



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**NUEVAS TECNOLOGÍAS APLICADAS A SAGD
PARA MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE
HIDROCARBUROS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

DORADOR RODRÍGUEZ ELMA ROSA.

GONZÁLEZ GUTIÉRREZ INGRID PATRICIA.

DIRECTOR DE TESIS: M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA.



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.

SEPTIEMBRE DE 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



Dedicatoria

A mis padres, David y Elma, cimientos y columnas de mi vida.

Qui onques rien n'enprist riens n'achieva.

Elma

A quienes jamás encontraré la forma de agradecer su apoyo, comprensión y confianza, mis logros son también de ustedes.

Si queréis conocer a un hombre, revestidle de un gran poder. El poder no corrompe, desenmascara.

Pitaco de Mitilene

Ingrid



Agradecimientos

Al M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda, por su dedicación, tiempo y atención en la dirección de este trabajo.

A nuestros sinodales, el Ing. Mario Becerra Zepeda, Ing. Javier Arellano Gil, Dr. Rafael Herrera Gómez y al Ing. José Agustín Velasco Esquivel, por sus observaciones y colaboración en la revisión de este trabajo.

A nuestra alma máter, la Facultad de Ingeniería, quien durante estos años nos brindó una educación incomparable y gratuita, y a quien le debemos tanto. A nuestra gran universidad, la Universidad de México, la UNAM, quien nos abrió sus puertas y un sinfín de oportunidades y que contará con nuestro eterno agradecimiento y retribución, al igual que la FI.

A todas las personas que fueron parte de este proceso.

Gracias a todos.

Elma

Ingrid



CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
Lista de tablas y figuras.	6
CAPÍTULO 1. ASPECTOS GENERALES DE SAGD	7
1.1. Concepto	8
1.2. Reservas	9
1.3. Crudo Pesado y Extrapesado	10
1.4. Bitumen	12
1.5. Arenas Bituminosas	13
1.6. Aspectos Geológicos para la Aplicación de SAGD	14
1.7. Aspectos Geológicos que Afectan a la Cámara de Vapor	16
1.7.1. Espesor de la Arena	16
1.7.2. Casquete de Gas	16
1.7.3. Acuíferos	17
1.7.4. Capa Impermeable	17
1.7.5. Heterogeneidades en la Formación	17
1.7.6. Echado de la Formación	18
1.8. Rangos de Aplicabilidad	18
1.9. Aplicaciones Especiales	20
1.9.1. Yacimientos Fracturados	20
1.9.2. Yacimientos sin Capa Impermeable y Acuífero Inferior	21
1.9.3. Yacimientos Casquete de Gas	21
1.10. Proceso SAGD	21
1.11. Mecanismos de Operación	22
1.11.1. Fase de Arranque	22
1.11.2. Fase de Crecimiento	23
1.11.3. Cámara de Vapor	23
1.11.4. Control de la Trampa de Vapor	26
1.11.5. Relación Vapor-Aceite	26
1.12. Características del Proceso SAGD	27



1.13. Diseño Típico de los Pozos	28
1.13.1 Control de Arena	29
1.14. Instalaciones Superficiales	29
1.14.1. Remoción de Crudo	30
1.14.2. Tanques de Almacenamiento para Dilbit	30
1.14.3. Enfriamiento y Separación	30
1.14.4. Remoción del Agua	31
1.14.5. Tratamiento de Agua	31
1.14.6. Peras de Pozos	31
1.14.7. Líneas de Flujo	31
1.15. Operaciones de Producción y Control	33
1.16. Ventajas y Desventajas del Proceso	34
1.16.1. Ventajas Técnicas	34
1.16.2. Ventajas Económicas	36
1.16.3. Ventajas Ambientales	36
1.16.4. Desventajas y Limitaciones	36
1.17. Rendimiento y desafíos	37
1.17.1. Predicción Teórica de la Producción de Aceite	38
1.17.2. Condiciones Típicas de Operación	39
Lista de tablas y figuras.	40
CAPÍTULO 2. TECNOLOGÍAS DE MEJORAMIENTO DE SAGD.	42
2.1. Operaciones SAGD a Baja Presión (LPSAGD)	43
2.1.1. Control de la Trampa de Vapor	45
2.1.2. Sistemas Artificiales en SAGD	45
2.1.3. Bombeo Neumático	46
2.1.4. Bombas de Fondo	47
2.1.5. Sistema de Levantamiento de Dos Etapas, ELift	49
2.1.6. Bombas Hidráulicas de Gas	51
2.1.7. Comparación Entre SAGD a Baja Presión y a Alta Presión	54
2.2. Bombas Electrocentrífugas Para Alta Temperatura	55
2.2.1. Temperaturas de Operación Extremas	57
2.2.2. Cambios de Temperatura	57



2.2.3. Corrosión y Abrasión	58
2.2.4. Eliminación del Gas	58
2.2.5 Bombas REDA	58
2.2.6. Nueva Tecnología de Alta Temperatura BEC.....	58
2.2.7. Aplicación	60
2.3. Implementación de Generadores de Vapor en Fondo a SAGD	60
2.3.1. Descripción del Proceso	61
2.3.2. Tipos de Generadores de Vapor en Fondo	61
2.3.3. Consideraciones de Aplicación.....	64
2.2.4. Ventajas	68
2.3.5. Desventajas.....	68
2.3.6. Aplicación	68
2.4. SAGD Asistido de Espuma (FA-SAGD)	68
2.5. Inyección de Polímeros.....	71
2.5.1. Formación de Emulsiones	71
2.5.2. Utilización de Polímeros.....	72
2.6. Vapor Alternado con Solvente (SAS).....	73
2.6.1. Descripción del Proceso	74
2.6.2. Proceso SAS en Yacimientos Fracturados.....	75
2.6.3. Ventajas	75
2.6.4. Desventajas.....	76
2.6.5. Aplicaciones.....	76
2.7. Expansión con Solvente (ES-SAGD)	76
2.7.1. Descripción del Proceso	76
2.7.2. Criterios de Aplicación.....	77
2.7.3. Ventajas	79
2.7.4. Desventajas.....	79
2.7.5. Aplicaciones.....	79
2.8. Proceso por Empuje de Vapor y Gas (SAGP).....	80
2.8.1. Descripción del Proceso	80
2.8.2. Criterios de Aplicación y Diseño.....	83
2.8.3. Ventajas	85



2.8.4. Desventajas.....	85
2.8.5. Aplicación	85
2.9. SAGD Rápido (Fast SAGD).....	86
2.9.1. Descripción del proceso	87
2.9.2. Criterios de Aplicación y Diseño.....	88
2.9.3. Ventajas	89
2.9.4. Desventajas.....	90
2.9.5. Aplicaciones	90
2.10. Sistema Híbrido (HSAGD)	90
2.10.1. Descripción del Proceso	91
2.10.2. Criterios de Aplicación y Diseño	92
2.10.3. Ventajas	92
2.10.4. Desventajas	93
2.10.5. Aplicación	93
2.11. Análisis de las Tecnologías y/o Estrategias de Producción	93
Lista de tablas y figuras.	97
CAPÍTULO 3. DIFERENTES CONFIGURACIONES DE POZOS PARA LA APLICACIÓN DE SAGD	101
3.1. Pozo Simple - SAGD (SW – SAGD)	105
3.1.1. Descripción del proceso	105
3.1.2. Criterios de Selección de Pozos.....	106
3.1.3. Ventajas	107
3.1.4. Desventajas.....	108
3.1.5. Aplicaciones	108
3.2. Pozo Vertical Simple SAGD Multiproductor	109
3.2.1. Estimulación de Formaciones Débilmente Cementadas.....	110
3.2.2. Pozo Vertical Simple SAGD Multi-Azimut.....	110
3.2.3. Pozo Vertical Simple SAGD con Múltiples Productores (M-W SAGD)	114
3.3. Pozo en J (JAGD)	117
3.3.1. Descripción del proceso	117
3.3.2. Ventajas	118
3.3.3. Desventajas.....	119
3.3.4. Aplicación	119



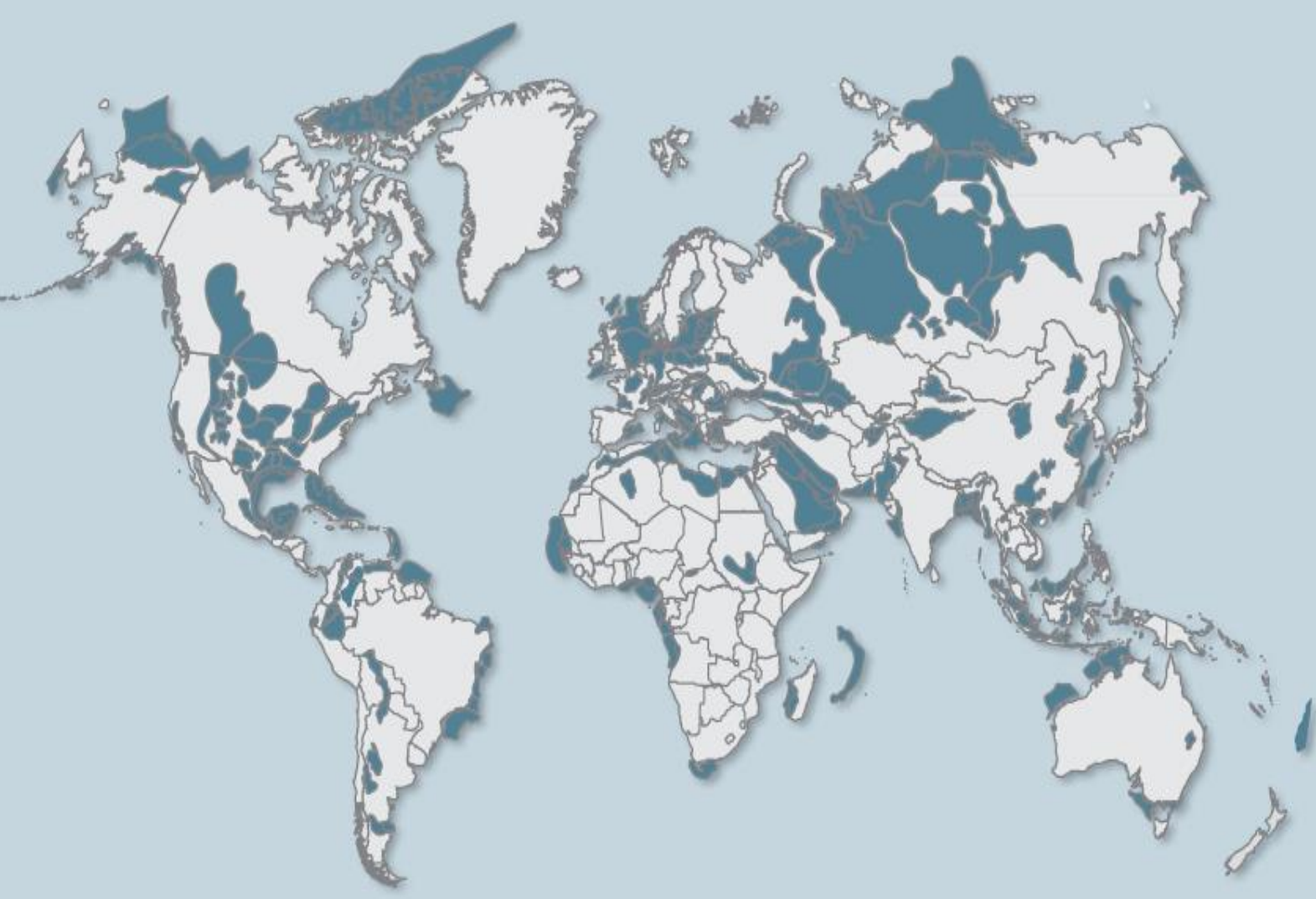
3.4. SAGD Cruzado (XSAGD)	121
3.4.1. Descripción del Proceso	122
3.4.2. Ventajas	123
3.4.3. Desventajas	123
3.5. SAGD con Pozos más Largos	124
3.5.1. Descripción del Proceso	125
3.5.2. Ventajas	125
3.5.3. Desventajas	125
3.5.4. Aplicación	126
3.6. Desplazamiento Horizontal Alternativo con Vapor (HASD)	128
3.6.1. Descripción del Proceso	128
3.6.2. Mecanismo de Producción	130
3.6.3. Criterios de Selección y Diseño	130
3.6.4. Diferencias Entre el Proceso HASD Y SAGD	131
3.6.5. Ventajas	131
3.6.6. Desventajas	131
3.6.7. Aplicación	132
3.7. SAGD con Pozos de Producción Multilaterales	132
3.7.1. Descripción del Proceso	133
3.7.2. Ventajas	135
3.7.3. Desventajas	135
3.7.4. Aplicación	135
3.8. Combinación de Pozos Verticales y Horizontales	136
3.8.1. SAGD Multidrene	136
3.9. Proceso SAGD Mejorado (ESAGD)	137
3.10. Otros Casos	138
3.10.1. Acceso de Túnel y Pozo (SATAC)	139
3.10.2. Acceso y Perforación Desde Superficie (SAC-SAGD)	140
3.11. Análisis de las Diferentes Configuraciones de Pozos	140
Lista de tablas y figuras.	144
CAPÍTULO 4. MÉTODOS ALTERNATIVOS A SAGD	147
4.1. Inyección Cíclica de Vapor (CSS)	148



4.1.1. Descripción del Proceso CSS.....	148
4.1.2. Mecanismo de Recuperación	150
4.1.3. Criterios de Selección y Diseño	150
4.1.4. Cálculo de la Producción	153
4.1.5. Parámetros Afectados por el Proceso CSS.....	154
4.1.6. Ventajas	154
4.1.7. Desventajas.....	155
4.1.8. Aplicación	155
4.2. Combustión In Situ	156
4.2.1. Descripción del Proceso	156
4.2.2. Mecanismos de Recuperación	159
4.2.3. Criterios de Selección y Diseño	160
4.2.4. Ventajas	160
4.2.5. Desventajas.....	161
4.2.6. Aplicaciones.....	161
4.3. Inyección de Punta a Talón (THAI)	162
4.3.1. Descripción del Proceso THAI	162
4.3.2. Mecanismos de Recuperación	163
4.3.3. Criterios de Aplicación y Diseño.....	164
4.3.4. Comparación del proceso THAI y SAGD.....	164
4.3.5. Ventajas	165
4.3.6. Desventajas.....	165
4.3.7. Aplicación	166
4.4. CAPRI.....	166
4.4.1. Proceso CAPRI.....	167
4.4.2. Comparación Entre el Proceso CAPRI y SAGD	169
4.4.3. Ventajas	170
4.4.4. Desventajas.....	171
4.5. Extracción de Petróleo Asistido por Vapor (VAPEX).....	171
4.5.1. Concepto del Proceso VAPEX.....	172
4.5.2. Mecanismo de Operación en el Medio Poroso	173
4.5.3. Criterios de Selección del Solvente.....	173



4.5.5. Ventajas	175
4.5.6. Desventajas.....	176
4.5.7. Aplicación	176
4.6. Producción en Frío de Aceite Pesado y Arena (CHOPS)	176
4.6.1. Descripción del Proceso CHOPS	177
4.6.2. Perfiles de Producción	178
4.6.3. Criterios de Aplicación y Diseño.....	180
4.6.4. Ventajas	180
4.6.5. Desventajas.....	181
4.6.6. Aplicaciones	181
4.7. Análisis de los Método Alternativos a SAGD	182
Lista de tablas y figuras.	185
CAPÍTULO 5. CASOS DE APLICACIÓN EN EL MUNDO	187
5.1. Canadá	188
5.1.1. Athabasca	193
5.1.2. Cold Lake.....	198
5.1.3. Peace River	200
5.2. Venezuela.....	202
5.2.1. Campo Tía Juana.....	203
5.3. México.....	205
Lista de tablas y figuras.	208
CONCLUSIONES	210
RECOMENDACIONES	213
REFERENCIAS	214
BIBLIOGRAFÍA.....	215
Capítulo 1	215
Capítulo 2	216
Capítulo 3	219
Capítulo 4	220
Capítulo 5	221



INTRODUCCIÓN

Recientemente, se ha descubierto una gran cantidad de aceite pesado y bitumen en varias regiones del mundo. De acuerdo a Chen^[1], el volumen original de aceite en Venezuela es más de 1.8 trillones^{1*} de barriles; en Alberta, Canadá, hay 1.7 trillones de barriles, mientras que en el norte de Alaska hay entre 20 y 25 billones^{2*} de barriles. De cualquier manera, la extrema viscosidad del bitumen a temperatura de yacimiento es uno de los retos más grandes para los métodos de recuperación.

Con los recientes avances de la tecnología de pozos horizontales, los métodos de recuperación térmica ayudan a una reducción de la viscosidad por calor, haciendo posible una mayor recuperación de crudos pesados, extra pesados y bitumen, por lo que ha iniciado la exploración y explotación comercial de estos recursos.

^{1*} Trillones en escala corta, que representan 10^{12} unidades. En México al utilizar la escala larga, sería el equivalente a billones = 10^{12} unidades.

^{2*} Billones en escala corta, que representan 10^9 unidades. En escala larga son mil millones, es decir, 10^9 unidades.



Los procesos de recuperación térmica tanto para crudos pesados como para bitumen, tienen dos principales objetivos: Primero, movilizar el crudo, lo que frecuentemente se hace con vapor a altas presiones; y segundo, movilizar la producción hacia el pozo de producción. Si uno de estos dos objetivos no se cumple, entonces la recuperación no será técnicamente exitosa.

La inyección de vapor ha sido el proceso más utilizado para recuperar el crudo pesado, sin embargo sus aplicaciones han sido limitadas a yacimientos someros, debido a que se presentan grandes pérdidas de energía durante el flujo del vapor desde el generador hasta la formación de interés, por lo que intentar llevar vapor a un yacimiento profundo implicaría que al fondo del pozo llegara únicamente agua caliente.

Sobre todos los métodos de recuperación térmicos, la Segregación Gravitacional Asistida por Vapor o SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage), ocupa un lugar especial y tiene un futuro brillante, especialmente en la recuperación de bitumen; el proceso SAGD ha pasado pruebas piloto extensas y ahora se ha convertido una tecnología madura y comercial para la recuperación de crudos pesados y bitumen.

