recuperación de petróleo en comparación con los procesos CSS y SAGD, además del requerimiento de un mayor consumo de energía y recursos.

### 3.11.5. Aplicaciones en Venezuela

- **Aplicación de la Inyección Cíclica de Vapor en el Campo Bare (Faja Petrolífera del Orinoco).**

#### **Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)**

La República Bolivariana de Venezuela posee actualmente 297.000 millones de barriles de petróleo en reservas certificadas (PDVSA, 2011). La característica

fundamental de estos recursos es que cerca del 80% están conformados por crudos pesados y extrapesado.

En la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) existen 1,3 billones de barriles de petróleo original en sitio (POES) y en la estimación de sus reservas se considera un factor de recobro del 20% (Ramírez, 2010).

La FPO es la reserva de hidrocarburos líquidos más grande del mundo, cuyas reservas certificadas se encuentran actualmente por el orden de los 219.600 millones de barriles de petróleo pesado y extra pesado (PDVSA, 2011).

La FPO se encuentra conformada por cuatro grandes campos (Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo) y subdividida en 31 bloques. En dichos bloques participan, junto a PDVSA, empresas de varias partes del mundo (Carquez, 2010). En la figura 3.67 se muestra el territorio de Venezuela correspondiente a la FPO.

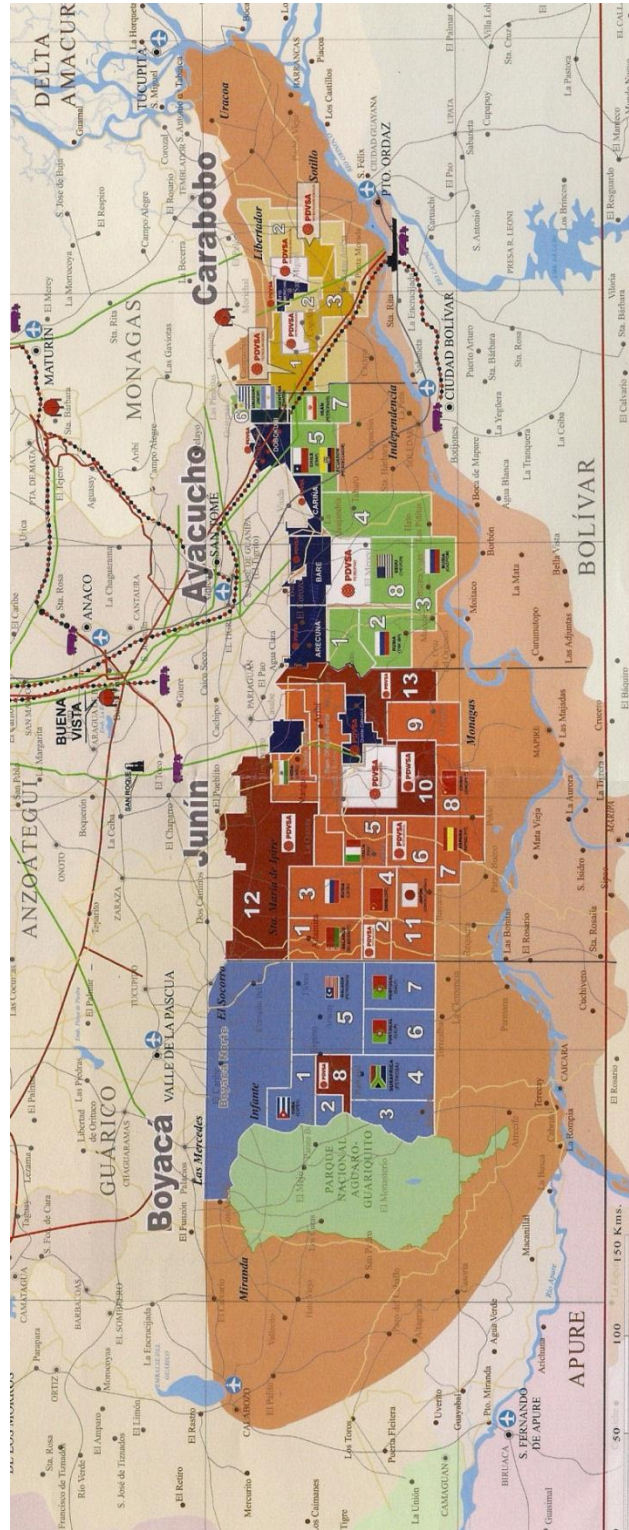


Figura 3.67. Territorio de Venezuela correspondiente a la Faja Petrolífera del Orinoco. Detalle de los campos Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (Corpoven C.A./PDVSA CVP, 2010).

La FPO está ubicada al sur de la cuenca oriental de Venezuela, en una sección sedimentaria al norte del río Orinoco y del escudo precámbrico Guayanés. Posee una extensión de 600 km de este a oeste, e inicia en el estado Delta Amacuro, atraviesa el sur del estado Monagas y Anzoátegui, hasta parte del estado Guárico. Presenta un ancho que va desde los 32 Km hasta los 100 km y comprende un área total de 55.314 Km<sup>2</sup>.

Actualmente, el área total de explotación de la FPO es de 11.593 km<sup>2</sup>. Dentro de esta área se estiman 1,36 billones de barriles de petróleo original en sitio, con una gravedad de 6-12 °API. Por esta razón la FPO es la fuente de hidrocarburos líquidos más grande del mundo.

Los yacimientos de la FPO se constituyen de arenas no consolidadas, de alta porosidad y permeabilidad. Los campos tradicionales de FPO producen principalmente de los yacimientos de las formaciones Oficina y Merecure. En la figura 3.68 se presenta la columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela, donde se aprecian las diferentes formaciones que la conforman. El petróleo entrampado en los yacimientos de la FPO se originó en el centro de la Cuenca Oriental al norte y migró posteriormente a la parte más alta al sur, donde se acumuló y preservó debido a los cambios en la permeabilidad de las arenas y a la presencia de fallas tipo sello y cementación diagenética.

En su trabajo, Lechiguero (2010) muestra el mapa de distribución de petróleo en la FPO según su gravedad API (ver figura 3.69). En cuanto a su descripción geológica, la Cuenca de Oriente está limitada por la cordillera de la costa al norte, al sur por el río Orinoco, al este por la plataforma del Delta del Orinoco y al oeste por el lineamiento de Baúl. Se divide en las subcuencas de Guárico y de Maturín.





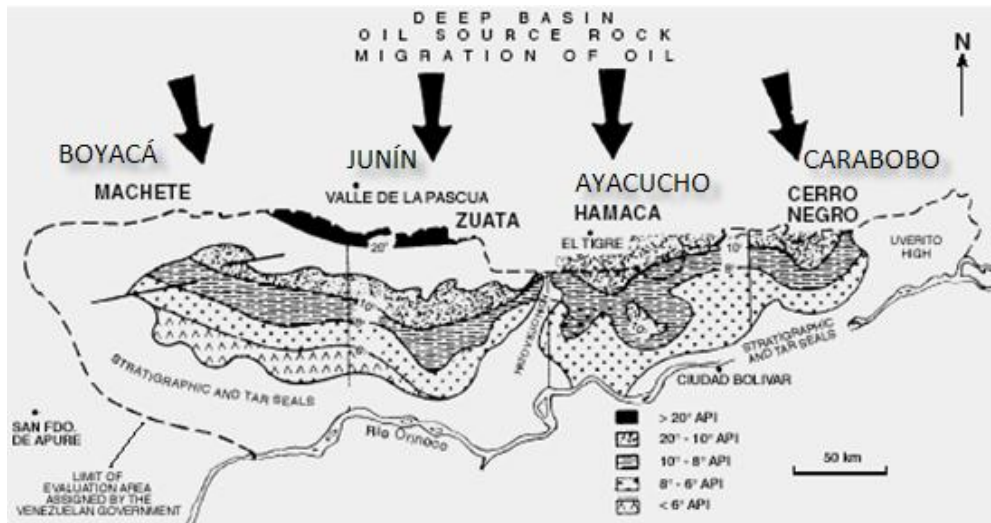


Figura 3.69. Mapa de distribución de petróleo, según su gravedad API, en la FPO (Lechiguero, 2010).

En la figura 3.70 se muestran los límites y elementos tectónicos de la Cuenca Oriental de Venezuela.



Figura 3.70. Límites y elementos tectónicos de la Cuenca Oriental de Venezuela (lechiguero, 2010).

En la tabla 3.20 se muestran las principales características de los cuatro campos que conforman la FPO.

Tabla 3.20. Principales Características de la FPO (Lechiguero, 2010).

<b>Características de los Campos de la FPO</b>				
<b>Características</b>	<b>Campos</b>			
	<b>Boyacá</b>	<b>Junín</b>	<b>Ayacucho</b>	<b>Carabobo</b>
Número de bloques	7	13	8	3
Área aproximada (Km <sup>2</sup> )	23610	14580	11300	2311
Ubicación	Guárico	Guárico	Anzoátegui	Anzoátegui
		Anzoátegui	Monagas	Monagas
POES (MMMBLS)	489	557	87	227
Preción inicial del yacimiento (lpc)	690-1520	230-1750	530-1500	671-1550
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
Profundidades (Pies)	500-14300	253-3840	500-4200	1400-3500
Espesores de arena (Pies)	10-259	15-350	10-250	20-200
Gravedad API de los fluidos	4-15	6-12	8-12	6-10
Viscosidades (cP)	500-67500	5000-50000	1000-8500	1700-25000
Potencial de producción (MBPD)	-	2000	-	1400

Debido al aporte de la FPO, Venezuela se convierte en el país con las reservas probadas más grandes del mundo (297.000 millones de barriles). En la figura 3.71 se realiza la comparación de las reservas certificadas entre los mayores productores de petróleo del mundo, donde Venezuela figura en el primer lugar.