En la década de 1970, Roger Butler, de Imperial Oil, inventó un proceso, llamado SAGD, para recuperar aceite de las arenas bituminosas canadienses. Prácticamente al mismo tiempo, el gobierno de Alberta estableció a la Autoridad de Tecnología de Arenas Bituminosas e Investigación (AOSTRA, Alberta Oil Sands Technology and Research Authority). Esta corporación se enfocó en promover la investigación y desarrollo de métodos de recuperación para arenas bituminosas a poca profundidad.

En 1982, se le dio el cargo de director de los programas técnicos a Butler, y dos años después se hizo el proyecto piloto SAGD, Instalación Subterránea de Pruebas (UTF, Underground Test Facility) al 60 km al noroeste de Fort McMurray. Con la UTF se inició el desarrollo de SAGD, pero aún se necesitaron otros 20 años para que pudiera funcionar por completo. En 1996, se realizó en primer proyecto comercial en Foster Creek, y 6 años después se obtuvo su primera producción.

SAGD, es un proceso de recuperación térmico que consiste en un par de pozos paralelos y horizontales perforados cerca de la base de la zona de interés: típicamente, la longitud de los pozos tiene entre 500 y 1,000 m, y la distancia entre los pozos paralelos es entre 5 y 10 m, y el espaciamiento entre los pozos en la superficie es entre 90 y 120 m. El pozo horizontal superior es utilizado para inyectar vapor, mientras que el pozo inferior se utiliza para producir los fluidos del yacimiento (**figura 1**).

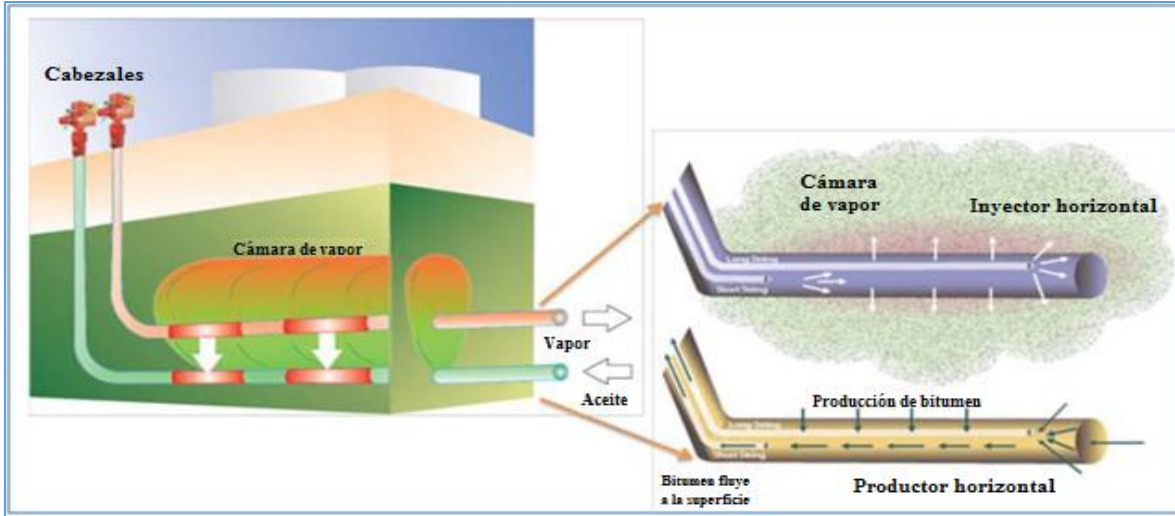


Figura 1. Segregación Gravitacional Asistida por Vapor.

El calor del vapor es transferido por conducción térmica hacia el yacimiento. El vapor se condensa y el crudo calentado fluye hacia el pozo de producción inferior, por gravedad. Existen dos tipos de flujo durante este proceso. Uno es en la cima de la cámara de vapor y el otro es a lo largo de la pendiente de la cámara de vapor.

El éxito de un proyecto de SAGD depende de factores claves tales como, una descripción precisa del yacimiento, un uso eficiente del calor inyectado, la comprensión de los mecanismos de desplazamiento y de la geomecánica, y la superación de distintas limitaciones (Doan et al., 1999).

El proceso puede tener muchas ventajas sobre otros métodos térmicos, éste supera los defectos del vapor utilizando solamente a la gravedad como mecanismo de empuje, lo que lleva a un desplazamiento estable y una recuperación de aceite potencialmente alta. Además, el crudo calentado se mantiene caliente y movable mientras fluye hacia el pozo de producción, mientras que en los métodos convencionales de inyección de vapor, el aceite desplazado por la cámara de vapor se enfría, y consecuentemente la viscosidad del aceite incrementa; es más eficiente térmicamente, ya que mantiene un volumen de líquidos que envuelve al pozo productor y previene el escape del vapor de la cámara de vapor.

El método SAGD representa un método térmico importante para incrementar la producción de aceite en arenas bituminosas. Debido a que es aplicable en yacimientos no consolidados con alta permeabilidad vertical (**figura 2**), este método ha recibido atención en países con reservas de crudos pesados y extrapesados, especialmente en Canadá y Venezuela.

A pesar que se han reportado pruebas pilotos en China, E.U.A. y Venezuela, su aplicación comercial sólo se ha dado con buenos resultados en Canadá, específicamente en la Formación McMurray, Athabasca, por ejemplo en Hanginstone, Foster Creek, Christina Lake y Firebag. Los proyectos desarrollados en la Formación Clearwater en Cold Lake, Canadá, no han resultado viables económicamente.

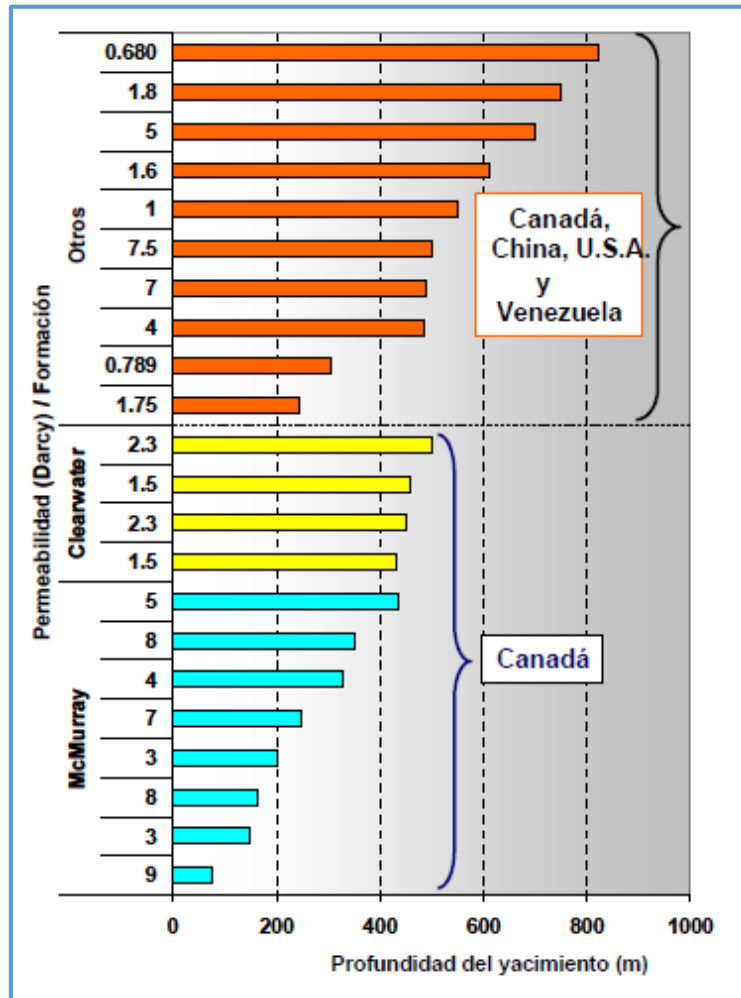


Figura 2. Profundidad, permeabilidad promedio y formación de varios proyectos SAGD.

A pesar de todas las ventajas que presenta el proceso SAGD su limitación es la misma que poseen los procesos convencionales de inyección de vapor: no pueden ser aplicados a profundidades muy grandes debido a las pérdidas de calor que ocurren durante el flujo del vapor desde superficie hasta la formación de interés además que requiere un alto consumo de energía y puede ser poco amigable con el medio ambiente al emitir contaminantes como el ácido sulfhídrico; para poder contrarrestar todas estas limitaciones se han diseñado y propuesto diferentes alternativas a SAGD.



Estas técnicas incluyen versiones modificadas del SAGD, con distintas configuraciones de pozos, o bien, variando el número de los mismos, como SAGD cruzado (X-SAGD), SAGD Rápido y Pozo Simple (SW-SAGD), o usando aditivos junto con el vapor, como ES-SAGD; También bien se ha optado por el uso de esquemas secuenciales.

Los esquemas secuenciales de recuperación mejorada consisten en la unión de tecnologías o la aplicación secuencial de estas para maximizar la recuperación de los hidrocarburos, tomando ventaja de las mejoras en las propiedades de producción analizadas en etapas previas de recuperación; en este caso la unión o aplicación en secuencia de distintas técnicas de recuperación con SAGD.

El doctor Maurice Dusseault, propuso un marco general de la aplicación secuencial de tipos de procesos en donde se debe tener en cuenta que la aplicación de cada técnica en un yacimiento depende de las condiciones propias de éste (porosidad, permeabilidad vertical y horizontal, viscosidad del aceite, saturación de aceite, producción de arena, etcétera), del proceso y de las localizaciones, delimitando así el cambio o acortamiento de las etapas, además de plantearse la posible declinación de un yacimiento, comenzando con el uso de técnicas de manejo de arenas, seguido por procesos térmicos de alta presión, métodos de estabilización de la gravedad y por último procesos de combustión in situ.

Con todo esto se han obtenido mejores resultados en la recuperación de hidrocarburos, la reducción de los costos de producción y procesos más amigables con el medio ambiente, entre otras ventajas sin embargo, algunos de los métodos aún están en etapas tempranas de evaluación y no se espera que haya producciones volumétricamente importantes en un futuro cercano.



Lista de tablas y figuras.

Figura 1. Cuong T.Q., et al., Numerical Simulation of SAGD Recovery Process in Presence of Shale Barriers, Thief Zones and Fracture System. Petroleum Science and Technology. Vol. 21, No. 14, pp. 1454-1470, Julio 2013.

Figura 2. Alvarado, V., Manrique, E., Enhanced Oil Recovery: An Update Review. Energies 2010. ISSN 1996-1073. E.U.A., 2010.



CAPÍTULO 1. ASPECTOS GENERALES DE SAGD.

Para que el proceso de Segregación Gravitacional Asistida por vapor sea exitoso es necesario conocer las condiciones geológicas, las características petrofísicas de la formación, las características de los hidrocarburos y cómo éstas influyen en él, ya que determinarán los componentes y las herramientas que se utilizarán para su desarrollo.

En este capítulo se tiene como objetivo dar a conocer la importancia que tienen las reservas de aceites pesados, extrapesados y bitúmenes actualmente en el mundo, así como los aspectos geológicos que influyen en el proceso SAGD, los factores que afectan la formación de la cámara de vapor y los rangos de aplicabilidad; presentar el concepto, la configuración básica, características, mecanismos de operación, ventajas, desventajas y desafíos del esquema convencional.

1.1. Concepto

El proceso de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD), usa un par de pozos horizontales paralelos, donde el pozo superior inyecta vapor continuamente y el pozo inferior es productor, como se muestra en la **figura 1.1**. El calor licúa el bitumen, el cual puede fluir hacia el pozo productor; este junto con el agua condensada del vapor, fluyen hacia la cabeza del pozo.

En superficie, el bitumen es enviado a través de una línea de escurrimiento a una central de procesamiento donde se remueven el agua, gas e impurezas; se le agrega un diluyente para mantenerlo de forma líquida para que pueda ser bombeado a las tuberías que lo llevarán a los centros de venta.

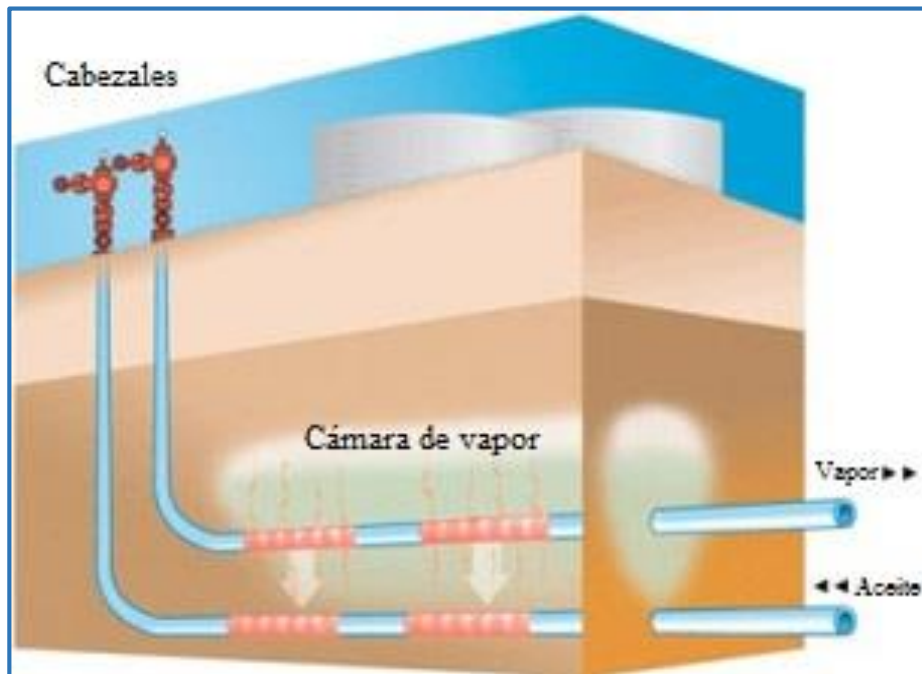


Figura 1.1. Esquema de los pozos en el proceso de SAGD.

En la actualidad el proceso de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD), necesita saturaciones de aceite altas, entre 75% y 85%, y permeabilidades relativamente altas, de 2 a 5 D^[2]. Además se necesita que los espesores de los intervalos de interés sean mayores a 10 m, pudiéndose tener una recuperación mayor al 70%^[3] y se debe considerar como un factor crítico la Relación Vapor Aceite o SOR (Steam Oil Ratio).

Un ejemplo de la aplicación de este proceso, son las arenas petrolíferas o bituminosas de Alberta, Canadá.

1.2. Reservas

El aceite pesado, el aceite extrapesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo, estas reservas totales oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles ^[4] (**figura 1.2**).

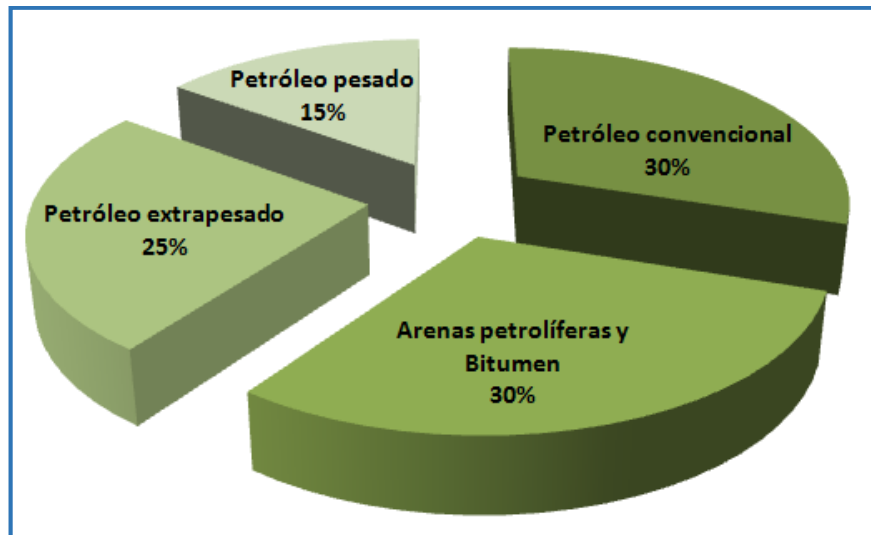


Figura 1.2. Total de reservas de petróleo del mundo.

Alberta, Canadá tiene 168.7 billones de barriles ^[5] de reservas totales probadas de bitumen, de los cuales un 80% se considera recuperable con métodos in-situ y el 20% restante, es recuperable por métodos de minería superficial. Las arenas a menos de 75 m de la superficie aún pueden ser minadas; en caso contrario es necesario utilizar métodos in-situ para extraer el bitumen. La producción de Alberta de bitumen, alcanzó cerca de 1.7 millones de barriles por día y se espera que para 2021, se alcance una producción de bitumen de 3.7 millones de barriles por día. Hasta enero de 2013 existían en Alberta, 127 proyectos en arenas bituminosas, de las cuales sólo cinco son proyectos de minería.

De los 6 a 9 trillones de barriles (0.9 a 1.4 trillones de m³) de aceite pesado, extrapesado y bitumen que existen en el mundo, las acumulaciones más grandes están presentes en ambientes geológicos similares. Se trata de depósitos someros súper gigantes, entrampados en los flancos de las cuencas de antepaís. Las cuencas de antepaís son depresiones enormes, formadas a raíz del hundimiento de la corteza terrestre durante la orogénesis (**figura 1.3**).

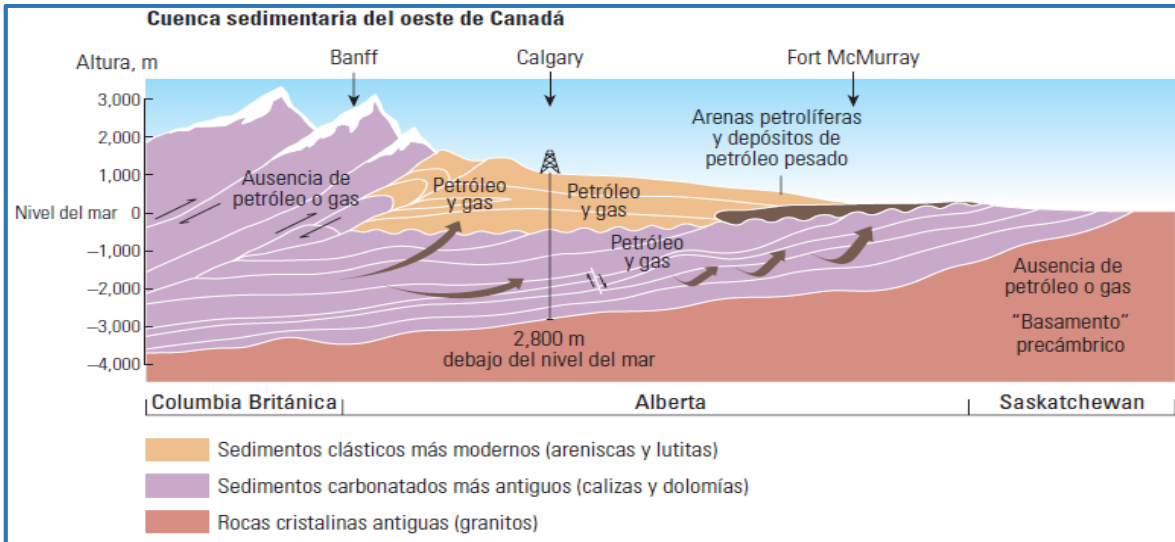


Figura 1.3. Cuenca sedimentaria de formación de las arenas bituminosas.

Los sedimentos marinos de la cuenca se convierten en la roca generadora de los hidrocarburos que migran echado arriba constituyendo sedimentos erosionados desde las montañas recién formadas. Los nuevos sedimentos a menudo carecen de rocas de cubierta que actúan como sello. En estos sedimentos fríos y someros, el hidrocarburo se biodegrada.

1.3. Crudo Pesado y Extrapesado

Se define al aceite pesado como todo aceite tanto líquido como semisólido con una densidad menor a los 20°API, o con una viscosidad superior a los 100 cP a condiciones de yacimiento. A veces no existe diferencia entre el aceite pesado y las arenas bituminosas, aunque algunos utilizan el criterio de una densidad menor a 12°API y una viscosidad mayor a 10,000 cP para definir a las arenas bituminosas, y el valor de 10°API es usado para diferenciar entre aceite pesado y extra-pesado.

Una definición de aceite pesado también puede ser expresada en términos de productividad. Se puede asumir que las arenas bituminosas tienen fluidos esencialmente inmóviles a condiciones de yacimiento. Esto significa que el aceite es tan viscoso que no puede ser producido por métodos "fríos" o no térmicos, y esto resulta en que no se puede producir mediante métodos convencionales de manera rentable. Por otro lado, los crudos pesados tienen poca movilidad en condiciones naturales pero aún pueden fluir hacia los pozos y ser producidos económicamente, con o sin arena, aunque los gastos de producción sean pequeños.



Según la clasificación de Miranda (2008) el aceite pesado se define como aquél que presenta densidades API de entre 10.0° y 21.9°. Los aceites de 10 °API o menor densidad se conocen como extrapesados, ultrapesados o súper pesados porque son más densos que el agua (**tabla 1.1**).

Clasificación de Crudos por Rango de Gravedades API (15,5 °C / 60 °F)	
Tipo de crudo	Gravedad API
Condensado	> 40 °API
Ligero	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)
	< 7 °API
	Hasta 1,000,000 cP

Tabla 1.1 Clasificación de los crudos según su densidad API (Miranda, 2008).

Todas las definiciones son de alguna manera subjetivas, por ejemplo, el aceite pesado también podría ser definido como aquel que fluye naturalmente en el yacimiento, con viscosidades entre 100 y 10,000 cP, o entre 50 y 20,000 cP, o a otros límites razonables. Estas definiciones son un valor fijado, y que puede ser tomado como referencia para medir la viscosidad in situ en condiciones reales. Sin embargo, en un laboratorio, todas las mediciones deberían ser en aceite con su gas disuelto, y en la temperatura de yacimiento correcta. Cada aceite pesado, extrapesado y bitumen posee su propia relación de temperatura-viscosidad, pero todos siguen la misma tendencia, reduciéndose la viscosidad al aumentar la temperatura (**figura 1.4**).

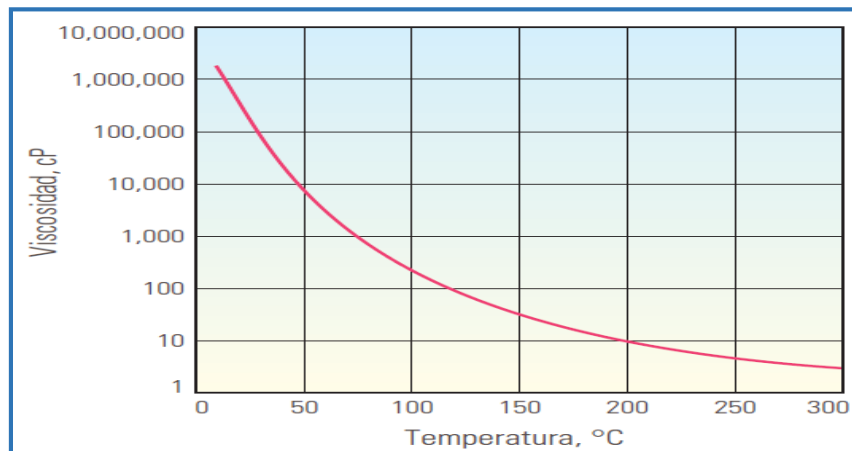


Figura 1.4. Relación entre la viscosidad y la temperatura de los aceites pesados.



Los crudos pesados se producen típicamente de formaciones geológicamente jóvenes: Pleistoceno, Plioceno y Mioceno; estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a su formación. Tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

La biodegradación es la causa principal de la formación de estos y se produce a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos. A lo largo de las escalas de tiempo geológico, los microorganismos degradan los hidrocarburos ligeros e intermedios, produciendo metano e hidrocarburos pesados enriquecidos. La biodegradación produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/aceite (RGA) e incrementando la densidad, la acidez, la viscosidad y el contenido de azufre y de otros metales. Las condiciones óptimas para que ocurra se dan en los yacimientos de petróleo, a temperaturas inferiores a 80°C (176°F); el proceso se limita por lo tanto a los yacimientos someros, situados a una profundidad de aproximadamente 4 km (2.5 millas). El agua de formación también remueve hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua. El petróleo crudo también se degrada por volatilización cuando un sello de pobre calidad permite que las moléculas más ligeras se separen y escapen.

1.4. Bitumen

Es el hidrocarburo más viscoso, una combinación compleja de alto peso molecular de compuestos orgánicos con un número de carbonos superior a C16, tiene alto contenido de carbono y es bajo en contenido de hidrógeno: también contiene pequeñas cantidades de diversos metales como el níquel, hierro y vanadio. Es muy pesado, con una densidad mayor a 0.96 gr/cm³ comparada con la densidad del crudo superligero que es menor 0.83 gr/cm³ lo que hace necesario que se apliquen a una serie de procedimientos con el fin de que fluya y pueda ser tratado como crudo convencional. En la **tabla 1.2** se muestra la composición del bitumen.

Composición Química	
Carbón	83.2%
Hidrógeno	10.4%
Oxígeno	0.94%
Nitrógeno	0.36%
Azufre	4.8%

Tabla 1.2. Composición química del bitumen.

Habitualmente es sólido o casi sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta, presenta un color pardo o negro. La disolución con solventes orgánicos, en el laboratorio, permite la determinación de la cantidad de bitumen presente en las muestras, una evaluación de la riqueza de la roca generadora.

1.5. Arenas Bituminosas

Las arenas bituminosas son una mezcla natural de arena, arcillas y otros minerales, agua y bitumen (**figura 1.5**), el cual es un aceite extremadamente pesado y viscoso que debe ser tratado antes de que pueda ser utilizado por las refinerías.

Las arenas bituminosas pueden ser encontradas en varios lugares del mundo, tales como Venezuela, Estados Unidos de América y Rusia, pero el depósito de Alberta, Canadá es el más grande, desarrollado y utiliza los procesos de producción tecnológicamente más desarrollados.



Figura 1.5. Composición de las arenas bituminosas.

Las arenas bituminosas se califican dentro de la categoría de “Lignito” el cual es un carbón no aglomerante con un valor calorífico bruto menor a $4165 \frac{kcal}{kg}$ y más de 31% de materia volátil cuando se encuentra en condiciones secas y libres de materia mineral (OCDE/AIE, 2007). Según Syncrude (2009) están consideradas dentro del

grupo de crudos pesados y en algunos casos extra-pesados con densidades menores a 10 °API (**figura 1.6**).

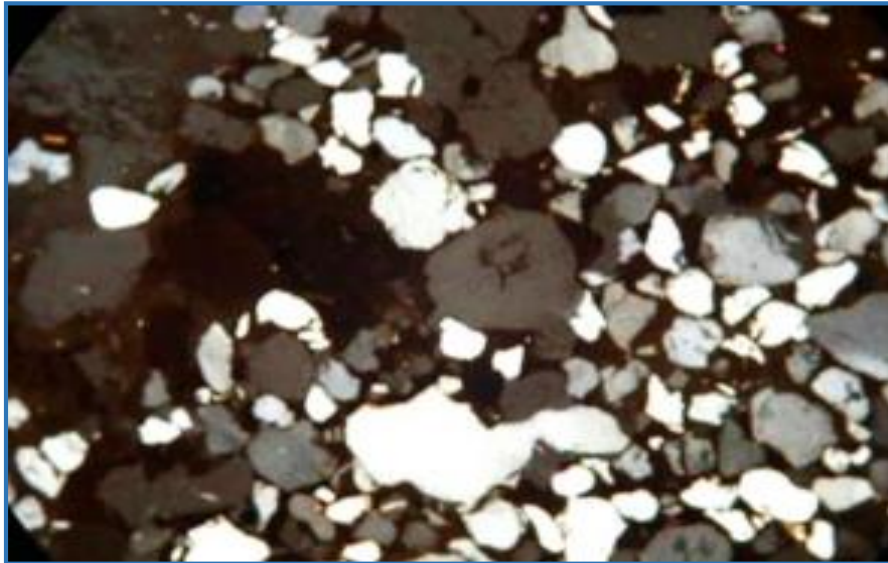


Figura 1.6. Muestra impregnada con bitumen.

A finales del siglo XIX, las arenas bituminosas habían sido investigadas superficialmente, excavadas y drenadas en pozos perforados a mano en países como Francia, Polonia, Rumania, Rusia, Oriente Medio y Lejano Oriente; pero fue hasta la Segunda Guerra Mundial (1941) que se desarrolló la explotación tecnificada de las arenas debido a la posibilidad de escasez de petróleo por la amenaza de Japón de paralizar el transporte marítimo del crudo (Kirk, 1961).

En 1950, a través del informe de S. M. Blair se demostró que la explotación de arenas bituminosas podía ser una actividad provechosa para la obtención de petróleo (Kirk et al, 1961).

En 1964, se inició la explotación de la reserva más grande del mundo de arenas bituminosas ubicada en la Provincia de Alberta, Canadá, debido a que la industria petrolera se dio cuenta de su alto valor en el mercado petrolero (Chilingarian, 1978).

1.6. Aspectos Geológicos para la Aplicación de SAGD

La mayoría de las aplicaciones en SAGD son en yacimientos someros, de arenas no consolidadas, con altas permeabilidades (**figura 1.7**). Debido a que el proceso requiere una alta relación vapor-aceite (SOR), se necesitan buenas propiedades petrofísicas, tales como porosidad, permeabilidad y saturación de aceite altas. Si

estas propiedades resultarían tener valores bajos, se necesitaría incrementar los requerimientos de vapor, y no resultaría rentable; de igual manera, que si el yacimiento fuera profundo, se necesitarían presiones de inyección de vapor mayores, lo que terminaría haciendo menos rentable al proyecto.

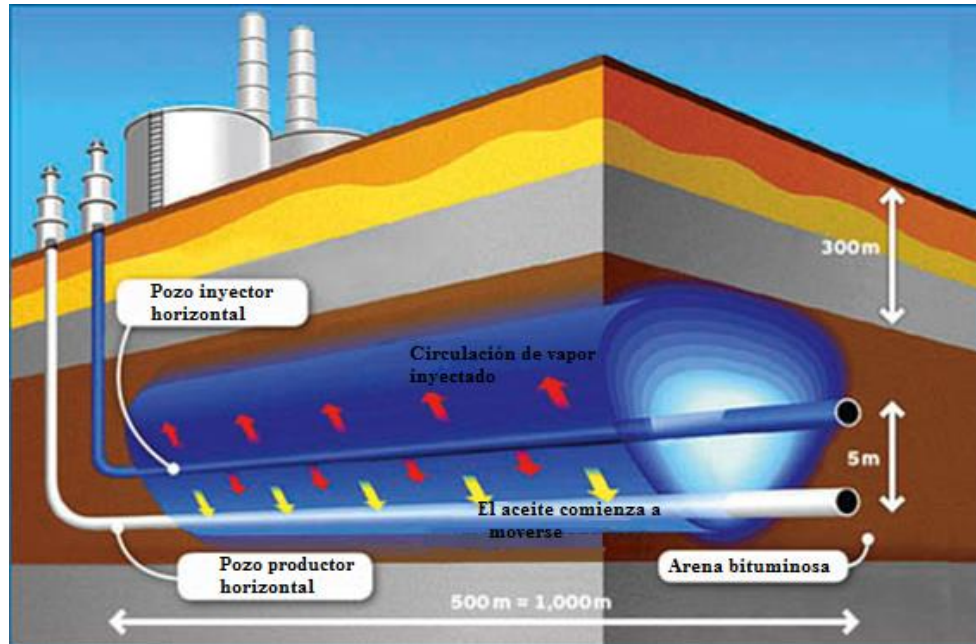


Figura 1.7. Aplicación del proceso SAGD.

Aunque existe un debate entre los criterios para aplicar SAGD, se tiene un acuerdo general sobre cuáles son los factores más críticos en los resultados del proyecto. Las principales propiedades requeridas para estimar las reservas y factores de recuperación son espesor de la zona productora, saturación de aceite y porosidad.

Una buena difusividad térmica en el yacimiento, aseguraría una buena transmisión de calor a través de la matriz de arena, lo que a su vez, mejoraría el transporte de masa, mejorando la extracción del bitumen. La permeabilidad vertical también puede influenciar la efectividad del proceso de recuperación. Por ejemplo, la presencia de capas de lutitas, o brechas, dentro de la formación de areniscas puede impedir el crecimiento de la cámara de vapor y/o la comunicación del pozo inyector con el productor, si las capas están localizadas entre ambos pozos.

La capa impermeable, tiene una relevancia especial en la mayoría de los proyectos de SAGD. Debe proveer una barrera para prevenir la pérdida de vapor hacia un estrato más somero o, en el peor de los casos, hacia la superficie. Se debe evaluar cuidadosamente las características geomecánicas de la capa impermeable. Si esta capa permitiera el filtrado de vapor a la superficie, sería un accidente catastrófico



resultando en un serio impacto a la seguridad y al ambiente. Si el vapor se filtrara hacia un estrato más somero, afectaría seriamente a la expansión de la cámara de vapor y, por tanto, a la eficiencia térmica y a la recuperación final.

El contenido de arcilla de la formación, se recomienda que sea lo más bajo posible, o menor al 10%, ya que existen arcillas hinchables, como la montmorillonita, debido que al entrar en contacto el vapor con el bitumen, el vapor se condensa y si entra en contacto con arcillas hinchables éstas dañarían la formación, por hinchamiento de las mismas. La presencia de agua por encima o por debajo del intervalo de interés, al igual que la posible presencia de un casquete de gas, deben ser considerados en el plan de desarrollo de SAGD.

1.7. Aspectos Geológicos que Afectan a la Cámara de Vapor

La mayoría de las características geológicas de la formación, influyen en el proceso SAGD debido a que definen la forma y tamaño de la cámara de vapor, además de la viabilidad del proceso, tales características son el espesor de la arena, las propiedades petrofísicas, la presencia de un acuífero, de un casquete de gas y de heterogeneidades en la formación, etc.

1.7.1. Espesor de la Arena

Para utilizar el proceso, es necesario una zona continua de al menos 10 m o 33 pies de espesor, debido a que si el espesor es menor, se afecta la altura de la cámara de vapor, y por tanto, se afecta el drene por gravedad, además de que hay baja eficiencia energética por las pérdidas de calor hacia la cima y base de la formación, lo que resulta en un proyecto no rentable.

El espesor de la arena es muy importante, ya que la altura de la cámara de vapor depende del espesor de la formación, y el factor de recuperación depende del volumen que ocupe la cámara dentro del yacimiento; el gasto de producción depende de cuánto crudo con buena movilidad pueda ser drenado.

1.7.2. Casquete de Gas

Cuando la cámara de vapor entra en contacto con el casquete de gas, se producen altas pérdidas de calor, ya que el casquete desvía el vapor hacia él durante la inyección de vapor. Por lo tanto, deben evitarse la presencia del casquete de gas.



1.7.3. Acuíferos

Al igual que con el casquete de gas, en el acuífero se presentan pérdidas de energía, ya que al entrar la cámara de vapor con el acuífero, se pierde gran parte del vapor inyectado.

Si se cuenta con un acuífero de fondo, activo o no, se debería diseñar el proyecto de forma que el vapor no escape hacia el acuífero y que el mismo acuífero no fluya hacia la región de producción, lo que produciría pérdidas de energía al calentar el vapor al agua.

En estos casos, es necesario que la presión de la cámara de vapor sea ligeramente mayor que la del acuífero, manteniendo un suministro de vapor adecuado y controlando el gasto de producción para evitar que el vapor sea producido primero. En caso contrario, existiría un flujo de agua hacia la cámara de vapor, provocando la condensación del vapor y finalmente la cámara de vapor quedaría llena por agua resultante de la entrada del acuífero y del vapor condensado.

1.7.4. Capa Impermeable

Se necesita que en la cima de la formación se encuentre una capa de roca impermeable que actúe como un sello. Algunas funciones de esta capa son:

- 💧 Garantizar el confinamiento de la cámara de vapor.
- 💧 Prevenir las pérdidas de los fluidos del yacimiento.
- 💧 Prevenir el ingreso de agua fría desde arriba.
- 💧 Prevenir el desarrollo de presiones excesivas de la sobrecarga.
- 💧 Soportar los esfuerzos existentes y producidos, y presiones, durante la vida productiva del proyecto.

1.7.5. Heterogeneidades en la Formación

Las heterogeneidades juegan un papel crítico en la comprensión de cómo la cámara crece en la formación, por lo que es muy importante y necesario determinar los factores que afectan la velocidad de crecimiento y propagación areal de la cámara.