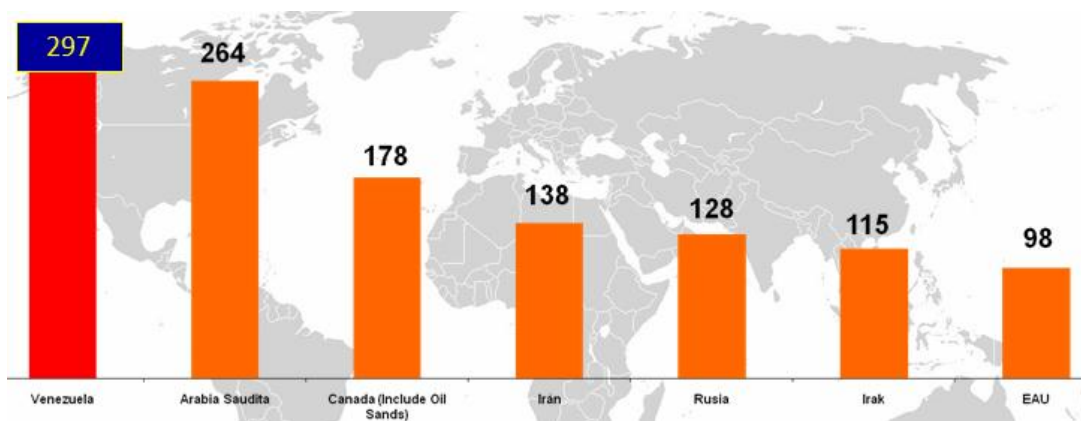


Figura 3.71. Comparación de reservas probadas (miles de millones) entre diversos países petroleros (PDVSA, 2011).

### Campo Bare

Con la intención de lograr mayor eficiencia en la explotación de crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco, se realizó una prueba piloto utilizando La Tecnología de Inyección Cíclica de Vapor Selectiva o Inyección Alterna Selectiva, específicamente en la arena TL, Yacimiento MFB-15 del Campo Bare. Con esta tecnología se alcanzó mayor calidad y distribución de vapor a lo largo de la sección horizontal del pozo.

### Ubicación

El Campo Bare, se encuentra ubicado en el Distrito San Tomé, Municipio Francisco de Miranda, Estado Anzoátegui y forma parte del Campo Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). Este Campo se encuentra a unos 40 Km al sur de la ciudad de El Tigre y a unos 70 km al norte del río Orinoco. Abarca una superficie de 487 km<sup>2</sup>. Limita al norte con los Campos Migas y Yopales Sur, al sur con el cuadrángulo Huyapari, al este con los cuadrángulos Cariña e Irapa y hacia el oeste con el cuadrángulo Arecuna (PDVSA Unidad de Petróleo Extrapesado, 2004)

En la figura 3.72 se muestra la ubicación del campo Bare dentro de la estructura de bloques correspondientes al Campo Ayacucho de FPO.



Figura 3.72. Ubicación del Campo Bare dentro de la FPO (Corpoven C.A./PDVSA CVP, 2010).

### Características de Yacimiento y de los Fluidos

Las características generales del Campo Bare son presentadas en la tabla 3.21.

Los datos básicos oficiales de la Arena TL del Yacimiento MFB-15 y del Pozo MFB-637 son presentados a continuación en la tabla 3.22.

Tabla 3.21. Características Generales del Campo Bare (PDVSA. Gerencia de Yac. Mucura, 2008).

Características Generales del Campo Bare	
Parámetro	Valor
Descubrimiento	1981
Área (Acres)	19.671
Espesor (pies)	70-100
Porosidad (%)	25-33
Permeabilidad (Darcy)	2-7
°API	10
Presión inicial (lpc)	1200
Presión actual (lpc)	750
Presión de Burbuja (lpc)	1200
Viscosidad del Petróleo (cp)	684
Boi (BY/BN)	1,07
Mec. De Producción	Gas en solución
Temperatura de yacimiento (°F)	137
Sat. Petróleo inicial (%)	76
Sat. agua (%)	24
POES (MMBLS)	1901
Factor de Recobro (%)	19
Reservas Rec. (MMBLS)	361,1
Reservas Rem. (MMBLS)	175,5

Tabla 3.22. Datos Yacimiento MFB-15 y Pozo MFB-637 (PDVSA. Gerencia de Yac. Mucura, 2008).

<b>Datos Básicos Oficiales de la Arena TL, Yacimiento MFB-15 y Pozo MFB-637</b>		
	<b>Parámetros</b>	<b>Valores</b>
<b>Yacimiento MBF-15</b>	POES (MMBLS)	643,78
	Respuesta en Recuperación Primaria (MMBLS)	83,69
	Profundidad (pies)	3100
	Presión de Yacimiento (lpc)	669
	Espesor promedio (pies)	45
	Viscosidad del Petróleo (cP)	1219
	Porosidad (%)	30
	Permeabilidad (Darcy)	1,07
	Corte de agua promedia (%)	15
	<b>Pozo MBF-637</b>	Profundidad del Pozo (MD en pies)
Sección horizontal (pies)		1826
Revestidor		9 5/8, N80, 43,5 Lb/pie
Cementación		Hasta superficie
Calidad de cemento		Buena
Colgador de Liner		Térmico BKR 9 5/8 X7
	Cabezal	Térmico

En la figura 3.73 se muestra la columna estratigráfica correspondiente al campo Bare. Cabe destacar que la Arena TL del Yacimiento MFB-15 produce de la formación Oficina, que se constituye de arenas no consolidadas, de alta porosidad y permeabilidad.

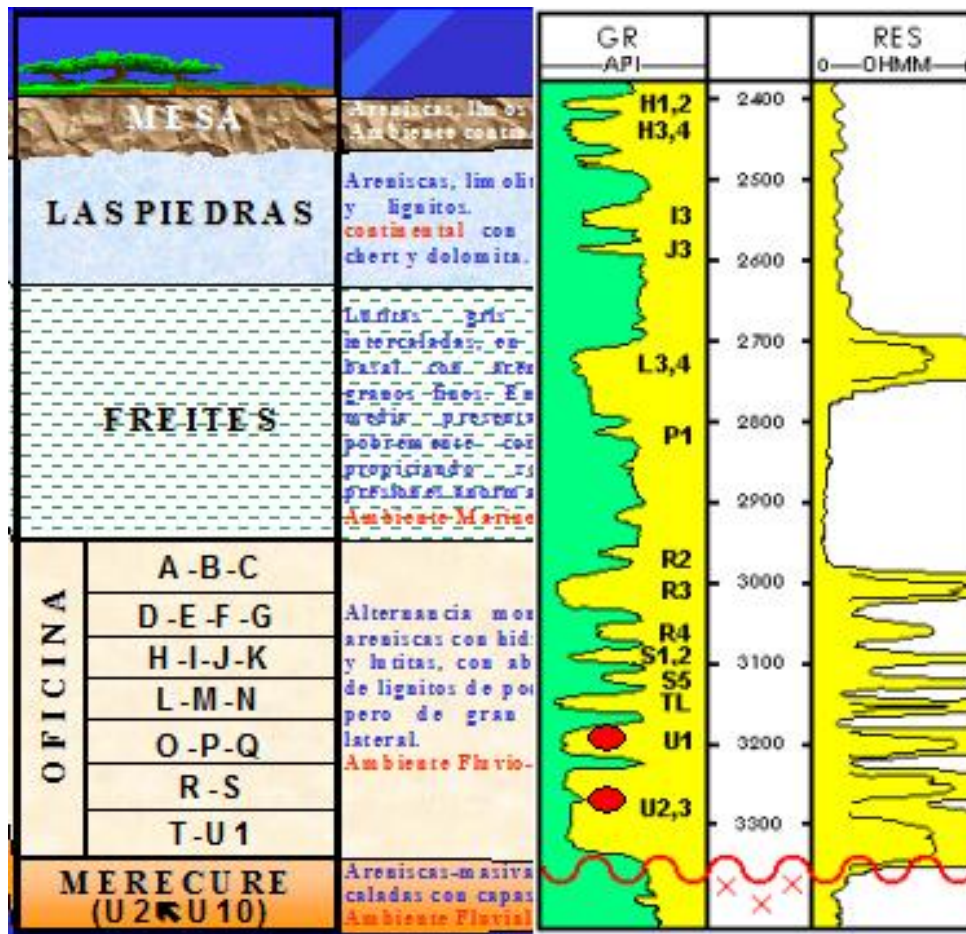


Figura 3.73. Columna Estratigráfica Correspondiente al Campo Bare (PDVSA. Unidad de Petróleo Extrapesado, 2004)

En la figura 3.74 se muestra el mapa Isópaco-Estructural correspondiente a la Arena TL del Yacimiento MFB-15, donde se muestra el pozo MFB-637.



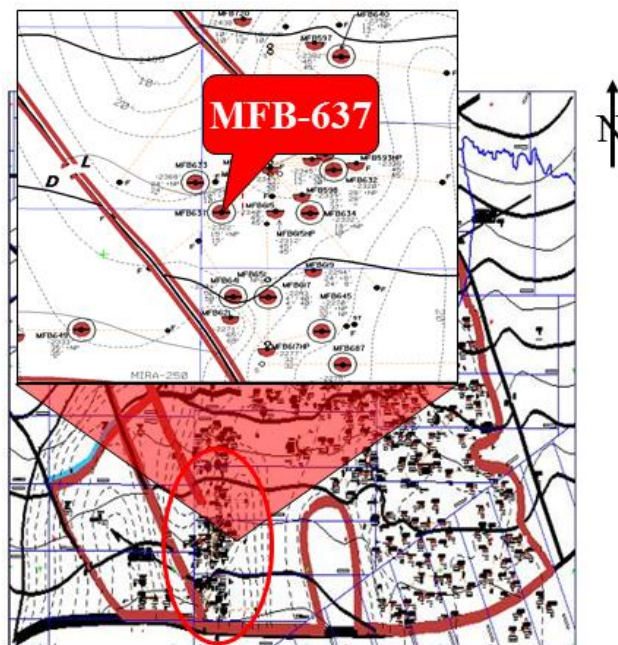


Figura 3.74. Mapa Isópaco-Estructural de la Arena TL del Yacimiento MFB-15(PDVSA. Gerencia de Yacimiento. Mucura, 2008).

### **Aplicación de la Tecnología de Inyección Cíclica de Vapor Selectiva:**

Con la aplicación de la Tecnología de Inyección de Vapor Selectiva en el pozo MFB-637, se asegura la transferencia de calor al crudo pesado y extrapesado con especificaciones altas de cantidad y calidad en toda la sección horizontal del pozo.

Para lograr estas condiciones se realizó una conversión cuyas características de completación son las siguientes: uso de doble sarta, donde una sarta pre-aislada de 2-7/8" con sensores de presión y temperatura se utiliza para inyectar vapor de alta calidad en la sección horizontal del pozo. Otra sarta de 3-1/2" lleva los fluidos calentados a superficie con la ayuda de una bomba insertable (Bombeo Mecánico) de 2-7/8" (PDVSA. Gerencia de Yacimiento. Mucura, 2008).

En la figura 3.75 se muestra en detalle la completación utilizada en el pozo MFB-637 para llevar a cabo la fase de inyección de vapor (Marzo 16, 2005).

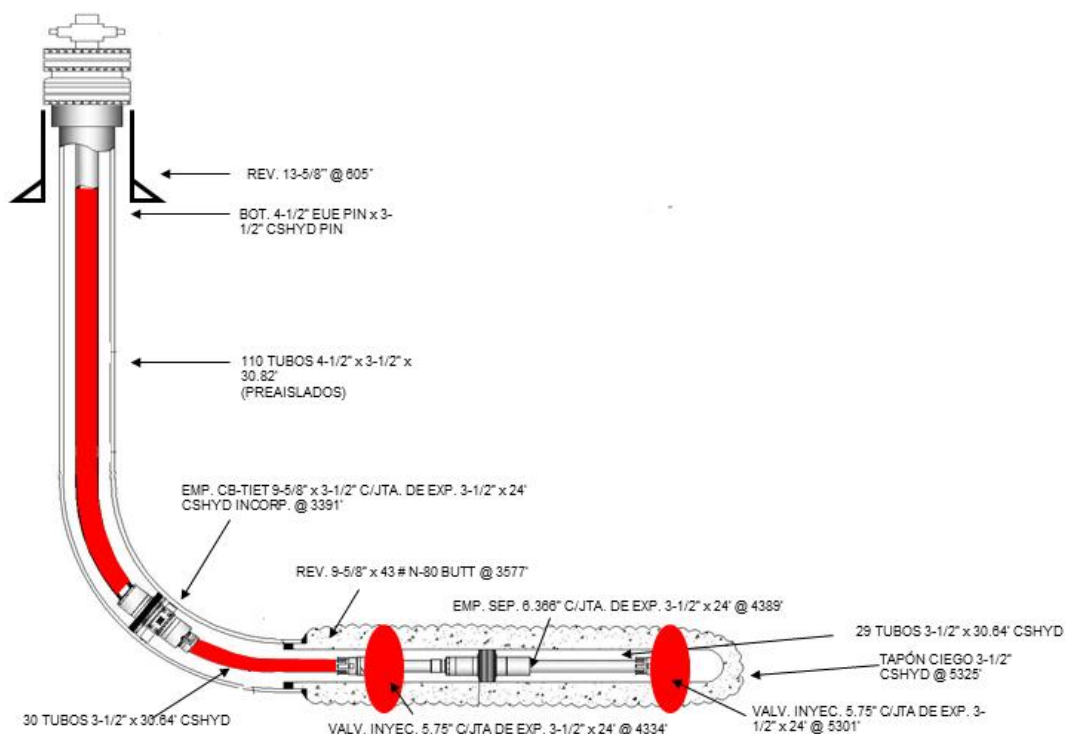


Figura 3.75. Completación del pozo MFB-637 en la fase de inyección de vapor (PDVSA. Gerencia de Yacimiento. Mucura, 2008).

Los parámetros asociados a la fase de inyección fueron los siguientes:

Presión de Inyección = 1200 lpcá

Temperatura de Inyección = 550 °F

Calidad de Inyección del Vapor = 80%

Toneladas Programadas = 10.000 Toneladas

Toneladas Inyectadas = 10.000 Toneladas

En la figura 3.76 se muestra en detalle la completación utilizada en el pozo MFB-637 para llevar a cabo la fase de producción (Junio 17, 2005).

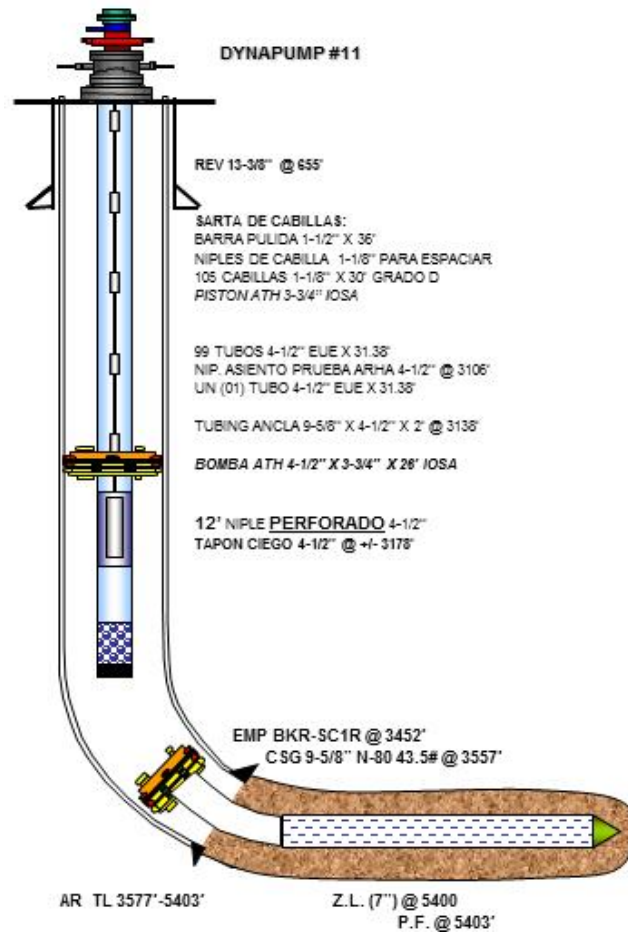


Figura 3.76. Completación del pozo MFB-637 en la fase de producción (PDVSA. Gerencia de Yacimiento. Mucura, 2008).

Para las nuevas completaciones, se tuvieron en cuenta consideraciones como poder bajar la sarta de inyección en un solo viaje, que los equipos debían ser fáciles de extraer reutilizarlos, las salidas de vapor debían ser ajustables para controlar la cantidad de vapor a inyectar y finalmente que los puntos de inyección no debían dañar el ranurado (TIET, 2008).

Las pruebas de producción con bombeo mecánico presentaron los resultados apreciados en la tabla 3.23.

Tabla 3.23. Resultados de Pruebas de Producción por Bombeo Mecánico Pozo MFB-637 (TIET, 2008).

<b>Resultados de Pruebas de Producción por Bombeo Mecánico Pozo MFB-637</b>				
<b>Fecha</b>	<b>BNPD</b>	<b>RGP</b>	<b>%AyS</b>	<b>Tecnología</b>
08/12/2004	285	196	0,6	Producción en frío
27/09/2005	934	140	5,2	I.A. Selectiva
15/12/2005	691	402	0,8	I.A. Selectiva

El último valor de tasa de petróleo por producción en frío fue de unos 285 BNPD, en cambio aplicando la Tecnología de Inyección Alterna de Vapor Selectiva se obtuvo un valor de 934 BNPD al comenzar la fase de producción después de la inyección de vapor.

Esta tasa de petróleo evidencia un incremento de 649 BNPD en la producción, con lo cual se observa un incremento importante motivado por la mejor distribución del vapor dentro del yacimiento.