Las heterogeneidades en la formación, afectan a la permeabilidad vertical de la misma y a su vez, controlan la forma y desarrollo de la cámara de vapor, lo que puede alterar el proceso SAGD.



La presencia de barreras, intercalaciones de lutitas, fallas y fracturas, y cambios litológicos, afectan significativamente al proceso.

Por ejemplo, la presencia de intercalaciones de poca extensión, sí permitiría el ascenso del vapor, al desplazarse éste alrededor de las barreras presentes dentro de la cámara; sin embargo, si estas intercalaciones abarcan una gran parte de la extensión lateral de la cámara, impedirían la formación de la cámara de vapor, además que bloquearían la segregación por gravedad del crudo. La presencia de fallas, así como de cambios litológicos, podría impedir el flujo vertical del crudo. Y las fracturas, por su alta permeabilidad impedirían la formación de la cámara, ya que el vapor fluiría preferentemente por las mismas hacia zonas no deseadas.

1.7.6. Echado de la Formación

El proceso SAGD se ha aplicado siempre con pozos completamente horizontales, es decir, que las secciones horizontales de estos pozos no han tenido ningún grado de inclinación, debido a las complicaciones que generaría, principalmente por la variación del nivel de fluidos encima del pozo productor. De igual forma, se necesita que el gradiente de presión dentro de la cámara de vapor, sea lo más bajo posible en la dirección de los pozos, de manera tal que la base de la cámara sea lo más horizontal posible. Considerando esto, se recomienda orientar la dirección de los pozos horizontales perpendicular al echado de la formación, para asegurar que tanto el pozo productor e inyector queden nivelados.

Los pozos horizontales son ubicados lo más cercano a la base de la formación para minimizar las pérdidas por crudo no recuperable, porque estos pozos horizontales son incapaces de recuperar el aceite por debajo de ellos. En los yacimientos con inclinación, se recomienda que los pozos sean paralelos a la base de la formación.

1.8. Rangos de Aplicabilidad

Para desarrollar las condiciones de operación mínimas e ideales, Rodríguez^[6] investigó cómo afecta una serie de factores al desarrollo del proceso de SAGD, de manera tal que estableció las condiciones mínimas e ideales bajo las cuales, SAGD resulta eficiente (**tabla 1.3.**).



Tecnología SAGD		
Parámetro	Condiciones Mínimas de Operación	Condiciones Ideales de Operación
Tipo de Roca	Arenisca	Arenisca
Saturación de Agua	<40%	<20%
°API @ 60 °F	<20°	<15°
Viscosidad @ T _{yac}	>100 cP	>1000 cP
Permeabilidad (k)	>780 mD	>3000 mD
Kv/Kh*	>0.25	>0.5
Porosidad	>20%	>30%
Continuidad del área	Buena	Excelente
Zona Específica de Interés		
Contenido de Arcillas	<10%	0%
Casquete de Gas	p. a.	No Existente
Acuífero	p. a.	No Existente
Contacto con Agua	n. c.	No existente
<p>* Para kh>1500 mD p. a. = posiblemente aplicable si la zona de interés tiene más de 22.9 m o 75 pies de espesor y el espesor del acuífero o del casquete de gas no excede el 20% del espesor de la zona. n. c.= no conveniente, pero se podría aplicar si el espesor del contacto no es mayor del 10% del espesor de la formación y la capa inferior es gruesa y no reactiva al agua.</p>		

Tabla 1.3. Parámetros de operación de SAGD.

Además de los parámetros sugeridos por Rodríguez, Salcedo D'Heureux et al^[7], mencionan los siguientes de parámetros, basados en resultados de simulaciones, que llevarían a cabo un proyecto SAGD rentable.

- 💧 Arenas continuas con espesores mayores a 15 m o 49 pies para viscosidades de hasta 10,000 cP. Si se tienen crudos con viscosidades menores, es aceptable espesores de hasta 10 m o 33 pies.
- 💧 Permeabilidades mayores a 1 D.
- 💧 Saturación de aceite alta, mayor a 80%.
- 💧 Porosidad alta, mayor a 30%.
- 💧 Densidad API menor a 20°.
- 💧 Presión media del yacimiento menor a $1,000 \frac{lb}{pg^2}$.
- 💧 Profundidad menor a 1371.6 m o 4500 pies.
- 💧 Evitar la presencia de casquetes de gas y acuíferos, tanto en la cima como en la base del yacimiento. En caso de que existieran, deben tener un espesor menor a 1 m, incluso se podría aceptar espesores de hasta 2 m. De igual



forma, si están asociados a arenas con espesor mayor a 20 m, el proyecto puede ser rentable si las capas de agua y gas son aún más delgadas.

- 💧 No deben existir capas de lutitas de gran continuidad y poco espesor (menor a 2 metros).
- 💧 Debe haber una capa impermeable en la cima de la formación.
- 💧 El contenido de arcillas hinchables en la formación menor a 10%.
- 💧 Evitar la presencia de fallas y fracturas.

1.9. Aplicaciones Especiales

1.9.1. Yacimientos Fracturados

Existen algunos estudios disponibles sobre el proceso SAGD en yacimientos naturalmente fracturados. Das comparó numéricamente el proceso en yacimientos fracturados y obtuvo que debido a la invasión y drene del vapor desde la matriz, se necesitaba inyectar más vapor en caso de un espaciamento más grande de las fracturas. Además, concluyó que en la misma condición, un menor espaciamento entre los pozos lleva a un mejor comportamiento de los crudos extra viscosos, y en el caso de los crudos con poca viscosidad, un espaciamento más grande entre los pozos llevará a un mejor resultado.

De acuerdo a Fattahi et al., se puede aplicar el proceso en yacimientos con fracturas conductoras y los resultados serían los siguientes:

- I. Las fracturas horizontales localizadas en la parte superior del yacimiento impedirán que el desempeño del proceso, los pozos deben ser perforados lo más lejos posibles de las fracturas. Al contrario, la fracturas en el fondo del yacimiento benefician al proceso, y los pozos deben ser perforados de manera tal que el inyector quede sobre las fracturas.
- II. En el caso de que las fracturas verticales estén en la parte superior del yacimiento, perforar los pozos debajo de las fracturas verticales mejora la recuperación de aceite. Mientras que perforar los pozos alejados de estas fracturas, evitará el impacto benéfico de ellas.
- III. En el caso de que las fracturas verticales estén al fondo del yacimiento, colocar los pozos en donde estén las fracturas pero con mayor espaciamento entre ellos ya que es una buena estrategia para obtener el impacto positivo de éstas.



1.9.2. Yacimientos sin Capa Impermeable y Acuífero Inferior

Aunque una gran fracción de los yacimientos de arenas bituminosas están confinados en formaciones de arenas, existe una parte significativa que está contenida en yacimientos con zonas ladronas de energía, las cuales tienen casquete de gas y/o acuífero superior o inferior, o yacimientos con capas permeables. Una capa permeable puede ser vista como una gran zona ladrona, a través de la cual los fluidos inyectados en el yacimientos pueden escapar.

En los procesos térmicos, las pérdidas de calor debido a estas zonas pueden reducir la eficiencia térmica del proceso, haciéndolo no rentable. En las prácticas actuales, si la capa impermeable tiene más de 70 m de espesor, esta capa actúa como un sello incluso si la capa tuviera algunas zonas permeables, y aquí los procesos de recuperación con vapor y baja presión pueden ser utilizados para extraer bitumen a la superficie. Si la capa fuera completamente permeable, y se inyectaran fluidos y energía a las arenas, una parte de la energía y los fluidos se irían hacia esta zona permeable.

En el caso de los acuíferos inferiores se encontró, que éstos disminuían la eficiencia de recuperación. Inclusive, si se tuviera una zona ladrona encima de la zona de aceite, durante la operación de SAGD, el aceite se movería hacia la cima de la zona ladrona, y a mayor diferencia de presión entre las dos zonas, es mayor la invasión del vapor y del aceite en la zona ladrona, menor el gasto de producción, y mayor la relación vapor-aceite (SOR).

1.9.3. Yacimientos Casquete de Gas

En un yacimiento con casquete de gas, la recuperación de aceite es menor que en el caso de tener un yacimiento con acuífero superior, y una estrategia óptima de operación consiste en aplicar un intervalo de alta presión a la cámara de vapor, antes de que ésta contacte el casquete de gas, seguido de una presión de inyección menor que balancee la presión entre la cámara y la cima de la zona de gas para minimizar las pérdidas del vapor hacia la zona de gas.

1.10. Proceso SAGD

El proceso de SAGD es un mecanismo combinado de conducción y convección de calor, donde debido a su baja densidad, el fluido inyectado asciende, y conforme se

inyecta vapor, se forma una cámara. En los límites de la cámara, el vapor se condensa, liberando su calor latente y por lo tanto, movilizándolo el aceite con la reducción de su viscosidad (**figura 1.8**). Después, la gravedad hace que el agua condensada y los hidrocarburos vayan hacia el pozo productor al fondo de la cámara (Butler, 1994).

La expansión de la cámara de vapor, tanto en las direcciones longitudinales como axiales relativas al pozo, puede ser un tanto irregular pero bastante rápida, hasta que encuentra la cima del yacimiento. El proceso depende del bitumen calentado que está siendo producido conforme la cámara crece. El crecimiento regular de la cámara de vapor es uno de los mayores retos del proceso debido a que impacta directamente a la recuperación de bitumen.

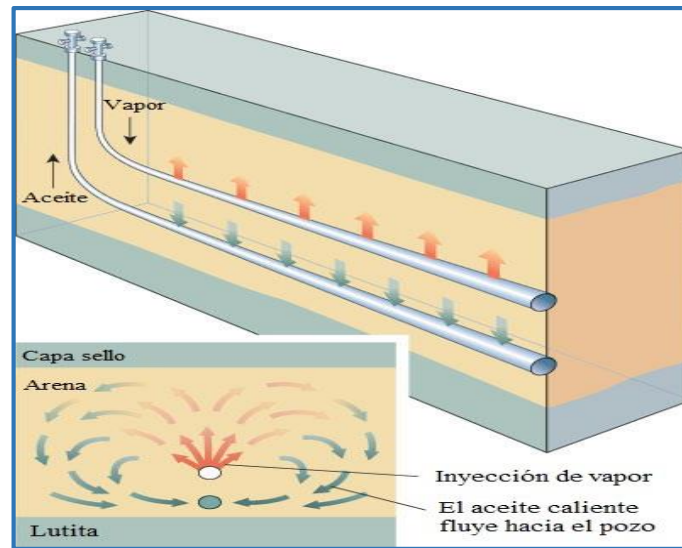


Figura 1.8. Cámara de vapor formada por la inyección.

1.11. Mecanismos de Operación

El proceso SAGD tiene dos fases distintas (Saltuklaroglu, 2000): la fase de arranque o circulación, y la operación normal de SAGD o fase de crecimiento; aunque también se puede considerar como otra etapa la declinación del proceso.

1.11.1. Fase de Arranque

En esta fase, se circula vapor en ambos pozos inicialmente hasta que se establece una comunicación de calor entre ellos. Esto requiere dos sartas de tubería de producción en cada pozo: una para inyectar y la otra para producir. Si la tubería de



revestimiento de producción no tiene el diámetro suficiente para acomodar las dos sartas, se puede inyectar o producir a través del espacio anular; aunque, esto no sea aconsejable, debido a que puede provocar una serie de problemas operativos.

Cuando el vapor alcance a irrumpir, la circulación se detiene y el vapor solamente se inyecta en el pozo superior a una presión constante, ligeramente debajo de la presión de fractura, debido a que no se necesita fracturar a la formación para distribuir el vapor.

En general, la fase de arranque es lenta y los gastos de aceite alcanzados durante este periodo son bajos, siendo directamente proporcional al espaciamiento vertical entre el pozo inyector y productor. El método más ampliamente utilizado es la circulación de vapor en ambos pozos durante 90 días.

1.11.2. Fase de Crecimiento

Desde un punto de vista teórico, esta fase es realmente el inicio del proceso SAGD: la cámara de vapor ha alcanzado la cima de la formación y el pozo productor, registra los gastos de producción más altos. En esta fase es esencial controlar las temperaturas de los fluidos producidos, para evitar que el vapor fluya junto con los fluidos producidos; este mecanismo es conocido como Trampa de Vapor (Edmunds, 2000), y su función es mantener la temperatura en la cabeza del pozo unos cuantos grados por debajo del punto de saturación del vapor, asegurando que la mayor cantidad de vapor inyectado se mantenga dentro de la cámara.

Esta fase dura cuantos años sean necesarios, para que así se pueda obtener la máxima recuperación de crudo.

Finalmente, la declinación del proceso consiste en una serie de operaciones dirigidas a reducir la cantidad de vapor inyectada y utiliza diseños operativos para maximizar la recuperación.

1.11.3. Cámara de Vapor

La cámara de vapor es el volumen del yacimiento en el cual existe vapor móvil durante un periodo de tiempo extenso, la temperatura de las rocas asciende hasta el punto en el cual el vapor saturado puede sostenerse en las condiciones de presión del yacimiento. La cámara de vapor se encuentra normalmente en la porción superior de la arena de un yacimiento, entre el pozo inyector de vapor y el productor; la

presión dentro normalmente se mantiene constante durante todo el proceso (**figura 1.9**).



Figura 1.9. Cámara de vapor.

Durante el desarrollo de la cámara de vapor se originan tres etapas, que se presentan sucesivamente, a medida que ésta se forma:

***Etapa de crecimiento vertical de la cámara:** Se conoce como etapa de ascenso de la cámara o periodo de incremento de potencial. Ocurre desde el momento en que comienza la inyección de vapor en el yacimiento hasta que este llega a la cima del mismo. En esta etapa el gasto de producción aumenta progresivamente.

***Etapa de expansión lateral:** Se caracteriza por un gasto de producción que se mantiene estable. Se inicia desde el momento en que la cámara llega a la cima del yacimiento y comienza a expandirse solamente hacia los lados, hasta abarcar la longitud horizontal del pozo productor.

***Etapa de declinación:** Es la última fase, en la cual el gasto de producción comienza a disminuir. Se inicia en el momento en que la cámara de vapor llega al final de la longitud horizontal del pozo productor y finaliza cuando la altura de volumen de crudo entre los pozos comienza a decrecer con lo que disminuye de igual manera la velocidad de drene, hasta llegar a ser un proceso no rentable; una vez que se ha llegado a ese punto, se concluye que el proyecto ha finalizado.

El vapor fluye a través de la arena (**figura 1.10**) dentro de la cámara hasta alcanzar la interfase bitumen-vapor, donde se condensa y el calor liberado se transmite por conducción a la arena bituminosa fría por lo cual es calentado el aceite que se

encuentra cerca de la superficie de condensación, permitiendo a su vez que tanto el aceite como los condensados sean drenados por gravedad hacia el pozo productor. En un proyecto de un campo maduro puede extenderse desde un área amplia a través de la parte superior de la arena hasta una interdigitación estrecha en el interior del pozo productor horizontal cerca del fondo de la arena.

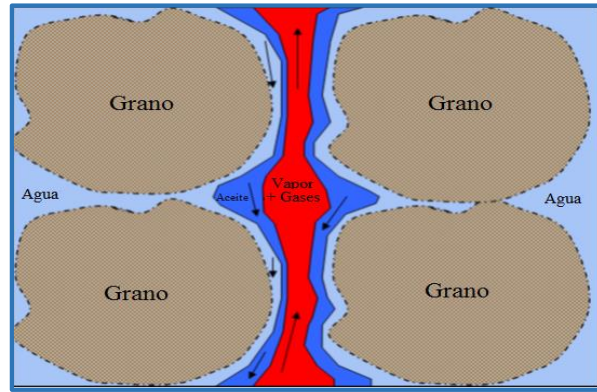


Figura 1.10. Proceso a escala de poro.

En general, el mecanismo del proceso de la segregación gravitacional asistida por vapor, se puede resumir en cuatro pasos (figura 1.11):

- 💧 El vapor se condensa en la interfase.
- 💧 El aceite y el condensado son drenados hacia el pozo productor.
- 💧 El flujo es causado por la gravedad.
- 💧 Crecimiento de la cámara de vapor hacia arriba y hacia los lados.

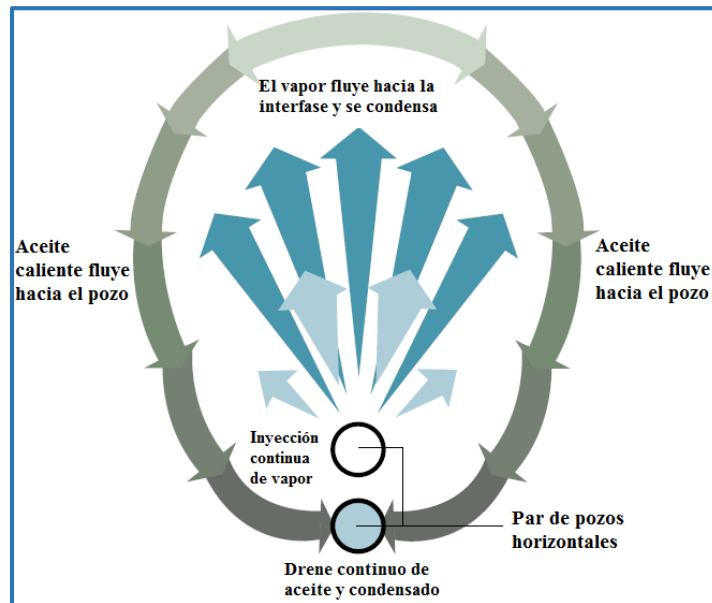


Figura 1.11. Mecanismo del proceso SAGD.

1.11.4. Control de la Trampa de Vapor

Evitar el escape del vapor en el proceso SAGD es crítico para asegurar la eficiencia de la energía y la rentabilidad del proyecto. El control de la trampa de vapor es normalmente utilizado como un control operacional para reducir o prevenir que el vapor salga de la misma zona de vapor en el yacimiento. Este control presenta existen tres ventajas principales en el proceso:

- I. Conservación de la energía y reducción de la relación vapor-aceite (SOR).
- II. Reducción de altos flujos de vapor en el pozo que perjudican la capacidad de levantamiento del pozo y de las instalaciones artificiales.
- III. Reducción del movimiento de arenas y finos a través del liner que pueden causar erosión.