En la figura 3.77 se compara el comportamiento de producción de petróleo en frío y el correspondiente a la Tecnología de Inyección Cíclica de Vapor Selectiva, ambas aplicadas en el Pozo MFB-637 del campo Bare en la FPO.

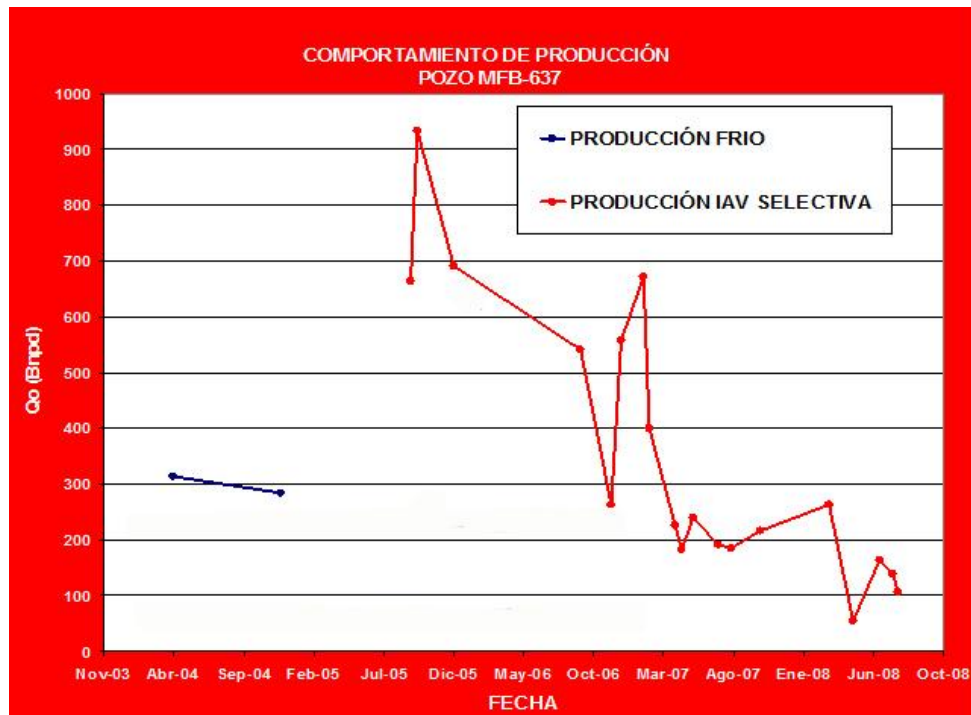


Figura 3.77. Comportamiento de Producción Pozo MFB-637 (PDVSA. Gerencia de Yacimiento. Mucura, 2008).

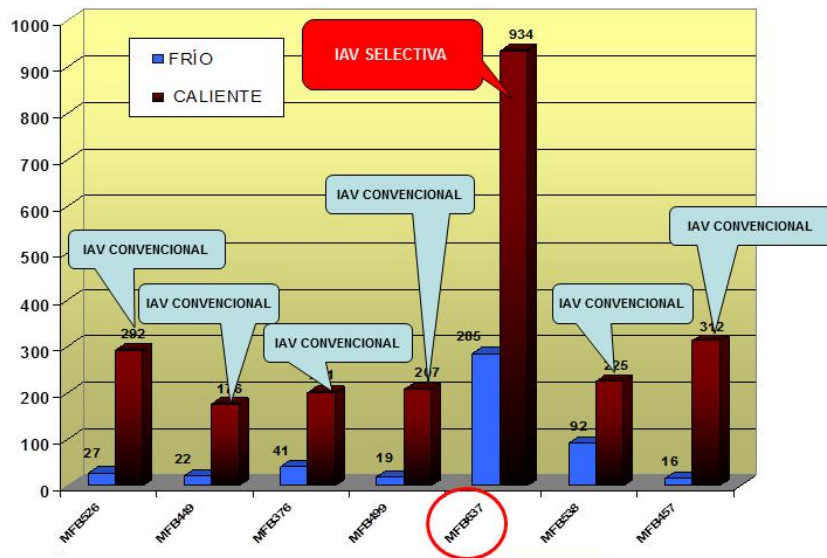


Figura 3.78. Comparación de resultados entre la I.A.V. Selectiva y la I.A.V. Convencional en el Campo Bare (PDVSA. Gerencia de Yacimiento. Mucura, 2008).

Realizando la comparación entre el comportamiento de producción de la Tecnología de Inyección Cíclica de Vapor Selectiva y el de la Inyección Cíclica de Vapor Convencional en otros pozos del mismo campo, encontramos que la IAV Selectiva muestra mejores resultados, debido al aumento del área calentada (Ver figura 3.78).

Por último se presentan los datos de evaluación económica del Pozo MFB-637 (PDVSA. Gerencia de Yacimiento. Mucura, 2008).

Costo Real del Pozo:

Completación = 383 MBs.F.

Gasto de Generación de Vapor = 74 MBs.F.

Indicadores económicos:

VPN (M\$) = 1.623

TIRM (%) = 181,35

EI (\$/\$) = 33,33

TDP (Años) = 0,02

Por último, en tabla 3.24 Se muestran algunos de los países en donde se aplica la tecnología de inyección cíclica de vapor.

Tabla 3.24. Países en donde se aplica la tecnología de inyección cíclica de vapor  
(Li, Astete y Wang, 2010).

País	Nombre del Campo	Grados API	Viscosidad (cp)	Presión de Yacimiento (psi)	Profundidad de Formación (m)
Egipto	Issaran	10 ~ 12	4000	235.5	1000
	Eaestern Desert	9 ~ 12	3000 - 5000	/	2200
Turquía	Ikiztepe	10 ~ 12	938	1841	4330
Rusia	Gremikhin Skoye	/	156	1812	3083
Siria	Oudeh (piloto CSS)	8 ~ 16	40 ~8000	2000 ~ 2200	5538
	Tishrine West (pilotoCSS)	11 ~ 20	100 ~ 15000	1337	3500
Canadá	Cold Lake	< 10	100.000	435	470
	Peace River	< 10	1200	540	600
	Pike Peak	12	25000	485	500
Venezuela	Bare, Orinoco	9.6	1219	669	945
China	Liaohe	16	2000 ~ 3000	1900	1450 ~ 1690

## **CONCLUSIONES**

1. Debido a las características de yacimiento y de fluidos presentes en la Faja Petrolífera del Orinoco, las tecnologías de Inyección Cíclicas de Vapor encuentran alta aplicabilidad, pudiéndose aumentar la producción de petróleo pesado y extrapesado.
2. Actualmente la aplicación de la inyección cíclica de vapor es, en su mayoría, a través de pozos horizontales. Esto es debido a que los pozos de configuración horizontal generan un incremento en la recuperación de petróleo comparado con la inyección cíclica de vapor en pozos verticales. Los pozos horizontales aumentan el área de contacto con el yacimiento y proporcionan un drenaje más eficiente.
3. De la combinación de los procesos CSS y SAGD, surgen dos nuevos procesos denominados SAGD Rápido y SAGD Híbrido. Estos logran una mejor expansión lateral de la cámara de vapor y cuentan con más pozos productores. El SAGD Híbrido se muestra más eficiente, principalmente por la inyección de vapor en un patrón escalonado, al contrario del SAGD Rápido en donde el vapor irrumpe prematuramente.
4. El proceso de Inyección Cíclica de Vapor de forma selectiva, genera una mejor distribución del vapor en varios puntos de la sección horizontal del pozo, aumentando el área calentada e incrementando la producción de petróleo.
5. Para solventar la limitación de 150°C (302°F) que puede soportar el elastómero de la Bomba de Cavidad Progresiva (BCP) estándar, se puede optar por la BCP Metálica o la BCP con elastómero para alta temperatura, que soportan 350°C (662°F) y 200°C (392°F) respectivamente, manteniendo el ahorro de energía, un bajo mantenimiento y menor inversión.



6. La Bomba electro sumergible estándar puede manejar grandes volúmenes pero está limitada por una temperatura de operación de hasta 177°C (350°F). Actualmente existe una nueva bomba electro sumergible capaz de soportar temperaturas de 218°C (425°F) y las condiciones adversas de un proceso de recuperación térmica.
7. De las nuevas tecnologías estudiadas se tiene que existen cementos capaces de soportar las agresivas condiciones generadas por los procesos de recuperación térmica, entre los que se encuentran el cemento Flexston, que demostró ser térmicamente estable a temperaturas de hasta 350°C (662°F), y el cemento Portland clase E, que al agregarle 40lbs de Sílica por saco, es capaz de resistir una temperatura de 315°C (600°F).
8. En yacimientos de carbonatos, se debe mantener una tasa de inyección de vapor baja y una presión de inyección que no supere la presión de fractura del yacimiento, ya que puede disminuir la producción de petróleo por un aumento en la producción de agua.
9. Pruebas de campo y estudios de simulación realizados en el campo Oudeh en Siria, demuestran la factibilidad de la Inyección Cíclica de Vapor en yacimientos de 1600m (5250ft) de profundidad con la utilización de tuberías aisladas térmicamente con alto vacío, cuando la profundidad máxima recomendada para este método es de 1372m (4500ft).
10. La mayoría de las innovaciones tecnológicas en materia de inyección de vapor, han surgido de la explotación de los crudos pesados y extrapesados de Canadá, segundo país con las mayores reservas de crudo del mundo (1.7 billones de barriles en sitio).