El control de la trampa de vapor generalmente se logra ajustando el gasto de salida de los fluidos del pozo productor, de tal manera que la temperatura de los fluidos producidos se mantenga por debajo de la temperatura de saturación del vapor.

1.11.5. Relación Vapor-Aceite

Es definida como el número de barriles de vapor equivalentes a agua requeridos para producir un barril de petróleo, es un factor importante cuando se evalúa la eficiencia de la recuperación, su valor se determina por el yacimiento y la eficiencia del progreso de inyección de vapor.

La relación vapor aceite (SOR, por sus siglas en inglés) y el costo asociado con la generación de vapor son las variables más importante que afecta la rentabilidad económica del proyecto, cuando el precio del gas, el combustible requerido para la generación de vapor, es demasiado alto y el precio del petróleo pesado es bajo (**figura 1.12**), las operaciones de inyección se ven restringidas.

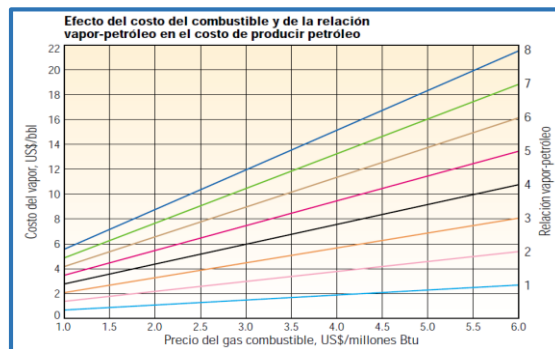


Figura 1.12. Efecto del costo del combustible y de la relación SOR en el costo de producción (California).



La intersección entre el precio del combustible (gas, en el caso de California) y la relación SOR (líneas de color) determina el costo del vapor por barril de petróleo producido. Los operadores pueden usar esta grafica para determinar el precio máximo de combustible para el cual la producción se mantiene rentable.

1.12. Características del Proceso SAGD

- I. La presión de la cámara de vapor es constante.
- II. El vapor y el agua condensada junto con el gas en solución, además de la expansión térmica, trabajan para mantener la presión alrededor del pozo productor en óptimos niveles, evitando posibles inestabilidades, tales como conificación y canalización.
- III. La cámara de vapor crece proporcionalmente a la producción de aceite; los espacios vacíos en los poros, resultantes de la producción, se llenan con el vapor inyectado, permitiéndole al vapor fusionarse con más aceite inmóvil.
- IV. El gasto de producción de aceite no se ve seriamente impactado por el gasto de inyección de vapor.
- V. El gasto máximo de producción de aceite usualmente concurre cuando la cámara de vapor alcanza la cima de la formación.
- VI. La primera irrupción ocurre al inicio de la sección horizontal, forzando al vapor a calentar la formación que lo rodea por conducción térmica, y por tanto, disminuir la viscosidad del aceite; esto permite seguir inyectando más vapor, forzando al vapor a drenar el aceite, preferencialmente en la zapata de ambos pozos.
- VII. La principal función de la Trampa de Vapor es permitir la formación de la cámara de vapor para prevenir la producción de vapor.
- VIII. En SAGD, el único mecanismo de desplazamiento es la segregación gravitacional.
- IX. El proceso es inefectivo para producir en pozos verticales, debido a los flujos relativamente bajos que pueden ser obtenidos bajo estas condiciones.

1.13. Diseño Típico de los Pozos

La evolución de la tecnología de la perforación de pozos direccionales ha sido un factor clave en la implementación comercial del proceso SAGD. Dos pozos horizontales se perforan a profundidades verticales entre 90 y 600 (m), con una separación vertical entre ellos de 4 a 7 (m) y hasta 1,000 (m) de desplazamiento horizontal. Debido a sus profundidades verticales someras, algunos de estos pozos requieren una perforación desviada desde la superficie. Típicamente, el pozo productor se perfora primero y se coloca lo más cercano posible al fondo del yacimiento.

En 1993, se desarrolló la tecnología para perforar pozos horizontales paralelos. El primer par de pozos SAGD se perforó utilizando tecnología de orientación magnética, que se refiere a la medición de la posición relativa de un pozo respecto a otro. Éste determina la distancia y orientación del pozo que está siendo perforado (inyector) respecto al pozo de referencia (productor). La determinación está basada en la medición de la firma magnética del pozo objetivo o de referencia, que puede ser inducido y medido por diversos métodos.

Los pozos SAGD deben ser diseñados para soportar los ambientes severos de este proceso. La integridad y confiabilidad deben estar balanceadas con los requerimientos para minimizar los costos. El diseño típico de los pozos SAGD se muestran en la **figura 1.13**.

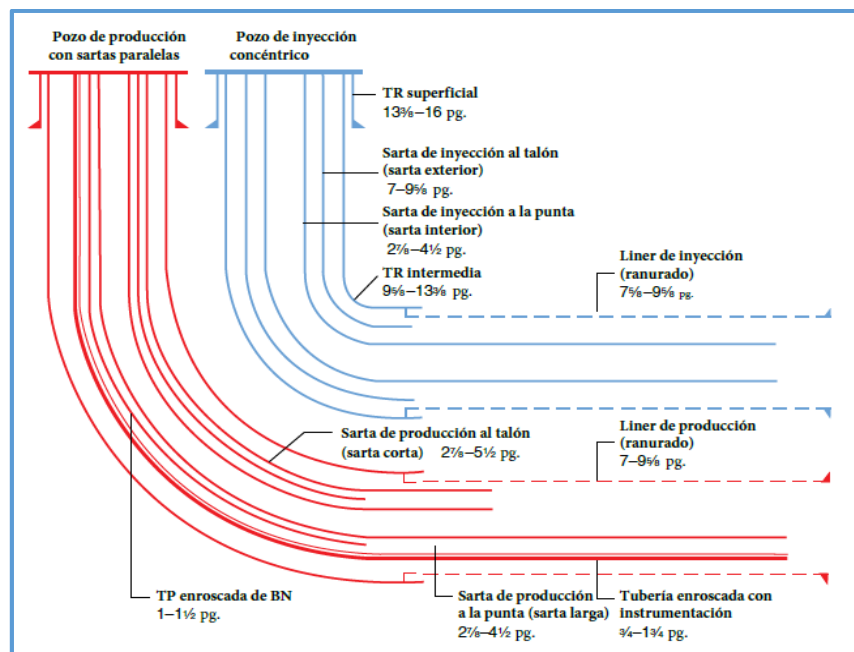


Figura 1.13. Configuración típica de los pozos SAGD.



La tubería de revestimiento intermedia es la principal barrera para aislar el ambiente del fondo del pozo, separando la superficie, mientras que la integridad del liner de producción es crucial para evitar la producción de arena. Por lo tanto, la selección del cemento adecuado es crítica, para tales condiciones de temperatura y para la tubería de revestimiento diseñado (selección del acero y de las conexiones).

Los diseños de la terminación de los pozos pueden variar entre operadoras e incluso entre los mismos proyectos. La industria aún está en una fase de evaluación, y se han utilizado distintas configuraciones de terminación. De cualquier manera, la tendencia general es permitir la inyección de vapor o producción de bitumen en dos o más puntos a lo largo del pozo horizontal. Como se muestra en la **figura 1.13**, el diseño típico en una terminación son sartas duales, paralelas o concéntricas, con flujo a través tubería de producción o espacio anular.

La naturaleza no consolidada de las areniscas, en la cual se realiza la mayoría de los proyectos SAGD, hace necesario el control de arena en ambos pozos. La utilización de liners ranurados es el método de control de arena más utilizado. Esta preferencia está influenciada probablemente por los bajos costos de los liners ranurados, además de las investigaciones que han mejorado su diseño y comportamiento. De cualquier manera, se están aplicando en yacimientos con más retos y plantea más problemas operativos, la industria sigue buscando otras opciones competitivas para el control de arena.

1.13.1 Control de Arena

La mayoría de los operadores utilizan liners ranurados para controlar la arena en la sección horizontal del pozo productor en el proceso SAGD. Los liners ranurados se fabrican cortando una serie de ranuras longitudinales, normalmente entre 0.30 a 0.46 mm o 0.012 a 0.018 in de ancho con una longitud aproximada de 50 a 70 mm o 2 a 2.75 in. El ancho de la ranura se selecciona, de acuerdo a la distribución del tamaño de grano de la formación, para restringir la producción de arena y permitir la entrada de fluidos a la tubería. El diseño del liner debe balancear los requerimientos de retención de arena, área de flujo y capacidad estructural.

1.14. Instalaciones Superficiales

La producción de los pozos, consiste en agua, crudo, vapor y gases, que son tratados en un separador presurizado, y el bitumen (crudo) es limpiado en las instalaciones superficiales. Estas instalaciones, están constituidas de la planta de

SAGD y las peras, y se dividen generalmente en las siguientes áreas de proceso (figura 1.14).

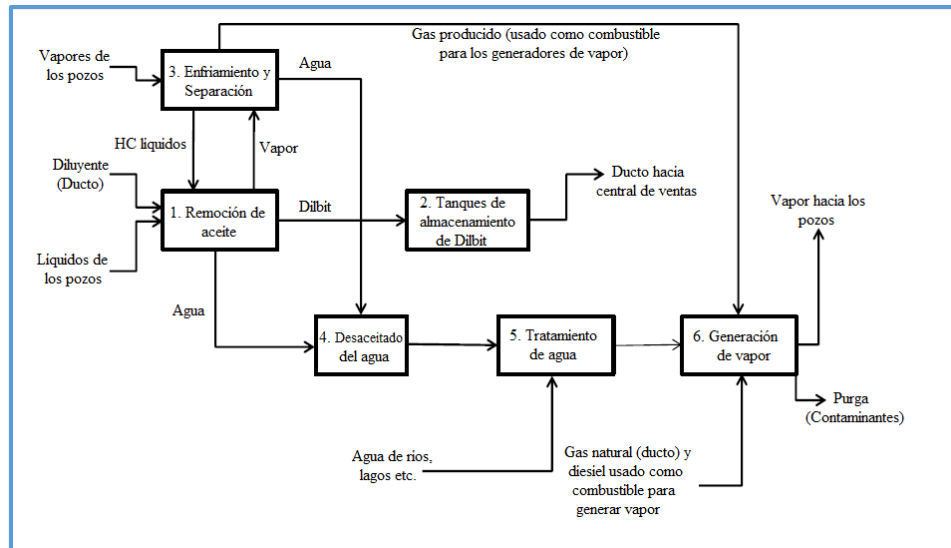


Figura 1.14. Esquema de las principales áreas de la central de procesamiento de SAGD.

1.14.1. Remoción de Crudo

En esta área, los fluidos producidos incluyendo al bitumen y el agua del yacimiento son separados en distintos pasos. Debido a que la densidad del bitumen y del agua es casi la misma, se añade al bitumen un hidrocarburo que puede actuar como un diluyente. La mezcla de diluyente y bitumen, que es llamada dilbit, es menos densa y menos viscosa que el bitumen, por lo que la separación se hace utilizando a la gravedad. Se añaden tratamientos químicos especiales para ayudar a la separación de agua y dilbit en una proporción razonable.

1.14.2. Tanques de Almacenamiento para Dilbit

El bitumen tratado (dilbit) es almacenado en tanques en esta área y enviado a una terminal para ser transportado al mercado.

1.14.3. Enfriamiento y Separación

Los gases y vapor producidos de los pozos, se enfrían en la planta de separación y enfriamiento, para condensar el agua, la cual es enviada a un área de desaceitado. El gas metano remanente es enviado a los generadores de vapor, para ser usado como gas combustible.



1.14.4. Remoción del Agua

Se deben eliminar todos los contaminantes del agua producida del yacimiento y del bitumen, antes de que puedan ser reciclados para producir vapor. Cualquier crudo libre que no se haya separado del agua y la planta de remoción de aceite es removido utilizando un proceso llamado Flotación de Microburbujas, y a través de filtros de remoción de aceite. Esta agua es entonces enviada al área de tratamiento de agua para una eliminación de los sólidos disueltos tales como magnesio y carbonatos.

1.14.5. Tratamiento de Agua

En esta área, la fuente de agua viene de ríos o lagos, y es también llamada agua de reposición, ésta es filtrada y tratada removiendo cualquier sólidos para alimentar los generadores de vapor. Además, el agua de la planta de desaceitado, que puede aún contener partes disueltas tales como calcio, magnesio y sílice, debe ser removida para prevenir la formación de sólidos en las tuberías y generadores de vapor. Se utilizan filtros y unidades de intercambio de iones para eliminar estas impurezas del agua, la cual ya puede ser utilizada como agua de alimentación para las calderas.

1.14.6. Peras de Pozos

Esta es la base del área de inyección de vapor. Cada pera tiene muchos pares de pozos (pozo productor e inyector) debajo. A través del cabezal, se inyecta el vapor a los pozos que va hacia distintas áreas en el yacimiento. El bitumen que se produce, resultado de esta inyección, es bombeado a través del pozo productor y recolectado en tanques en la superficie.

1.14.7. Líneas de Flujo

Estas tuberías están entre las instalaciones centrales de procesamiento de SAGD y las peras de pozos, y a través de estas tuberías se bombea el vapor generado en la planta hacia las peras. Además, los líquidos producidos, incluyendo bitumen, agua y gases, son enviados a través de estas líneas a la central de procesamiento.

Finalmente, se presenta un diagrama de todo el proceso SAGD (**figura 15 y figura 16**).

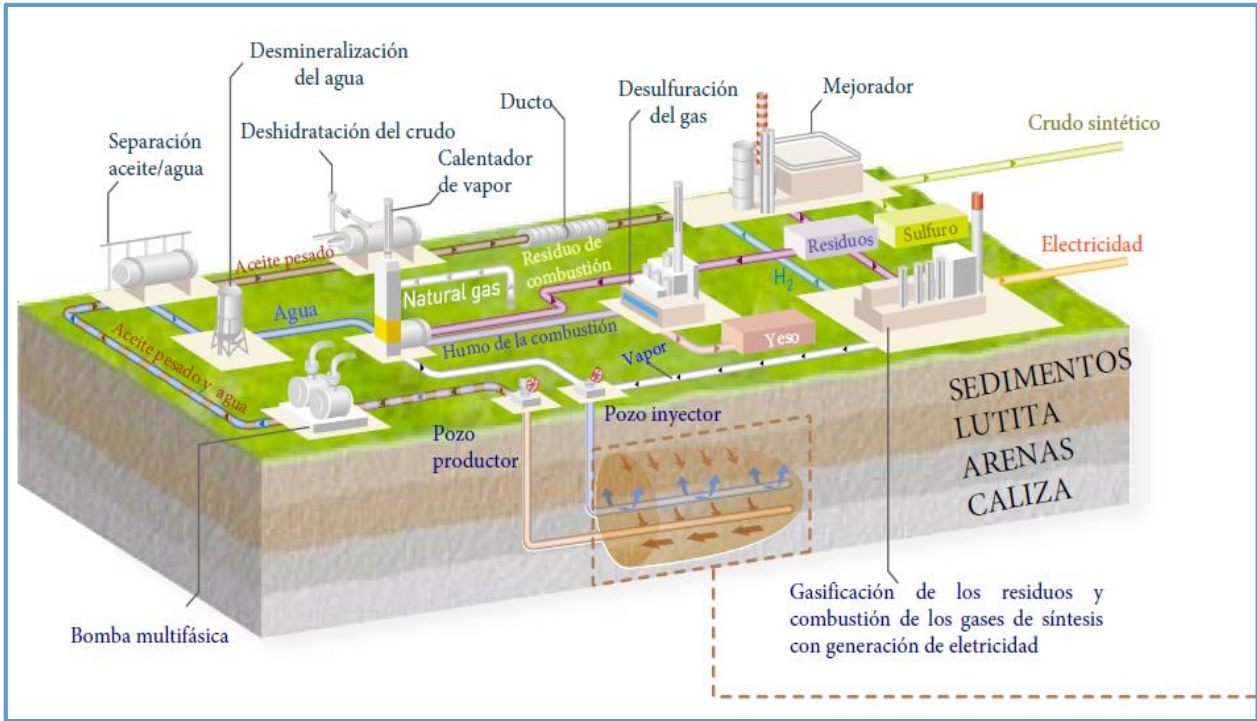


Figura 15. Diagrama del proceso SAGD completo (superficial).

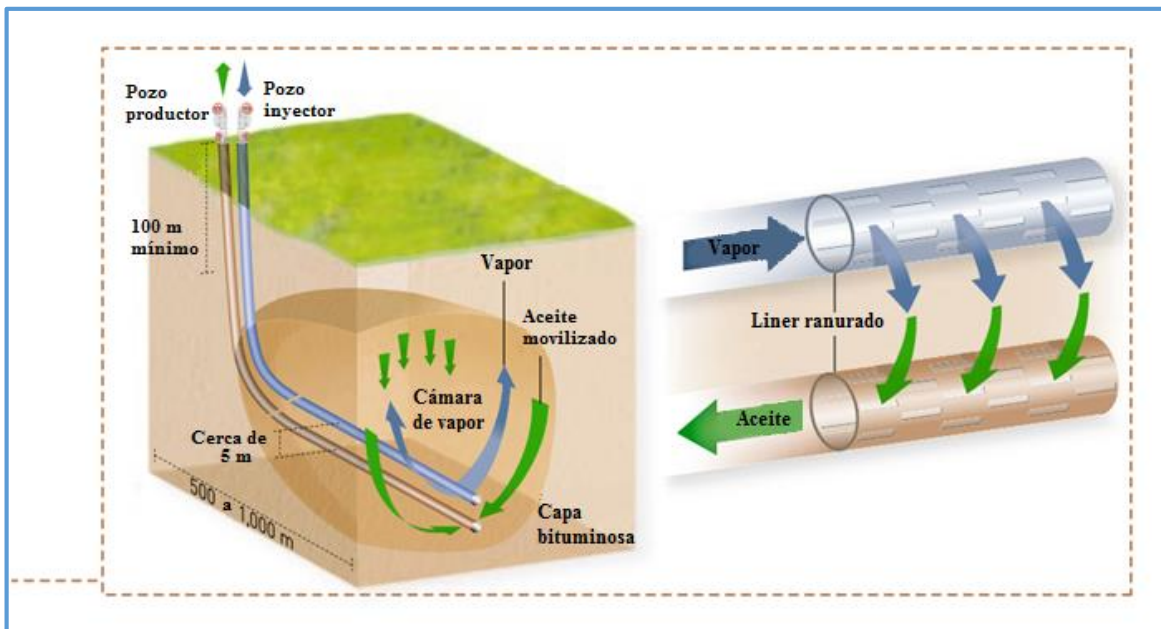


Figura 16. Diagrama del proceso SAGD (subsuperficial).