11. Las tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor, en general, encuentran su aplicación en yacimientos con profundidades menores a 4500 pies (1372 metros), crudos con gravedades API menores a 16, Viscosidades mayores a 400 cp, permeabilidades mayores a 1000 mD, porosidades mayores a 25% y saturación de agua menor al 35%.

## **RECOMENDACIONES**

1. Se recomienda promover la investigación de nuevas tecnologías relacionadas a la recuperación térmica de petróleo pesado y extrapesado.
2. Se recomienda utilizar esta investigación como material de apoyo, en las materias relacionadas a los procesos de recuperación térmica y crudos pesados, en la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela.
3. Se recomienda estudiar la factibilidad de aplicación a mayor escala de la tecnología de Inyección Cíclica de Vapor Selectiva en la Faja Petrolífera del Orinoco, en busca de aumentar la producción en dicha reserva de hidrocarburos.
4. Se recomienda estudiar la factibilidad de aplicación de las tecnologías de SAGD Rápido y SAGD Híbrido en la Faja Petrolífera del Orinoco, dado que su utilización podría significar un aumento en la producción de hidrocarburos en dicha zona.
5. Se recomienda ampliar el uso de los nuevos equipos de completación y producción para las operaciones de recuperación térmica en la Faja Petrolífera del Orinoco, lo cual impactará de forma positiva en la eficiencia de los métodos de recuperación mejorada aplicados.
6. Se recomienda la utilización de pozos horizontales en proyectos de recuperación térmica que impliquen inyección de vapor, debido a que con ellos se logra una mayor distribución del calor dentro del yacimiento, lo que implica mayor eficiencia del método de recuperación aplicado.
7. Se recomienda realizar detenidamente un estudio sobre el impacto ambiental asociado a la aplicación de las tecnologías de recuperación térmica que utilizan vapor, ya sean convencionales o recientes.

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- Alberta Geological Surey (s.f). **Alberta Oil Sands**. Disponible: [http://www.ags.gov.ab.ca/energy/oilsands/alberta\\_oil\\_sands.html](http://www.ags.gov.ab.ca/energy/oilsands/alberta_oil_sands.html) [Consulta enero 22,2010]
- Alvarado, Douglas D. y Banzér S., Carlos (2002). **Recuperación Térmica de Petróleo**. Re-editado y corregido por Rincon M., Adafel C., Caracas.
- Alvarez V., Randy J. (2009). **Propuesta de Plan de desarrollo para un Campo en La Faja Petrolífera del Orinoco**. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Andrango C., Cristina M. y Castro A., David I. (2009). **Estudio de Recuperación de Crudos Pesados en el Campo Pungarayacu Mediante Inyección de Vapor de Agua Utilizando Tecnología Actual**. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Escuela Politécnica Nacional, Quito. Disponible: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1786/1/CD-2378.pdf> [Consulta: 2011, agosto 21].
- Babadagli T., Er V., Naderi K., Burkus Z., Ozum B. (2009). **Use of Biodiesel as an Additive in Thermal Recovery of Heavy-Oil and Bitumen**. Paper SPE 2009-049. University of Alberta / Apex Engineering Inc. Artículo Técnico Presentado en Canadian International Petroleum Conference (CIPC). Calgary, Alberta, Canadá. 8 p.
- Baldomir G., Mauricio J. (2004). **Efectos de Flujo en Tubería en los Procesos de Inyección de Vapor en Pozos Horizontales**. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

- Bashbush, José L.. (2008 febrero 12-13). **Tecnologías Habilitantes Mejor Desempeño y Reducción de Riesgos**. Ponencia presentada en el 1<sup>er</sup> Congreso Internacional de Crudos Pesados. Maturín Edo. Monagas: Schlumberger.
- Bashbush, José L. y Fernandez R., Edgar A. (2008). **Horizontal Alternating Steam Drive Process for the Orinoco in Eastern Venezuela**. Paper SPE-117689. Schlumberger. Paper presentado en 2008 SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Calgary, Alberta, Canada, 20-23 october 2008. 13 P.
- Beauquin, Jean L. y Boireau, C. (2005). **Development Status of Metal progressing Cavity Pump for Heavy Oil and Hot Production Wells**. SPE/PS-CHOA 97796. Total, PCM. Artículo técnico presentado en la international Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held. Calgary, Alberta, Canada. 7 P.
- Beauquin, Jean L. y Ndinemenu, Felix (2007). **World's First Metal PCP SAGD Field Test Shows Promising Artificial Lift Technology for Heavy Oil Hot Production: Joslyn Field Case**. SPE 110479. Total, PCM, KUDU Industries Inc. Artículo técnico presentado en la Annual Technical Conference and Exhibition held, Anaheim, California, U.S.A. 6 P.
- Betancourt, Gonzalo (2007). **Perforación Costa Afuera: Estado del Arte**. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Boles, Michael A. y Cengel, Yunus A. (2007). **Termodinámica**. Quinta edición. México. McGraw-Hill Interamericana. 988p.

- Buchanan's, Lyn. CRV Training and Services (2005). **Target 061220 Oil Well Blowout and Fire in Henan Province, China June 19, 2005.** Disponible: <http://www.crvviewer.com/targets/061220/061220.htm> [Consulta : 2011, septiembre 16]
- Calderón C., Jesús A. (2008). **Estudio de Inyección Alternada de Vapor en el Bloque 4 del Área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco Aplicando Simulación de Yacimientos.** Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Cámara Petrolera de Venezuela Capitulo Monagas (2008). **Inyección Secuencial de Vapor.** Disponible: <http://es.scribd.com/doc/25277514/Inyeccion-de-Vapor-Secuencial> [Consulta: 2011, Enero 20].
- Carquez S., Alfredo (2010). **Rafael Ramírez: Nuestro Futuro está en la Faja Petrolífera del Orinoco.** Orinoco Magna Reserva, Revista de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), Año 1, Número 1, julio-septiembre 2010, 39 p.
- Chang J., Ivory J., Rajan R.S.V. (2009). **Cyclic Steam-Solvent Stimulation Using Horizontal Wells.** Paper SPE 2009-175. Alberta Research Council. Artículo Técnico Presentado en Canadian International Petroleum Conference (CIPC). Calgary, Alberta, Canadá. 29 p.
- Continuous Steam Injection (s.f.). **Recuperación Térmica del Petróleo: Inyección continua de vapor.** Disponible: <http://continuoussteam injection.blogspot.com/2010/12/recuperacion-termica-del-petroleo.html> [Consulta: 2011, Septiembre 5].

- Coproinca (s.f.). **Tubería VIT**. Disponible: <http://coproinca.net/> [Consulta: 2011, Enero 25].
- Corpoven C.A./PDVSA CVP (2010). **Mapa Petrolero Faja Petrolífera del Orinoco**. M3 producciones C.A.
- DeBruijn, G. y otros. (2010). **Innovative Cementing Solution for Long – Term Steam Injection Well Integrity**. SPE 131324. Schlumberger, StatoilHydro Canadá. Artículo técnico presentado en la conferencia anual SPE EUROPEC/EAGE, en Barcelona España. 13P.
- Díaz & Méndez. (2009). **Fundamentos Teórico Prácticos de Perforacion y Construcción De Pozos**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Duarte, Alvaro. y Marquez, Claudio (s.f.). **Proceso de Generación de Vapor**. Disponible: <http://www.monografias.com/trabajos42/generacion-de-vapor/generacion-de-vapor.shtml> [Consulta: 2011, febrero 10].
- Espinoza G., Rosa V. (2008). **Estudio del comportamiento del Proceso HASD en Arenas Delgadas del Área San Diego, Bloque Junín**. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Finol P., Alberto S. (1978). **Notas Sobre Recuperación Térmica**. Maracaibo, Venezuela. Universidad del Zulia. 172 p.

- Gökhan Coşkuner. (2009). **A New Process Combining Cyclic Steam Stimulation and Steam-Assisted Gravity Drainage: Hybrid SAGD**. SPE 09-01-08-DA. Husky Oil Operations Limited. Originalmente publicado en el Journal of Canadian Petroleum Technology. Canada.8P.
- Gonzáles, Fabio A. (s.f.). **Escritura del Estado del Arte**. Universidad Nacional de Colombia. Dpto. de Ing. De Sistemas e Industrial. Seminario de Investigación I, Bogotá. Disponible: [http://dis.unal.edu.co/~fgonzacourses2005-IIseminario\\_estado\\_Arte.pdf](http://dis.unal.edu.co/~fgonzacourses2005-IIseminario_estado_Arte.pdf) [Consulta: 2010, noviembre 14].
- Hanzlik, Edward. (2009). **La Aplicación de la Tecnología para Desarrollar Yacimientos de Crudo Pesado**. Disponible: <http://www.energiaadebate.com/Articulos/Mayo2009/Hanzlikmay09.htm> [Consulta: 2011, Agosto 20].
- Hidalgo B., Wilmer J. (2002). **Simulación Conceptual del Proceso de Inyección Alterna de Vapor con Solventes, como Método de Recuperación Mejorada para Yacimientos de Crudos Pesados**. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- IST (s.f.). **Recuperación mejorada del petróleo (EOR), Aplicación y Diseño**. Disponible: <http://www.otsg.com/section/view/?fnode=164> [Consulta: 2011, Abril 5].
- Jiang. Q, Thornton. B, Russel Houston. J, Spence. S, (Junio 2010) **Review of Thermal Recovery Technologies for the Clearwater and Lower Grand Rapids Formations in Cold Lake, Alberta**. Paper SPE 140118. Osum Oil Sands Corp. Artículo técnico presentado en la 10<sup>th</sup> Canadian International Petroleum Conference. Calgary, Canada. 12P.