1.15. Operaciones de Producción y Control

Las operaciones de SAGD requieren estrategias de monitoreo dirigidas al control de los procesos del fondo del pozo, para así evitar problemas operativos y maximizar la eficiencia y la recuperación. Los pozos productores son equipados con múltiples dispositivos de medición de la temperatura a lo largo del pozo horizontal. Se prefieren los termopares debido a su confiabilidad y bajo costo; de cualquier manera, la tecnología de fibra de vidrio ha sido ampliamente probada en campo e implementada. El monitoreo de presión también se emplea en los pozos productores a través de manómetros de espacio anular abierto, o los más recientes, manómetros de fibra de vidrio. Normalmente, el pozo inyector tiene menor instrumentación.

El principal objetivo del monitoreo de temperatura en el pozo productor es controlar la trampa de vapor. El objetivo es mantener la interfase vapor/líquido entre los pozos. Esto se logra administrando la diferencia entre la temperatura de fondo del pozo productor y la temperatura de saturación de vapor a la presión de inyección de fondo para mantener un balance que mantenga la interfase entre los pozos. Un SAGD óptimo requiere que la cámara de vapor sea drenada para que el líquido no se acumule sobre el productor, reduciendo los gastos de producción, pero evitando la producción de vapor porque pone en peligro la integridad del pozo productor.

El desarrollo del monitoreo de la cámara de vapor es la tarea más importante para entender el proceso SAGD y predecir la eficiencia de recuperación. Junto con el monitoreo en tiempo real del pozo, los siguientes métodos se combinan para estimar el crecimiento de la cámara de vapor:

- 💧 Pozos verticales de observación completamente instrumentados a lo largo del pozo horizontal en cada pozo.
- 💧 Tecnologías de medición de la deformación de la superficie, tales como medidores de inclinación, y radares interferométricos sintéticos.
- 💧 Métodos sísmicos, tales como mapeo 4D y microsísmico.
- 💧 Comparación del historial de producción.

La presión de operación de la cámara de vapor puede ser también controlada para mejorar la eficiencia y recuperación. De cualquier manera, esto también afectará la selección del sistema artificial de producción. Durante la fase de operación inicial, la mayoría de los proyectos opera a presiones lo suficientemente altas, para usar vapor o bombeo neumático. El uso de bombeo neumático para SAGD tiene características que son distintas a sus aplicaciones convencionales y requiere una evaluación adecuada para asegurar el éxito. Conforme el proyecto madura, la tendencia es



operar a una presión menor en la cámara de vapor, lo que requiere diferentes Sistemas Artificiales de Producción. La mayoría de las instalaciones están aplicando lo último en tecnología en bombas electrocentrífugas y de cavidades progresivas.

1.16. Ventajas y Desventajas del Proceso

Numerosas ventajas se obtienen del uso de SAGD en la recuperación de crudos pesados y arenas bituminosas. En comparación con los métodos térmicos convencionales ofrece una serie de ventajas técnicas, económicas y ambientales las cuales han hecho al proceso más atractivo y rentable para la industria petrolera.

1.16.1. Ventajas Técnicas

Para el uso de pozos horizontales contra los pozos verticales:

- 💧 El área de drene se incrementa permitiendo obtener reservas que no podrían ser producidas de alguna otra manera.
- 💧 Una mejor disposición y eficiencia para manejar formaciones con aceite, de poco espesor y de gran continuidad lateral, con capas de gas, o acuíferos.
- 💧 Capacidad para la inyección y producción ortogonal de fluidos, lo que resulta en un mayor crecimiento, mejor eficiencia de barrido, la reducción del proceso de canalización del vapor, reducción del número de pozos requeridos en el desarrollo del campo, mejor factor de recuperación en menor tiempo, la reducción al mínimo de los puntos ciegos, entre otros.
- 💧 Menor caída de presión por unidad de longitud, lo que reduce las posibilidades de conificación de agua, minimizando el daño a la formación.
- 💧 Facilita el transporte de los fluidos a la superficie.

En cuanto a la operación del proceso:

- 💧 Baja presión de inyección, la cual ayuda a preservar la integridad del campo de aceite.

- 💧 Mayor movilidad del aceite. Una vez que el aceite entra en contacto con el vapor, el aceite permanece caliente y fluye hacia el pozo de producción. Esto no es posible en las inyecciones convencionales de vapor en donde el aceite desplazado tiende a enfriarse en el camino a la producción.

En lo que respecta a la producción de arena, cuando se compara contra los métodos convencionales de recuperación térmica, se observa que minimiza este problema debido a que:

- 💧 No se requiere el fracturamiento de la formación para conseguir la distribución del vapor; por lo que las presiones de inyección de vapor pueden ser bajas.
- 💧 Debido a que no existe un proceso de empuje del vapor, las velocidades bajas de los fluidos pueden ser manejadas sin provocar daño.
- 💧 Los esfuerzos térmicos en el pozo son minimizados mediante los ciclos de calentamiento y enfriamiento.
- 💧 Desde un punto de vista instrumental, el uso de cubiertas de acero inoxidable, y liners ranurados en ambos pozos, proporciona un control eficiente en la producción de arena (**figura 1.17**).

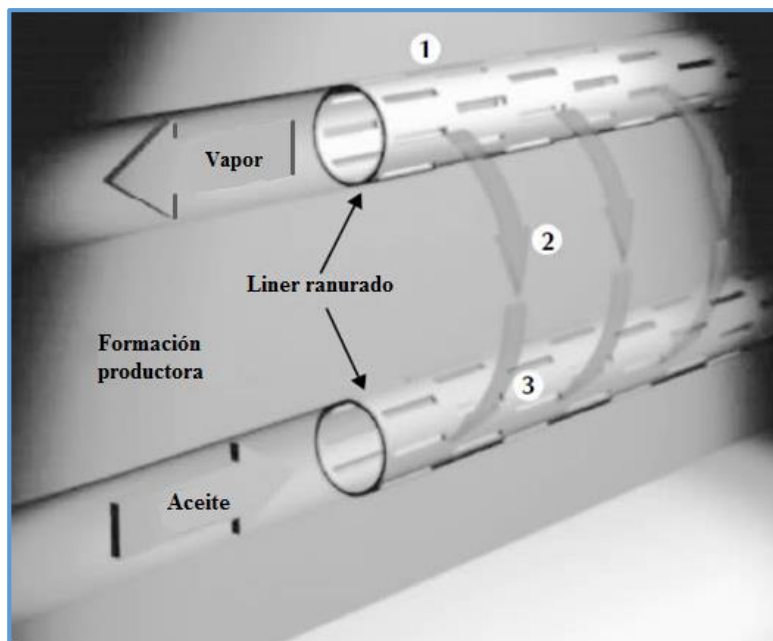


Figura 1.17. Control de arena.



1.16.2. Ventajas Económicas

Las principales ventajas del proceso son reducir costos y hacerlo más rentable, pero se tienen otras ventajas que son:

- 💧 Longitudes horizontales en el rango de los 1,000 m a los 1,500 m, cuyas perforaciones pueden costar hasta tres o cuatro veces más que un pozo vertical, pero cuya producción puede ser de diez veces la producción de un pozo vertical.
- 💧 Los pozos se perforan en una misma localización, lo que reduce significativamente los costos de perforación y las instalaciones superficiales.
- 💧 Dependiendo en la profundidad y presión del intervalo productor, la mayoría de los proyectos SAGD no requiere Sistemas Artificiales de Producción para llevar el fluido a la superficie.
- 💧 Debido a la ausencia de producción de arena, las operaciones de mantenimiento no son necesarias, reduciendo costos y tiempo.

1.16.3. Ventajas Ambientales

El hecho de que un pozo horizontal reemplace la producción de muchos pozos verticales reduce la necesidad de perforar muchos pozos para explotar el campo; además, los pozos pueden ser perforados desde un mismo lugar, generando menores perturbaciones en el suelo, minimizando la necesidad de instalaciones, y generando un menor impacto ambiental.

1.16.4. Desventajas y Limitaciones

La mayor limitación del proceso SAGD es su manejo de altas cantidades de vapor, particularmente para los intervalos de poco espesor y baja calidad, donde las pérdidas de calor debido a la capa impermeable son grandes. Asimismo, el manejo de estos requerimientos de vapor necesita una enorme fuente de agua dulce, un problema que muchas veces se convierte en un obstáculo. Además, como en la mayoría de los procesos de inyección de vapor, los esfuerzos se ven limitados por las profundidades de los pozos, impuestos por la presión crítica de vapor.



Algunas otras desventajas son que la transferencia de calor en la cámara de vapor hacia el aceite es solamente por conducción, se necesita controlar la producción de arena, existe una producción o corte de agua caliente, hay cambios frecuentes en el régimen de producción y altos costos operativos, un deterioro de la producción en las última etapas.

1.17. Rendimiento y desafíos

La mayoría de las compañías tienen sus propios métodos de evaluación para SAGD. De cualquier manera, la relación vapor-aceite (SOR) se utiliza comúnmente como el indicador clave que determinará la eficiencia del proyecto. SOR indica el volumen de vapor requerido para producir cierta cantidad de aceite. Aunque no refleja verdaderamente la eficiencia energía-uso, se utiliza ampliamente en la industria. El objetivo es minimizar la relación vapor-aceite, donde el rango de valores desde 2.0 hasta 3.5 se considera una buena SOR. Actualmente, los mejores proyectos en Canadá, siguiendo este criterio son: Jackfish de Devon, Foster Creek y Christina Lake de Cenovus, y Firebag de Suncor.

Otros indicadores del desempeño son los gastos de producción de bitumen y los factores de recuperación. La media de producción de bitumen, en la industria, por par de pozos está ente 400 y 1,000 bpd con factores de recuperación final mayores al 50% (Handfield et al, 2008).

La tendencia actual para los proyectos más comerciales es incrementar la eficiencia térmica y recuperación del bitumen a través de técnicas mejoradas o variaciones de SAGD, tales como configuraciones geométricas de pozos no paralelos, pozos adicionales, inyección de solventes, optimización de la distribución del vapor y control de influjos.

A pesar de la implementación comercialmente exitosa de la tecnología SAGD, la industria aún tiene dos retos mayores que enfrentar: la dependencia del gas natural y el impacto ambiental. La mayoría de los proyectos SAGD aun dependen del gas natural como fuente de energía para producir vapor. La volatilidad de los precios del gas natural, y la demanda a largo plazo del mismo, impactan directamente la rentabilidad y factibilidad de los proyectos SAGD.

Finalmente, la huella de carbón de SAGD y requerimientos de agua son sustanciales, principalmente debido al proceso de generación de vapor. La cogeneración, el uso de agua salobre, el reciclaje de agua, y otras mejoras, han sido implementados o considerados para minimizar el impacto ambiental de SAGD. Sin embargo, se requieren esfuerzos adicionales debido a las próximas regulaciones.

1.17.1. Predicción Teórica de la Producción de Aceite

El gasto a la cual el aceite se drena durante el espaciamento de la cámara de vapor, de acuerdo a Butler, es la siguiente:

$$q = 2L \sqrt{\frac{1.3kg \propto \phi \Delta S_o h}{mv_s}} \dots\dots\dots [Ec. 1. 1]$$

donde:

q : gasto de aceite $\left[\frac{m^3}{s}\right]$

L : longitud del pozo productor [m]

k : permeabilidad efectiva al flujo de aceite [m²]

ρ : densidad del aceite $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$

g : aceleración debida a la gravedad $\left[9.81 \frac{m}{s^2}\right]$

α : difusividad térmica $\left[\frac{m^2}{s}\right]$

ϕ : porosidad

ΔS_o : cambio en la saturación de aceite

h : espesor del yacimiento [m]

m : parámetro adimensional, que varía entre 3 y 5, dependiendo de la temperatura del vapor (**figura 1. 18**)

v_s : viscosidad cinemática del aceite a la temperatura del vapor $\left[\frac{m^2}{s}\right]$

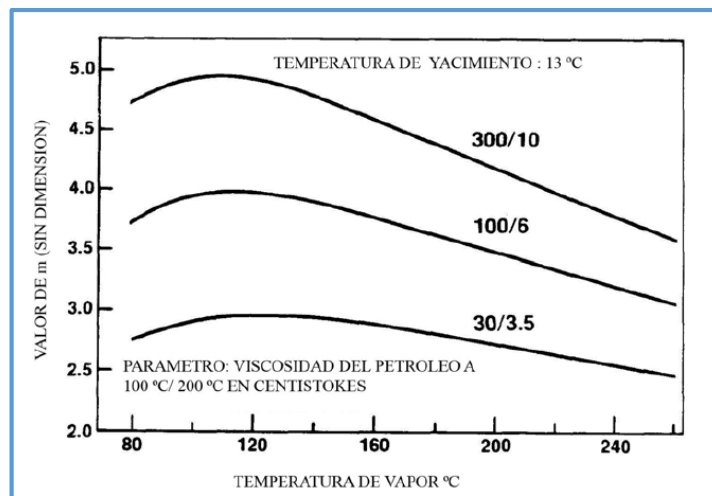


Figura 1.18. Efecto de la temperatura del vapor sobre m , para diferentes crudos.



1.17.2. Condiciones Típicas de Operación

De acuerdo a ConocoPhillips, las condiciones actuales de operación más comunes para un productor SAGD son:

Condiciones típicas de operación	
Presión de fondo	$290 \frac{lb}{pg^2} - 580 \frac{lb}{pg^2}$ (2,000 kPa a 4, 000 kPa)
Temperatura de fondo	355 °F a 480 °F (400 °C a 1,270 °C)
Gastos de producción	2,500 bpd - 8,000 bpd
Corte de agua	50 % - 90%
Posible presencia de H₂S, CO₂, arena.	

Tabla 1.4. Condiciones típicas de operación para un pozo productor SAGD.

Cabe mencionar que los intervalos de operación pueden variar, considerándose que no el método podría funcionar en condiciones distintas a las presentadas en la **tabla 1.4**, dependiendo de la evaluación técnica, económica y ambiental que se debería de hacer para evaluar cada proyecto.



Lista de tablas y figuras.

Figura 1.1. Steam Assisted Gravity Drainage. (s.f.). Recuperado el 9 de marzo de 2014, de http://www.devonenergy.com/Operations/Canada/Pages/jackfish_sagd.aspx#terms?disclaimer=yes

Figura 1.2. Schlumberger, La Importancia del Petróleo Pesado, Oilfield Review, página 38, otoño 2006.

Figura 1.3. Schlumberger, La Importancia del Petróleo Pesado, Oilfield Review, página 40, otoño 2006.

Figura 1.4. Schlumberger, La Importancia del Petróleo Pesado, Oilfield Review, página 40, otoño 2006.

Figura 1.5. Canadian Centre for Energy Information. Alberta Energy. (s.f.) Recuperado el 9 de marzo de 2014, de <http://www.energy.alberta.ca/oilsands/793.asp>

Figura 1.6. Porras Montero José Ramón, De Bedout Julián D., Tar Sands (Arenas Bituminosas), Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, pág. 16, Diciembre, 2013.

Figura 1.7. IFP Energies Nouvelles. (s.f.) Recuperado el 25 de marzo de 2014 de <http://www.ifpenergiesnouvelles.com/axes-de-recherche/ressources-durables/recuperation-assistee/la-surveillance-sismique-pour-aider-a-la-production-d-huiles-lourdes-questions-a-olivier-lerat-chef-de-projet-ifpen>

Figura 1.8. Oilfield Glossary Schlumberger. (s.f.) Recuperado el 12 de marzo de 2014, de http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/steam-assisted_gravity_drainage.aspx

Figura 1.9. SAGD. Petróleo América (s.f.) Recuperado el 13 de marzo de 2014, de <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/sagd.html>

Figura 1.10. Silje Janet Sjølyst, Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) in Heavy Oil. Statoil. 2006.

Figura 1.11. Medina, M. SAGD: R&D for Unlocking Unconventional Heavy-Oil Resources. Weatherford Completion and Line Services, Canadá. 2010.

Figura 1.12. Decoster Eric, Guzmán G. Ángel. Et. al., Yacimientos de petróleo pesado, Schlumberger, pág 35 Invierno 2002/2003.



Figura 1.13. Medina, M. SAGD: R&D for Unlocking Unconventional Heavy-Oil Resources. Weatherford Completion and Line Services, Canadá. 2010.

Figura 1.14. Halari, A., Jergeas, G., Lessons Learned from Execution of Oil Sands' SAGD Projects. Diciembre de 2011.

Figura 1.15. Exploration & Production. Extra-Heavy Oils and Bitumen Reserves for the Future. TOTAL. Canadá, 2006.

Figura 1.16. Exploration & Production. Extra-Heavy Oils and Bitumen Reserves for the Future. TOTAL. Canadá, 2006.

Figura 1.17. Rodríguez, E. Orjuela, J., Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, vol. 2, núm. 5, diciembre, 2004.

Figura 1.18. Alvarado, D., Banzer, C., Recuperación Térmica de Petróleo. Venezuela, 2002.

Tabla 1.1. Miranda, L., Importancia del Proceso de Producción. Universidad Central de Venezuela, 2008.

Tabla 1.2. Sousa Ramírez Gustavo Alfonso, Arenas bituminosas, energía y ambiente, página 4, Octubre, 2009.

Tabla 1.3. Rodríguez, E. Orjuela, J., Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, vol. 2, núm. 5, diciembre, 2004.

Tabla 1.4. ConocoPhillips. Gas Lift for SAGD. 2006 ASME Gas Lift Workshop. E.U.A. 2006.



CAPÍTULO 2. TECNOLOGÍAS DE MEJORAMIENTO DE SAGD.

El proceso de segregación gravitacional asistida por vapor garantiza tanto un barrido estable por vapor como precios económicos mediante el uso de la gravedad como la fuerza motriz: sin embargo, puede llegar a necesitar de grandes requerimientos de energía y emitir gran cantidad de contaminantes por lo cual se busca su mejora por medio de nuevas estrategias o tecnologías como lo son las operaciones SAGD a baja presión, la implementación de generadores de vapor de fondo y la combinación con otros métodos térmicos de recuperación.