- Leal N., Lissett y Zapata C., Carlos E. (2009). **Propuesta de Diseño de Pozos Productores e Inyectores para la Aplicación de Inyección de Vapor en La Faja Petrolífera del Orinoco.** Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Lechiguero N., Jonathan J. (2010). **Propuesta de Infraestructura y Fuentes de Energía Requerida para la Generación de Vapor en Proyectos de Recuperación Mejorada en la Faja Petrolífera del Orinoco.** Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Li M., Astete E., Wang H., (2010). **A Simulation Study of a Cyclic Steam Stimulation Pilot in a Deep Carbonate Heavy Oil Reservoir in Oudeh Field, Syria.** Paper SPE 137603. SPE/SIPC/Orion Oil & Gas/ China Geology University of Science. Artículo técnico presentado en The Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference held in Calgary. Alberta, Canada. 15P.
- Marcano E., María G. (2009). **Estado del Arte de los Proyectos Térmicos Realizados en Yacimientos de Crudo Pesado y Extrapesado en Venezuela.** Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Martelo S., María D. y Delgado A., Gustavo J. (2006). **Sistemas de Completación en Procesos Térmicos en La Faja Petrolífera del Orinoco.** Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Medina A., Gabriel y Rodríguez L., Diego J. (2006). **Simulación Conceptual de Procesos de Recuperación Térmica para la Optimización de la Producción del Yacimiento U4M, L (SOC-5) del Campo Socororo Este.** Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

- NorthPoint Systems (s.f.). **Tubería con Aislamiento Térmico *Isothermica***. Disponible: <http://www.isoothermica.com/spanish/> [Consulta: 2011, Agosto 22].
- Oil & Gas Journal (s.f.). **SAGD Test Targets Heavy Oil in China**. Disponible: [http://www.google.co.ve/imgres?q=liaohe+oilfield&um=1&hl=es&sa=N&rlz=1R2GGLJ\\_en&biw=1280&bih=604&tbn=isch&tbnid=iitAga5WrDnJxM:&imgrefurl=http://www.google.co.ve/imgres?q=Liaohe+oilfield+map&um=1&hl=es&sa=N&rlz=1R2GGLJ\\_en&biw=1280&bih=604&tbn=isch&tbnid=iitAga5WrDnJxM:&imgrefurl=http://www.ogj.com/articles/print/volume96/issue50/inthisissue/generasagdtesttargetsheavyoilinchina.html&docid=\\_PLYO6AbJLehZM&imgurl=http://images.pennwellnet.com/ogj/images/ogj2/9650jmo01.gif&w=501&h=281&ei=MuaWToaSDYe4twf3iIXwAw&zoom=1&iact=rc&dur=303&sig=102040423804590607023&page=3&tbnh=81&tbnw=145&start=39&ndsp=21&ved=1t:429,r:0,s:39&tx=100&ty=36](http://www.google.co.ve/imgres?q=liaohe+oilfield&um=1&hl=es&sa=N&rlz=1R2GGLJ_en&biw=1280&bih=604&tbn=isch&tbnid=iitAga5WrDnJxM:&imgrefurl=http://www.google.co.ve/imgres?q=Liaohe+oilfield+map&um=1&hl=es&sa=N&rlz=1R2GGLJ_en&biw=1280&bih=604&tbn=isch&tbnid=iitAga5WrDnJxM:&imgrefurl=http://www.ogj.com/articles/print/volume96/issue50/inthisissue/generasagdtesttargetsheavyoilinchina.html&docid=_PLYO6AbJLehZM&imgurl=http://images.pennwellnet.com/ogj/images/ogj2/9650jmo01.gif&w=501&h=281&ei=MuaWToaSDYe4twf3iIXwAw&zoom=1&iact=rc&dur=303&sig=102040423804590607023&page=3&tbnh=81&tbnw=145&start=39&ndsp=21&ved=1t:429,r:0,s:39&tx=100&ty=36) [Consulta : 2011, Agosto 13]
- Paris de Ferrer, Magdalena (2001). **Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos**. 2da ed. Maracaibo, Venezuela. Ediciones Astro Data S.A. 389 p.
- Pereira A., Pablo L. y Sanabria E., Andrés E. (2008). **Evaluación de Métodos de Recuperación Térmica para Aumentar el Factor de Recobro en Yacimientos de Crudo Extrapesado con Acuífero Asociado**. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- PDVSA (2011). **Avances del PSO Faja Petrolífera del Orinoco**.
- PDVSA. Gerencia de Yacimiento Mucura. (2008). **Informe Avance IAV Selectiva**. Edo. Anzoátegui.

- PDVSA (2010). **Servicio de Tubería Preaislada VIT para el Distrito San Tomé** **Proceso de contratación N° A-087-10-310**. Disponible: <http://www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/free/5776/995.PDF> [Consulta: 2011, Enero 25].
- PDVSA. Unidad de Petróleo Extrapesado. (2004). **Aplicación de I.A.V en la U.P Extrapesado, Específicamente en el Campo Bare**. San Tomé Edo. Anzoátegui: Ing. Eucaris Rodríguez y Ing. María Presilla.
- PDVSA (s.f.). **Venezuela and China Build a Pluripolar World Through Socialism**. Disponible: [http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.en/design/sa\\_laprensa/readesp.tpl.html&newsid\\_obj\\_id=4768&newsid\\_temas=57](http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.en/design/sa_laprensa/readesp.tpl.html&newsid_obj_id=4768&newsid_temas=57) [Consulta: 2011, Julio 17].
- Prats, Michael (1987). **Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo**. Los Teques, Venezuela. Ediciones Técnicas Intevep. 302 p.
- Ramírez, Rafael (2010). **Plena Soberanía Petrolera: Ejemplo para el Mundo**. Orinoco Magna Reserva, Revista de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), Año 1, Número 1, julio-septiembre 2010, 39 p.
- Ramos G., Daniel A. (2003). **Análisis de Sensibilidad de los Parámetros que Afectan el Proceso de Inyección Alterna de Vapor en Pozos Horizontales Considerando un Ciclo de Inyección**. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

- Rendón D., María Y. (2008). **Evaluación de la Inyección de Mezcla de Vapor, N<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>, como una Nueva Tecnología para Optimizar la Recuperación de Crudos Característicos de La Faja Petrolífera del Orinoco.** Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Samir, M. (2010). **Role of Steam Injection Pressure to Achieve Successful Cyclic Steam Project Issaran Field - Egypt.** SPE 127848. Artículo técnico presentado en la conferencia técnica de la SPE North África, en el Cairo Egipto. 14P.
- Sánchez G., Jorge (2010). **El Reto Tecnológico de los Crudos Pesados.** Orinoco Magna Reserva, Revista de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), Año 1, Número 1, julio-septiembre 2010, 39 p.
- Schlumberger. (2007). **REDA Hotline High-temperature ESP Pumps.** Disponible:[http://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/hotline\\_pumps\\_ps.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/hotline_pumps_ps.ashx) [Consultada: 2011, Marzo 03].
- Schlumberger. (2007). **REDA Hotline 550 High-Temperature ESP System.** Disponible:[http://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/hotline\\_550\\_ps.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/hotline_550_ps.ashx) [Consultada: 2011, Marzo 03].
- Schlumberger. (2007). **REDA Hotline High-temperature ESP Motors.** Disponible:[http://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/hotline\\_motors\\_ps.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/hotline_motors_ps.ashx) [Consultada: 2011, Marzo 03].
- Schlumberger. (2007). **REDA Max Hotline ESP Power Cables and Motorlead Extensions.** Disponible:[http://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/hotline\\_cable\\_ps.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/hotline_cable_ps.ashx) [Consultada: 2011, Marzo 03].

- Schlumberger. (2007). **REDA Hotline Advanced Motor Protectors**. Disponible: [http://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/advancedmotor\\_ps.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/advancedmotor_ps.ashx) [Consultada: 2011, Marzo 03].
- Schlumberger (2003). **Yacimientos de petróleo Pesado**. Oilfield Review [Publicación en línea]. Disponible: [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish02/win02/p32\\_55.ashx](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.ashx) [Consulta: 2010, Julio 28].
- Schlumberger (2006). **La importancia del petróleo Pesado**. Oilfield Review [Publicación en línea]. Disponible: [http://www.slb.com/resources/publications/industry\\_articles/oilfield\\_review/2006/or2006\\_sp\\_aut03\\_petroleopesado.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2006/or2006_sp_aut03_petroleopesado.aspx) [Consulta: 2010, Julio 28].
- Shell, PCM y Kudu industries. (2011). **All Metal Progressing Cavity Pumps Deployed in SAGD**. WHOC11-578. Artículo técnico presentado en el World Heavy Oil Congress, Alberta, Canadá. 6 P.
- TIET (s.f.). Equipos de Completación TIET, Empacadura CB-TIET. Disponible: <http://www.tietca.com/files/0101.htm>. [Consultado 2010, Noviembre 15].
- TIET. (2008 febrero 12-13). **Inyección de Vapor Secuencial**. Ponencia presentada en el 1<sup>er</sup> Congreso Internacional de Crudos Pesados. Maturín Edo. Monagas.
- Universidad Central de Venezuela. Escuela de ingeniería de Petróleo. (2006). **Cementación De Pozos De Petróleo y Gas**. Caracas: Rafael A. Bolívar C.
- Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería de Petróleo. (2008). **Importancia del Proceso de Producción**. Caracas: Lisbeth Miranda.