Este capítulo tiene como objetivo presentar los nuevos esquemas desarrollados a partir de la configuración típica SAGD; explicar sus procesos, sus diferencias, similitudes, ventajas y desventajas en comparación con el esquema convencional, así como entre sí mismos para poder seleccionar la opción más rentable.



2.1. Operaciones SAGD a Baja Presión (LPSAGD)

El incremento en el precio del gas natural afecta de manera adversa a la economía del proceso SAGD, por lo que existe un gran esfuerzo en reducir la energía que necesita. Una teoría es que operar este proceso a bajas presiones, proveerá algún beneficio. Entre más baja sea la presión de operación, la temperatura de operación dentro del yacimiento es menor. Debido a que la matriz de arena se calienta a una temperatura más baja, el requerimiento energético disminuye y conceptualmente esto debería disminuir la relación vapor-aceite. Sin embargo, operar a presiones más bajas implica producir volúmenes menores y bajo determinada presión, el proceso podría caer debajo del límite económico.

Las operaciones SAGD a baja presión o LPSAGD (Low Pressure SAGD), pueden ser requeridas debido a la presencia de zonas ladronas de energía. Un ejemplo de esto son las arenas con gas asociado y/o agua asociada en la Formación McMurray en Athabasca, Canadá, las cuales pueden constituir zonas ladronas en las operaciones SAGD. El casquete de gas y el agua están, por lo general, a una presión baja a condiciones originales del yacimiento, y las operaciones de producción de gas van disminuyendo aún más la presión. Cuando la cámara de vapor alcanza a comunicarse hidráulicamente con las zonas ladronas asociadas, la presión en ésta debe ser cercana a la presión de la zona ladrona; y por lo general, se requerirá un sistema artificial de producción.

Incluso cuando no hay presencia de estas zonas ladronas, se podría requerir que la operación SAGD sea a baja presión para mejorar la relación vapor-aceite (SOR). Reducir la SOR provee ahorro en consumo de gas natural, reduce las emisiones por unidad de producción (específicamente hacia las regulaciones del Tratado de Kyoto), y reduce el uso de agua. Debido a que una SOR menor también reduce los requerimientos del manejo de agua, se produce un importante ahorro en las instalaciones de separación y reciclado de agua. Una planta SAGD se diseña principalmente respecto a las capacidades de generación y manejo de vapor. Una vez que la planta es construida, con unas pocas modificaciones menores, proveerá gastos mayores de producción de crudo conforme la SOR vaya declinando. Asumiendo que el caudal de agua es un factor limitante en una planta, una reducción del 20% del SOR (por ejemplo, de 2.5 a $2.0 \frac{m^3}{m^3}$) permitirá un incremento del 25% rendimiento en la recuperación del aceite.

El efecto de la presión en la recuperación debe ser estudiado para cada yacimiento para determinar la presión óptima de operación del proceso. Además, los modelos



económicos deben ser utilizados para determinar cuándo deben iniciar las operaciones de reducción de presión y cuál es la vida óptima del pozo en cada caso.

Se deben perforar inicialmente más pares de pozos para las operaciones de presión baja, pero el número total de pares de pozos requeridos a lo largo de la vida del proyecto no varía significativamente si la longitud del pozo se mantiene constante y el factor de recuperación no cambia significativamente. Los factores de riesgo que existen cuando hay zonas ladronas y la presión de éstas se reduce de la presión original, no son tan significativas como lo son en la utilización de SAGD a baja presión en la ausencia de zonas ladronas.

Thimm ha sugerido que el proceso SAGD a baja presión tiene beneficios respecto a que la producción de CO_2 y H_2S se reduce, al igual que el depósito de carbonatos y disolución de sílice. La disolución de sílice en el agua producida, está en función de la temperatura, conforme la temperatura de operación disminuye, el contenido de sílice en el agua producida también disminuye; esto reduciría la carga en el tratamiento de agua, la cual debe cumplir las necesidades de calidad para la alimentación del boiler. La producción de H_2S disminuye significativamente con la temperatura y conocer la producción de ácido sulfhídrico es muy importante en el diseño de las instalaciones y la planeación para cumplir con las regulaciones ambientales.

Se ha sugerido que la presión óptima rentable puede ser tan baja como $58 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ o 400 kPa, aunque los resultados sugieren que en la mayoría de los casos estudiados a través de simulaciones, la presión debería estar en un rango entre $109 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ y $145 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ (750 kPa y 1,000 kPa). Para determinar la presión óptima aun en la ausencia de zonas ladronas se deben considerar.

- 💧 Posibles heterogeneidades.
- 💧 Factores de riesgo.
- 💧 Dificultades operativas.
- 💧 Dificultades de producción.

Existen dos puntos importantes. Primero, la presión de operación es uno de los principales parámetros en SAGD que puede ser ajustado operativamente y optimizado. Segundo, en general la presión óptima de operación estará por debajo del límite para un levantamiento efectivo de la producción y requerirá un sistema artificial de producción.



2.1.1. Control de la Trampa de Vapor

La temperatura, presión y composición de los fluidos en un sistema artificial de producción dependen en gran medida de las condiciones de control de la trampa de vapor. Con el control estándar de la trampa, los gastos de producción son controlados, de manera que la temperatura medida de los fluidos en la entrada a la sarta de producción se mantenga constante.

2.1.2. Sistemas Artificiales en SAGD

El proceso SAGD involucra la perforación horizontal de dos pozos, uno sobre el otro, los cuales tienen típicamente 5 m (16 pies) de separación vertical. El vapor es bombeado a través del pozo superior (inyector) para calentar el bitumen y reducir su viscosidad. A través de segregación gravitacional la emulsión resultante de agua y aceite puede ser producida hacia la superficie a través del pozo inferior (productor).

En su forma más simple, la presión del vapor provee suficiente presión para hacer que los fluidos sean producidos hacia la superficie naturalmente. Sin embargo, la efectividad de este proceso depende de muchos factores, tales como la profundidad del yacimiento y la presencia de zonas ladronas, donde no se puede alcanzar la presión de yacimiento necesaria, y conforme la presión de operación es menor, la energía del fluido producido resulta insuficiente para que el fluido salga a la superficie. Además, la relación vapor-aceite (SOR) tiene un impacto significativo en la eficiencia y rentabilidad del proceso, y la producción por energía natural del yacimiento ha sido prácticamente remplazada por sistemas artificiales de producción que pueden disminuir significativa la SOR.

El bombeo neumático fue inicialmente el sistema artificial más utilizado para producir en SAGD. Fue utilizado debido a su diseño simple y habilidad para trabajar a altas temperaturas de yacimiento.

Los retos para el bombeo neumático residen principalmente en la necesidad de una presión de yacimiento igual o mayor a $290 \frac{lb}{pg^2}$, la cual puede ser difícil de alcanzar tanto operativamente como económicamente, ya que para obtener esa presión, en caso de que la presión del yacimiento fuera menor, se necesitarían SOR más altas.

Se han hecho investigaciones para encontrar un sistema que levante grandes volúmenes de fluidos a altas temperaturas, pero la limitación de la temperatura es el mayor reto. Aunque todos los sistemas PCP de metal han sido utilizados en operaciones térmicas, el requerimiento volumétrico de SAGD es demasiado alto para

los sistemas convencionales PCP. Una solución a este problema podrían ser los sistemas BEC de alto volumen y las bombas de doble tornillo. La introducción del sistema Hotline550 en 2003, incrementó la temperatura de operación del BEC a 218 °C, lo que ofrecía una nueva alternativa al bombeo neumático.

2.1.2.1. Requerimientos Para un Sistema Artificial de Producción en SAGD

Las terminaciones estándar en un pozo de producción de SAGD incluyen una tubería de producción que se extiende hasta la punta del liner de producción para asegurar que la longitud total del liner se mantenga caliente. Esto es importante para el desarrollo de la cámara de vapor. Puede tomar años el desarrollo de la cámara de vapor a lo largo del par de pozos, y se podría requerir el calentamiento del liner para mantenerla. Las prácticas comunes requieren también asentar la bomba en la parte construida del pozo de producción.

2.1.3. Bombeo Neumático

El bombeo neumático ha sido generalmente considerado como una opción simple y probada, si se tiene una presión lo suficientemente alta en la cámara de vapor que pueda ser utilizada. De cualquier manera, esto representa una inversión extra y costos operativos (**figura 2.1**). Además, algunas de las razones por las que no se usa bombeo neumático convencional, es que los mandriles no tendrían espacio suficiente, las válvulas de inyección y los sellos no funcionan a tan altas temperaturas, y que no sería posible extraer las válvulas una vez que han sido calentadas, ya que quedarían atascadas en los mandriles.

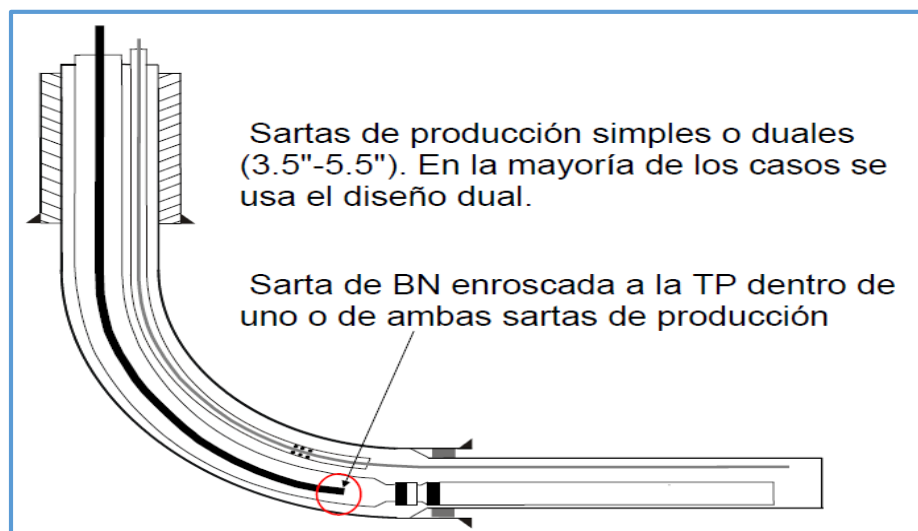


Figura 2.1. Ejemplo de una terminación en SAGD con bombeo neumático.



El bombeo neumático en arenas bituminosas tiene que lidiar con baches en el flujo de los fluidos del yacimiento y variaciones en la composición donde las mezclas de agua y bitumen fluctúan con el tiempo; además, este levantamiento lidia con propiedades adversas como viscosidades altas. Si los fluidos están siendo producidos a condiciones de vapor saturado, las relaciones de viscosidad bitumen-agua y bitumen-vapor son típicamente cerca de 200 y 2,000, respectivamente, a $58 \frac{lb}{pg^2}$ o 400 kPa. Esta situación podría empeorar con la presencia de gases no condensables, ya sea resultante de bombeo neumático y/o del gas en solución, que bajarían la temperatura de los fluidos. El problema de las altas relaciones de viscosidad tendrá el impacto más grande cuando la fase fluyente sea principalmente bitumen.

El límite de presión inferior para el levantamiento efectivo en un proyecto en particular es considerablemente más alto que lo que los cálculos predigan. El límite inferior de presión práctico necesita ser determinado empíricamente con pruebas de campo a gastos de producción suficientes.

2.1.4. Bombas de Fondo

Se ha considerado una variedad de bombas de fondo potenciales para las aplicaciones en SAGD, pero el interés principal reside en las bombas con varillas y bombas electrocentrífugas (BEC o ESP). Basándose en experiencias previas en campo y estudios de laboratorio, las bombas de varillas han tenido capacidad limitada en pozos horizontales para levantar fluidos que presentan liberación de gas y también aquellos fluidos que están cerca de condiciones de vapor saturado o ya están en esas condiciones. Se utilizó una bomba de varillas en un pozo horizontal con operaciones térmicas en un yacimiento de aceite pesado en Celtic, pero se usó un gran subenfriamiento de 60 °C, se encontró que a operaciones más vigorosas podrían presentarse problemas en la bomba. Recientes mejoras en la tecnología de las bombas de varillas podría hacerlas más viables para condiciones de SAGD. El sistema ESP puede proveer altos gastos de producción y se ha mejorado su operación a altas temperaturas como veremos más adelante.

2.1.4.1. Subenfriamiento

El subenfriamiento es la diferencia de temperatura entre la corriente inyectada y el fluido producido. Mantener la temperatura de la producción por debajo de la temperatura de saturación, (T_p y T_c , respectivamente, **figura 2.2**) provee condiciones de flujo monofásico, lo cual se traduce en una producción más eficiente. Se puede utilizar un método controlado de monitoreo de la presión y la temperatura al fondo del

pozo, para mejorar el crecimiento uniforme de la cámara de vapor y mejorar la producción de aceite con una tasa menor de inyección de vapor.

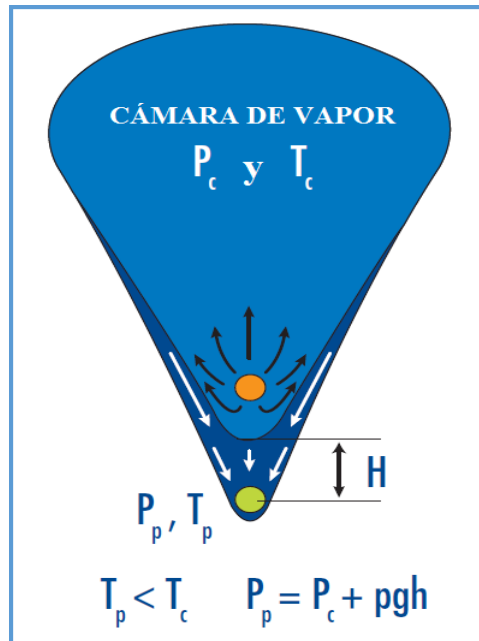


Figura 2.2. Condiciones necesarias para mantener una producción monofásica, con P_c y T_c como presión y temperatura de saturación, y P_p y T_p como presión y temperatura de la producción, respectivamente.

El procedimiento óptimo dentro del yacimiento debería ser una inyección y producción bien distribuidas (**figura 2.3**), una distribución de la presión uniforme en la cara de la arena y en el nivel de líquidos y una irrupción del vapor controlada en el pozo productor.

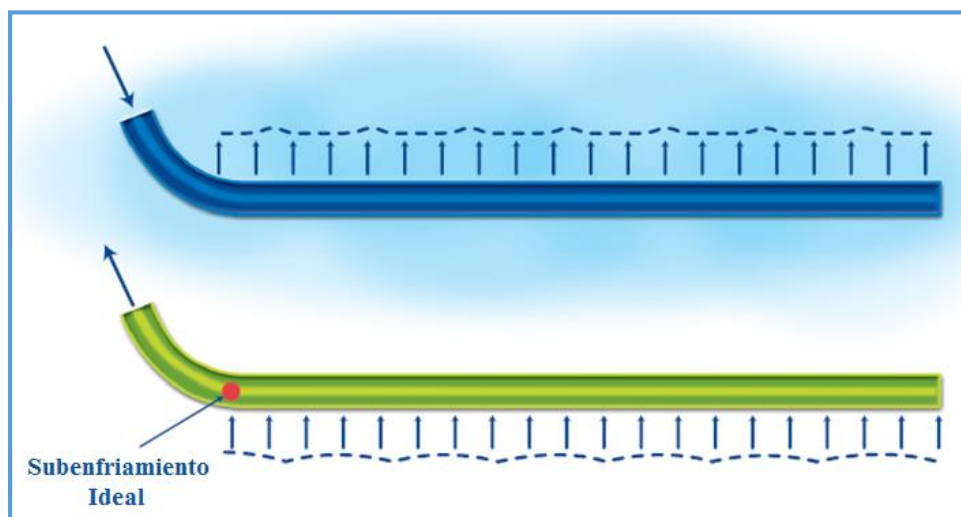


Figura 2.3. Condiciones ideales de inyección y producción bien distribuidas.



2.1.4.2. Control del Subenfriamiento

El objetivo de producir en condiciones de subenfriamiento es prevenir la irrupción de vapor, lo que beneficia a SAGD de tres maneras:

- 💧 La prevención de la irrupción de vapor conceptualmente conserva la energía dentro del yacimiento y reduce la SOR.
- 💧 Cualquier cantidad de vapor llevado a la superficie, se manifiesta como flujo de vapor en la superficie y la sección vertical del pozo productor, donde la mayor caída de presión ocurre. También un alto flujo de vapor puede reducir la capacidad de levantamiento del pozo; además que en las instalaciones superficiales, creará cuellos de botella para el flujo de líquidos y el proceso de producción.
- 💧 La irrupción excesiva de vapor podría causar el movimiento de arenas y finos a través del liner, lo que es desastroso tanto para las instalaciones superficiales como para las subsuperficiales.

2.1.5. Sistema de Levantamiento de Dos Etapas, ELift

K.E. Kisman desarrolló un sistema de levantamiento de dos etapas para cumplir con las necesidades específicas de las aplicaciones SAGD a baja presión.

La terminación de pozo ELift, consta de una bomba de fondo en una segunda etapa como se muestra en la **figura 2.4**. El espacio anular del liner se separa del espacio anular de la tubería de revestimiento con un empacador. La primera etapa de la tubería de producción se extiende desde el liner, a través del empacador y hasta el port. El port, localizado a una profundidad media entre el empacador y el cabezal del pozo, permite el flujo de la producción de la primera etapa de la tubería de producción hacia el espacio anular de la tubería de revestimiento. La sección de la TP de la primera etapa desde el empacador hasta el port, se aísla. La segunda etapa de la TP se extiende desde el cabezal hacia abajo, hasta el espacio anular de la TR en un punto encima del empacador.