- Zhang, S., Song, F., Wu, F., Luo E. (2009). **The Application of High Temperature Elastomer PCP in CSS Wells**. PAPER 2009-028. Petro-china, PCM. Artículo técnico presentado en la Proceedings of Canadian International Petroleum Conference (CIPC). Calgary, Alberta, Canada. 4 P
- Zhang X., Zhang Y., Yue Q., Gao Y., Shen D. (2009). **Conformance Control of CSS and Steam Drive Process with a Carbamide Surfactant**. Paper SPE 09-09-16-CS. Petrochina. Artículo Técnico Presentado en 7th Canadian International Petroleum Society. Calgary, Alberta, Canadá. 3 p.

## ANEXOS

**Anexo 1. Ejercicio Ilustrativo del Procedimiento de Boberg y Lantz para Cálculos de Recuperación Asociados a la Inyección Cíclica de Vapor.**

En un proyecto de inyección cíclica de vapor se inyectaron 1.370 BN de vapor (equivalente de agua) a una presión de 1.600 lpca y 80% de calidad en la cara de la arena productora. El espesor de la arena es de 55 pies, la permeabilidad es de 2,5 darcy y el tiempo de inyección fue de 35 días. Calcular la tasa de producción estimulada a los 10 días de terminada la inyección. La viscosidad del petróleo es 156.210,4 cp a 60 °F y 220,13 cp a 200 °F. La densidad del petróleo es de 60 lbs/pie<sup>3</sup>, la densidad del agua es 62,4 lbs/pie<sup>3</sup>, el calor específico del petróleo es de  $0,5 \frac{BTU}{lb-F}$ , el calor específico del gas es  $0,01 \frac{BTU}{PCN-F}$ , el calor específico del agua es  $1,0 \frac{BTU}{PCN-F}$ , la relación gas/petróleo es  $0,0 \frac{PCN}{BN}$ , y la relación agua/petróleo es 1,0 BN/BN. La presión en el fondo del pozo es 87 lpca, la presión en el límite exterior es de 400 lpca y la temperatura original del yacimiento es de 70 °F. la conductividad térmica y la difusividad térmica de las capas supra y subyacentes son  $1,4 \frac{BTU}{h-pie-F}$  y  $0,04 \frac{pie^2}{h}$ , respectivamente, y la capacidad calorífica de la arena es  $35 \frac{BTU}{pie^3-F}$ . El radio de drenaje es igual a 70 pies y el radio del pozo es de 0,333 pies. Considere presión constante en el límite exterior del área de drenaje (Alvarado y Banzer, 2002, Pág. 216):

Solución:

- Cálculo de  $T_s$  y  $L_v$  a 1.600 lpca:

Utilizando la tabla de vapor se obtiene que  $T_s = 604,19 F$  y  $L_v = 540,13 \frac{BTU}{lb}$

- Cálculo de la tasa de inyección de calor al tiempo t ( $Q_i$ ):

$$\text{Siendo } Q = \left(\frac{350}{24}\right) i_{st} \{c_w(T_s - T_r) + x_{st}L_v\} \quad (\text{Ecuación 3.36})$$

Donde:

$i_{st}$  = Tasa de inyección de vapor (B/D, agua equivalente)

$c_w$  = Calor específico promedio del agua  $\left(\frac{BTU}{lb-F}\right)$

$T_s$  = Temperatura del vapor ( $^{\circ}F$ )

$T_r$  = Temperatura del yacimiento ( $^{\circ}F$ )

$x_{st}$  = Calidad del vapor (%)

$L_v$  = Calor latente de vaporización  $\left(\frac{BTU}{lb}\right)$

$$Q_i = \left(\frac{350 \times 1.370}{24}\right) \{(1,0)(604,19 - 70) + (0,8)(540,13)\} = 19.305.749 \frac{BTU}{H}$$

- Cálculo del tiempo adimensional ( $t_D$ ):

$$\text{Siendo } t_D = \frac{4k_{hob}M_{ob}t}{M_s^2 h_t^2} \quad (\text{Ecuación 3.37})$$

Donde:

$k_{hob}$  = Conductividad térmica de las capas adyacentes  $\left(\frac{BTU}{h-pie}\right)$

$M_{ob}$  = Capacidad calorífica de las capas adyacentes  $\left(\frac{BTU}{pie^3-F}\right)$

$t$  = Tiempo (Horas)

$M_s$  = Capacidad calorífica de la roca-yacimiento  $\left(\frac{BTU}{pie^3-F}\right)$

$h_t$  = Espesor total de la formación (pies)



$$t_D = \frac{4 \times 1,4 \times 35 \times (35 \times 24)}{35^2 \times 55^2} = 0,0444$$

- Calculando Función de Marx y Langenheim, Adimensional ( $F_1$ ):

$$\text{Siendo } F_1 = \frac{t_D}{1+0,85\sqrt{t_D}} \quad (\text{Ecuación 3.38})$$

$$F_1 = \frac{0,0444}{1 + 0,85\sqrt{0,0444}} = 0,0377$$

- Cálculo del área de la zona de vapor calentada a un tiempo t ( $A_s$ ):

$$\text{Siendo } A_s = \frac{Q_i M_s h_t F_1}{4k_{hob} M_{ob} (T_s - T_r)} \quad (\text{Ecuación 3.39})$$

$$A_s = \frac{(19.305.749)(35)(55)(0,0377)}{(4)(1,4)(35)(604,19 - 70)} = 13.381 \text{ pies}^2$$

- Cálculo del radio de la región calentada ( $r_h$ ):

$$\text{Siendo } r_h = \sqrt{\frac{A_s}{\pi}} \quad (\text{Ecuación 3.40})$$

$$r_h = \sqrt{\frac{13.381}{\pi}} = 65,26 \text{ pies}$$

- Se asume la temperatura del yacimiento igual a  $T_{avg}$  , para iniciar proceso de cálculo:

$$\text{Siendo } T_{avg} = \frac{(T_s + T_r)}{2} \quad (\text{Ecuación 3.41})$$

$$T_{avg} = \frac{(604,19 + 70)}{2} = 337,10 \text{ F}$$

- Cálculo de las constantes  $a$  y  $b$  de la ecuación de Andrade:

Basado en la relación lineal entre la viscosidad y el recíproco de temperatura, Andrade propone que:

$$\ln(\mu) = \ln(a) + \frac{b}{T^*} \quad (\text{Ecuación 3.42})$$

Donde:

$\mu$  = Viscosidad (cp)

$T^*$  = Temperatura en grados absoluto (R (F+460) ó K (C+273,1))

$$\ln(156.210,4) = \ln(a) + \frac{b}{60 + 460}$$

$$\ln(220,13) = \ln(a) + \frac{b}{60 + 460}$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones planteado, resulta:

$$a = 5,66417 \times 10^{-9}$$

$$b = 1,60929 \times 10^4$$

- Cálculo de viscosidad del petróleo a  $T_{avg}$  ( $\mu_{oh}$ ) y viscosidad del petróleo a temperatura original del yacimiento ( $\mu_{oc}$ ):

Despejando la ecuación de Andrade, en sentido general tenemos que:

$$\mu = a + e^{\left(\frac{b}{T^*}\right)} \quad (\text{Ecuación 3.43})$$

Particularmente se puede distinguir dos ecuaciones:

$$\mu_{oh} = (a)e^{\left(\frac{b}{T_{avg}+460}\right)}$$

$$\mu_{oh} = (a)e^{\left(\frac{b}{T_r+460}\right)}$$

Donde:

$a$  y  $b$  son las constantes de la ecuación de Andrade

$\mu_{oh}$  = Viscosidad del petróleo a temperatura de estimulación (cp)

$\mu_{oc}$  = Viscosidad del petróleo a temperatura original del yacimiento (cp)

$$\mu_{oh} = (5,66417 \times 10^{-9})e^{\left(\frac{1,60929 \times 10^4}{797,1}\right)} = 3,321 \text{ cp}$$

$$\mu_{oc} = (5,66417 \times 10^{-9})e^{\left(\frac{1,60929 \times 10^4}{530}\right)} = 87.104 \text{ cp}$$

- Cálculo de la tasa de flujo antes de la estimulación ( $q_{oc}$ ):

$$\text{Siendo } q_{oc} = \frac{2\pi(1,127)hk(p_e - p_w)}{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (\text{Ecuación 3.6})$$

$$q_{oc} = \frac{2\pi(1,127)(55)(2,5)(400 - 87)}{(87,104) \ln \left( \frac{70}{0,333} \right)} = 0,654 \text{ B/D}$$

- Cálculo de la tasa de producción luego de la estimulación ( $q_{oh}$ ):

$$\text{Siendo } q_{oh} = \frac{2\pi(1,127)hk(p_e - p_w)}{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_h} + \mu_{oh} \ln \frac{r_h}{r_w}} \quad (\text{Ecuación 3.7})$$

$$q_{oh} = \frac{2\pi(1,127)(55)(2,5)(400 - 87)}{(87,104) \ln \left( \frac{70}{65,26} \right) + (3,32) \ln \left( \frac{65,26}{0,333} \right)} = 49,76 \text{ B/N}$$

- Cálculo de las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes ( $v_z$ ) y las pérdidas de calor por conducción radial ( $v_r$ ):

Siendo:

$$\bar{v}_r = 0,180304 - 0,41269x + 0,18217x^2 + 0,149516x^3 + 0,024183x^4 \quad (\text{Ecuación 3.11})$$

$$x = \log \left( \frac{k_{hob} t}{M_{ob} r_h^2} \right) \quad (\text{Ecuación 3.12})$$

Obtenemos:

$$x = \log \left( \frac{1,4 (10 \times 24)}{35 (65,26)^2} \right) = -2,65$$

$$\bar{v}_z = 0,180304 - 0,41269(-2,65) + 0,18217(-2,65)^2 + 0,149516(-2,65)^3 + 0,024183(-2,65)^4 = 0,963$$

Siendo:

$$v_z = 0,474884 - 0,56832y - 0,239719y^2 - 0,035737y^3 \quad (\text{Ecuación 3.13})$$

$$y = \log \left( \frac{4k_{hob} t}{M_{ob} \bar{h}^2} \right) \quad (\text{Ecuación 3.14})$$

$$\bar{h} = \frac{h_t t_D}{F_1} \quad (\text{Ecuación 3.15})$$

Obtenemos:

$$\bar{h} = \frac{(55)(0,0444)}{(0,0377)} = 64,8 \text{ pies}$$

$$y = \log \left( \frac{4(1,4) (10 \times 24)}{35 (64,8)^2} \right) = -2,04$$

$$v_z = 0,474884 - 0,56832(-2,04) - 0,239719(-2,04)^2 - 0,035737(-2,04)^3 = 0,94$$

Donde:

$F_1$  = Función de Marx y Langenheim (Adimensional)

$K_{hob}$  = Conductividad térmica de las capas supra y subyacentes  $\left( \frac{BTU}{h \cdot pie^2 \cdot F} \right)$

$M_{bo}$  = Capacidad calorífica de las capas supra y subyacentes  $\left(\frac{BTU}{pie^3-F}\right)$

$T$  = Tiempo de inyección (horas)

$t_D$  = Tiempo adimensional

$h_t$  = Espesor total de la formación (pies)

$\bar{h}$  = Espesor aumentado de la formación (pies)

- Cálculo del calor removido de la formación por el petróleo y gas producidos ( $H_{o,g}$ ):

Siendo  $H_{o,g} = (5,615\rho_o c_o + R_g c_g)(T_{avg} - T_r)$  (Ecuación 3.18)

Donde:

$R_g$  = Razón gas/petróleo total producido (PCN/BN)

$\rho_o$  = Densidad del petróleo en condiciones normales (lb/pie<sup>3</sup>)

$c_o$  = Calor específico del petróleo en el intervalo de temperatura  $T_r \rightarrow T_{avg}$   $\left(\frac{BTU}{lb-F}\right)$

$c_g$  = Calor específico del gas en el intervalo de temperatura  $T_r \rightarrow T_{avg}$   $\left(\frac{BTU}{lb-F}\right)$

Obteniendo:

$$H_{o,g} = (5,615(60)(0,5) + (0)(0,01))(337,10 - 70) = 44,993 \frac{BTU}{BN}$$

- Cálculo del agua producida como vapor por barriles de petróleo producido ( $R_s$ )

Siendo  $R_s = \frac{1}{5,615} \frac{\rho_g R_g}{p_w} \frac{p_s}{p_w - p_s} \approx 1,6 \times 10^{-4} R_r \left(\frac{p_s}{p_w - p_s}\right)$  (Ecuación 3.20)

Donde:

$P_w$  = Presión en el fondo del pozo (lpca)

$P_s$  = presión de saturación (lpca)

$$\text{Siendo la Presión de saturación } P_s = \left( \frac{T_s}{115,1} \right)^{\frac{1}{0,225}} \quad (\text{Ecuación 3.44})$$

Obteniendo:

$$P_s = \left( \frac{337,10}{115,1} \right)^{\frac{1}{0,225}} = 118,62 \text{ lpca}$$

Como  $P_s > P_w$  se tiene que  $R_s = R_w = 1,0 \frac{BN}{BN}$

- Cálculo del calor removido de la formación por el agua y el vapor producido ( $H_{w,s}$ ):

Siendo:

$$H_{w,s} = 5,615\rho_w\{R_w(H_w - H_R) + R_sL_v\} \quad (\text{Ecuación 3.19})$$

$$H_w = c_w(T_s - 32) \quad (\text{Ecuación 3.45})$$

$$H_R = c_w(T_r - 32) \quad (\text{Ecuación 3.46})$$

$$L_v = 1.318(P_s)^{-0,08774} \quad (\text{Ecuación 3.47})$$

Donde:

$$\rho_w = \text{Densidad del agua en condiciones normales} \left( 62,4 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right)$$

$$H_w = \text{Entalpia del agua a } T_{avg} \left( \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} \right)$$

$$H_R = \text{Entalpia del agua a } T_r \left( \frac{BTU}{lb} \right)$$

$$L_v = \text{Calor latente de vaporización a } T_{avg} \left( \frac{BTU}{lb} \right)$$

$$R_w = \text{Razón agua/petróleo producido} \left( \frac{BN}{BN} \right)$$

$$R_s = \text{Agua producida en estado de vapor por BN de petróleo producido, es decir, BN de vapor de agua producidos como líquido condensado a } 60 \text{ } ^\circ\text{F} \left( \frac{BN_{\text{Vapor de agua}}}{BN_{\text{Petróleo}}} \right)$$

$$T_s = \text{Temperatura de vapor (} ^\circ\text{F)}$$

$$c_w = \text{Calor específico del agua } 1,0 \frac{BTU}{lb-F}$$

$$P_s = \text{Presión de saturación (lpca)}$$

Se obtiene que:

$$H_w = (1,0)(337,10 - 32) = 305,1 \frac{BTU}{lb}$$

$$H_R = (1,0)(70 - 32) = 38 \frac{BTU}{lb}$$

$$L_v = 1.318(118,6)^{-0,08774} = 866,8 \frac{BTU}{lb}$$

$$H_{w,s} = 5,615(62,4)\{(1,0)(305,1 - 38) + (1,0)(866,8)\} = 397.298 \frac{BTU}{BN}$$

- Calculo de las pérdidas de calor por lo fluidos producidos ( $\delta$ ):

Se calcula la tasa de calor removido por los fluidos:

$$H_f = q_{oh}(H_{o,g} + H_{w,s}) \quad (\text{Ecuación 3.17})$$



$$H_f = (49,76)(44.993 + 397.298) = 22.008.418 \frac{BTU}{BN}$$

Siendo las pérdidas de calor por fluidos producidos:

$$\delta = \frac{1}{2} \int_0^t \frac{H_f}{\pi r_h^2 \bar{h} M_s (T_s - T_r)} \quad (\text{Ecuación 3.16})$$

$$\delta = \frac{1}{2} \frac{(22.008.418)(10)}{\pi (65,6)^2 (64,8)(35)(604,19-70)} = 6,79063 \times 10^{-3}$$

- Cálculo de la temperatura promedio de la región calentada

$$\text{Siendo } T_{avg} = T_r + (T_s - T_r)\{v_r v_z (1 - \delta) - \delta\} \quad (\text{Ecuación 3.10})$$

Donde:

$T_{avg}$  = Temperatura promedio de la región calentada (°F)

$T_r$  = Temperatura de Yacimiento (°F)

$T_s$  = Temperatura del Vapor (°F)

$v_z$  = Pérdidas de Calor Hacia las Formaciones Adyacentes  $\left(\frac{BTU}{h-pie^2-F}\right)$

$v_r$  = Pérdidas de Calor por Conducción Radial  $\left(\frac{BTU}{h-pie^2-F}\right)$

$\delta$  = Pérdidas de Calor por fluid

$$T_{avg} = 70 + (604 + 70)\{(0,963)(0,94)(1 - 6,79063 \times 10^{-3}) - 6,79063 \times 10^{-3}\} = 546,65 F$$

Existe una notable diferencia entre el valor de  $T_{avg}$  supuesto (337,10 F) y el valor de  $T_{avg}$  calculado (546,65 F). Los cálculos deben realizarse nuevamente utilizando como  $T_{avg}$  supuesto el valor de  $T_{avg}$  calculado.

El resultado de las siguientes iteraciones se presenta en la tabla 3.1:

Tabla 3.1. Iteraciones para ejemplo del modelo de Boberg y Lantz. (Alvarado y Banzér 2002)

VALORES SUPUESTOS	VALORES CALCULADOS					
$T_{avg}$	$T_{avg}$	$q_{oh}$	$\mu_{oh}$	$H_{o,g}$	$H_{w,s}$	$\delta$
337,1	546,65	49,76	3,321	44,993	397.298	0,00679
546,65	545,74	49,9	0,05	80,291	418.538	0,00768