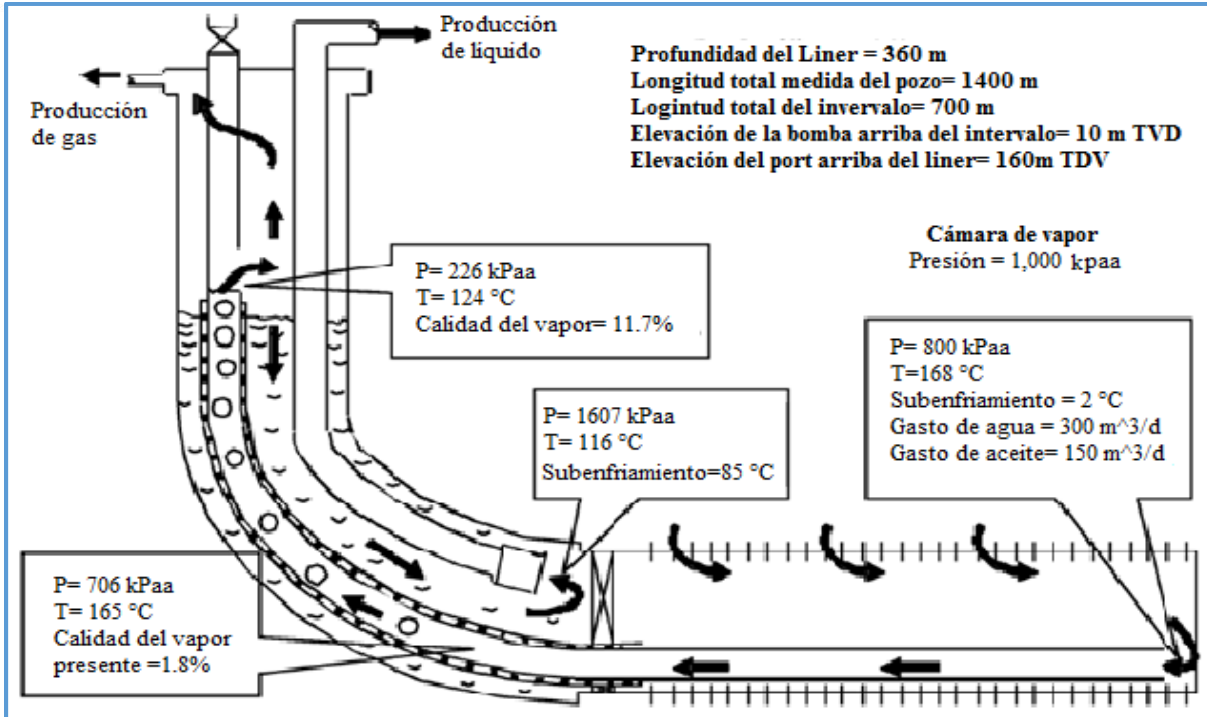


Figura 2.4. Ejemplo de simulación de ELIFT. Las condiciones a la entrada de la bomba son comparadas a condiciones en la misma elevación en la primera etapa: la presión incrementa de 706 kPa a 1,607 kPa, la temperatura cae de 165 °C a 116 °C, y el subenfriamiento crece a 85 °C comparado con el vapor presentado en la primera etapa.

Los fluidos mezclados del yacimiento, fluyen de la primer TP hacia el port a través del cual pueden moverse hacia el espacio anular de la TR. En el espacio anular, los fluidos se separan en una fase gaseosa y una fase líquida. El gas fluye hacia la cima del espacio anular y es producido a través del cabezal, mientras que el líquido fluye a la parte inferior del espacio anular y después hacia la entrada de la segunda TP desde la cual es levantada hacia la superficie mediante bombeo neumático o con una bomba de fondo.

La sección de la primer TP entre el empacador y el port es aislada para prevenir la transferencia de calor entre los fluidos dentro de la primer TP y los fluidos en el espacio anular de la TR. Esto permite que los fluidos sean producidos adiabáticamente. Si la presión cae en los fluidos que están siendo producidos, en algún punto éstos alcanzarán condiciones de vapor saturado (si es que no estaban a condiciones de vapor desde un inicio). Conforme la presión siga cayendo, la temperatura lo hará (debido a que estas propiedades están interrelacionadas en condiciones de vapor saturado) y esto requerirá cambiar algo del agua a vapor para satisfacer las condiciones adiabáticas.

El sistema de dos etapas de levantamiento fue utilizado por tres años en el piloto Surmont operado por Gulf Canada Resources Limited (ConocoPhillips). El plan era usar bombeo neumático inicialmente en la segunda etapa seguida de una bomba de fondo, pero los precios bajos del aceite en ese tiempo restringieron la operación a sólo bombeo neumático y restringieron también, la resolución de los problemas de los equipos y las pruebas a baja presión. Se demostraron los principios básicos del sistema de dos etapas.

2.1.6. Bombas Hidráulicas de Gas

La bomba hidráulica de gas (HGP, Hydraulic Gas Pump) fue diseñada como un sistema artificial de producción mejorado para áreas donde la operación con gas es posible. En una aplicación SAGD, el sistema HGP utiliza un suministro de gas a alta presión para accionar la bomba.

El sistema HGP, mostrado en la **figura 2.5**, es un diseño simple que consiste de algunas partes móviles. El aparejo de fondo normalmente incluye una válvula de pie, una válvula viajera, una cámara de producción y una válvula de control. Los componentes superficiales incluyen un cabezal modificado (con una línea bypass de triple control hidráulico y colgador de TR dual térmico), tres líneas de control, un panel de control hidráulico y un panel de control electrónico.

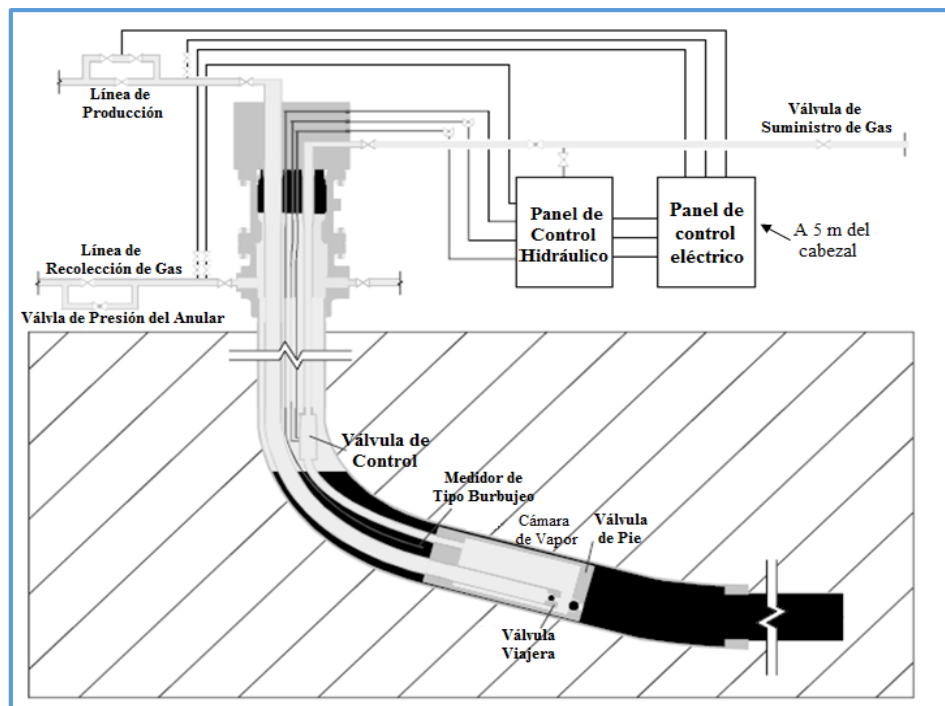


Figura 2.5 Sistema de la bomba hidráulica de gas

Durante el ciclo de bombeo, el suministro de gas a alta presión es desviado por una válvula de control que permite o la inyección de gas en la cámara de producción o el venteo de gas en el espacio anular de la TR. Un medidor de tipo burbujeo determina el nivel de fluidos sobre la cámara de producción. La cadencia o frecuencia del ciclo de bombeo puede ser presentada usando un temporizador, o alternativamente, puede ser optimizada para hacer los ciclos automáticamente y así mantener un nivel predeterminado de fluidos en el pozo.

La **figura 2.6** muestra el arranque del ciclo de bombeo, el cual llena la cámara de vapor con fluidos del pozo. Una señal hidráulica del panel de control se envía a la válvula de control permitiendo que el gas a alta presión aplique presión a la cámara de producción y desplace positivamente a los fluidos del pozo hacia arriba, a la sarta de producción, **figura 2.7**. Una segunda señal hidráulica del panel del control, es enviada a la válvula de control, deteniendo la fase de inyección de gas antes de que la interferencia gas/fluido alcance a la válvula viajera, e inicie el venteo de la cámara. La válvula viajera se cierra y la válvula de pie se abre para iniciar el llenado de la cámara y así, repetir el ciclo (**figura 2.8**).

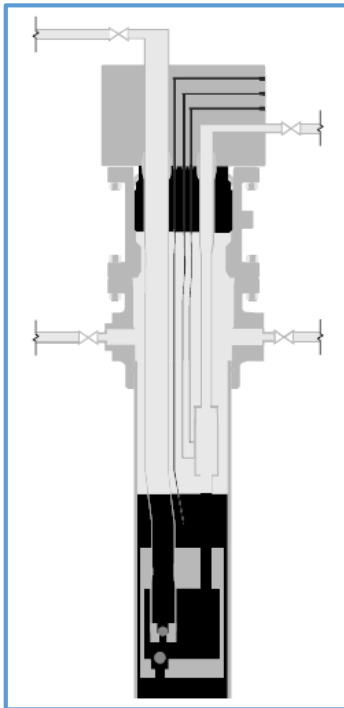


Figura 2.6. Cámara de producción llena con los fluidos del pozo.

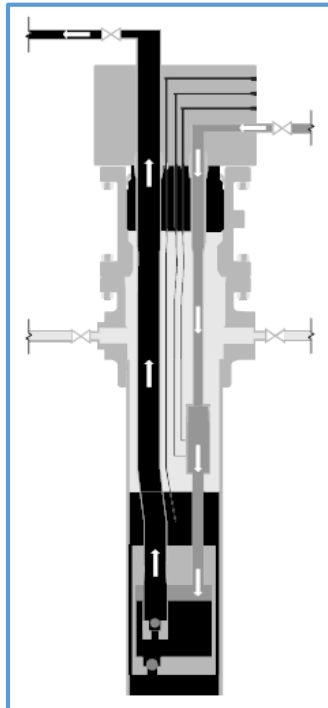


Figura 2.7. La señal hidráulica abre la válvula de control permitiendo la inyección de gas, la cual desplaza positivamente a los fluidos del pozo hacia la sarta de producción.

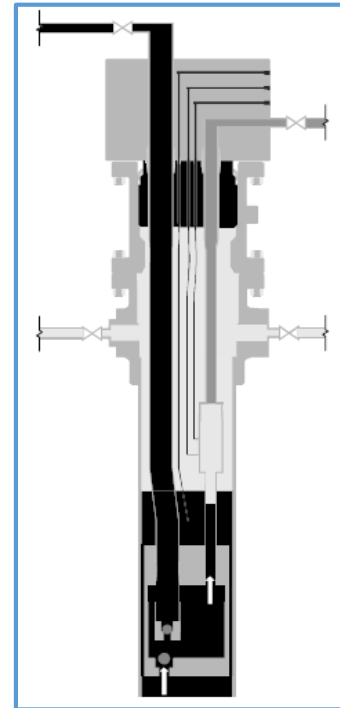


Figura 2.8. La señal de control hidráulico cierra la válvula de control, permitiendo al gas salir de la cámara de producción y entrar al espacio anular.



Resumiendo, todo el gas que pasa a través del sistema HGP es devuelto para generar vapor. La bomba no consume gas. La potencia para operar el sistema HGP viene del suministro de gas a alta presión.

El sistema HGP fue específicamente diseñado para aplicaciones SAGD a baja presión. Cualquier componente dentro de HGP que requiera un sellamiento dinámico es metal a metal o no es elastómero, y no son afectados por las temperaturas elevadas. La producción máxima alcanzada es de $1,000 \frac{m^3}{d}$, o bien, 6,300 bpd, y cualquier producción menor puede ser alcanzada, reduciendo el ciclo de bombeo. Entre más grande sea la válvula de pie, la caída de presión se reduce durante el ciclo de bombeo, lo cual reduce la probabilidad de que el agua caliente se convierta en vapor. También, si se tiene una cámara de producción grande, la velocidad del ciclo puede tener un valor aproximado de 1 ciclo/minuto.

La bomba HGP es de desplazamiento positivo, la cual tiene la habilidad de operar a presiones de succión muy bajas. Como la bomba HGP no requiere movimientos mecánicos para crear la acción de bombeo, se ve menos afectada por la viscosidad y los abrasivos. La válvula de pie y la válvula viajera son los únicos componentes que estarán sujetos a los sólidos en los fluidos producidos. El desgaste abrasivo puede ser mitigado, eligiendo de antemano ciertos metales. Como se muestra en la **figura 2.5**, la terminación no requiere un empacador anular.

Se espera que el costo de la HGP sea atractivo. Además que no hay requerimientos de energía para hacer al sistema funcional, por lo que el costo operativo se espera que sea bajo.

En abril de 2005, se instaló y comenzó a operar la bomba en el pozo productor SAGD 14CP3 10-2-67-3 W4M, de Canadian Natural Resources Limited, en Burnt Lake, Canadá. La HGP reemplazó a un sistema de bombeo recíprocante, y fue instalada a la misma profundidad de la recíprocante.

Los parámetros del pozo fueron los siguientes:

- 💧 Presión del suministro de gas: $790.455 \frac{lb}{pg^2}$ o 5.45 MPa
- 💧 Presión de la línea de flujo 600 kPa
- 💧 Inclinación del fondo de la bomba: 60° a 528 m MD, 476 TVD
- 💧 Inclinación de la cima de la bomba: 54° a 502 m MD, 463 TVD
- 💧 Nivel de fluido: 465 m TVD
- 💧 Producción del sistema previo: $125 \frac{m^3}{d} \sim 785$ bpd
- 💧 Temperatura de la línea de flujo: 145 °C

La **figura 2.9** muestra el comportamiento de la bomba desde abril a agosto de 2005. La HGP utilizó temporizadores para inyectar y ventear el gas. La máxima producción alcanzada fue de $262 \frac{m^3}{d} \sim 1,650$ bpd, esto era esperado debido a que el pozo fue cerrado un tiempo antes de que se instalara la HGP, por lo que conforme el nivel de fluido caía, la operación HGP fue disminuida a un tiempo de venteo de 50 segundos y un tiempo de inyección de 30 segundos. La producción total declinó lentamente hasta un estado estacionario de aproximadamente $150 \frac{m^3}{d} \sim 945$ bpd. Hasta agosto de 2005, la bomba funciono sin indicación de problemas mecánicos u operativos.

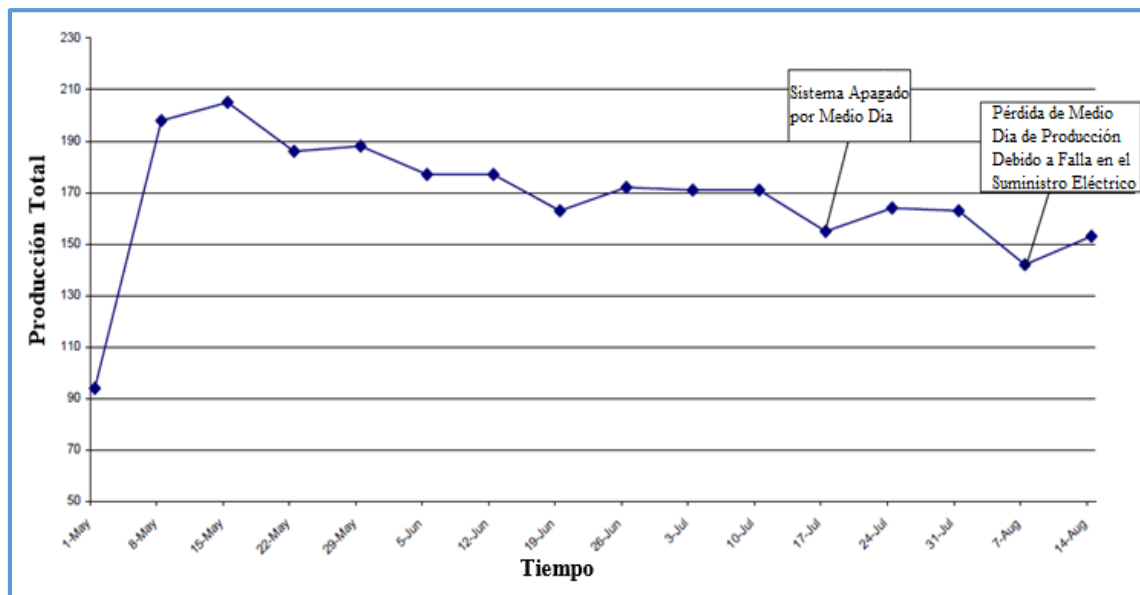


Figura 2.9. Comportamiento de la bomba HGP en el pozo 14CP3 de CNRL en Burnt Lake.

2.1.7. Comparación Entre SAGD a Baja Presión y a Alta Presión

La economía del método SAGD es altamente dependiente de la presión operativa. Debido a los altos costos de SAGD, podrían existir ahorros si se optimizara de forma adecuada la presión de operación durante el proceso. La **tabla 2.1** de Collins (2007), muestra algunos efectos de la presión de operación en SAGD.

	LPSAGD	SAGD
Levantamiento	Sistema Artificial de Producción	Flujo libre
Tratamiento de Agua	Gastos bajos	Gastos altos
Viscosidad	Aceite de mayor viscosidad, producciones menores	Baja viscosidad, producciones altas
Pozos	CAPEX inicial más alto, pozos con menor espaciamento, más pozos.	Pocos pozos iniciales, espaciamento mayor entre los pozos, CAPEX diferido.
Pérdidas de Calor	Mayor exposición	Temperatura más alta para un periodo mucho más corto
Mejora en la Geomecánica	Limitada	Amplia
Aceite Residual	Ligeramente mayor	Ligeramente menor

Tabla 2.1. Comparación de SAGD de baja presión vs SAGD.

2.2. Bombas Electrocentrífugas Para Alta Temperatura

Los sistemas ESP o BEC (Electrical Sumersible Pump o Bombeo Electrocentrífugo Sumergible) de alta temperatura se han convertido en una tecnología económicamente efectiva para producir crudos pesados en muchas aplicaciones SAGD (**figura 2.10**). Los BEC son utilizados en aplicaciones que previamente estaban restringidas a bombeo neumático y otros sistemas artificiales de producción. Los componentes de la nueva generación de BEC han sido rediseñados con etapas más resistentes y materiales de soporte que mejoran la estabilidad radial, con recubrimientos especiales que ayudan a soportar la corrosión y abrasión, además de materiales de aislamiento mejorados para soportar las temperaturas extremas y mejorar la confiabilidad.

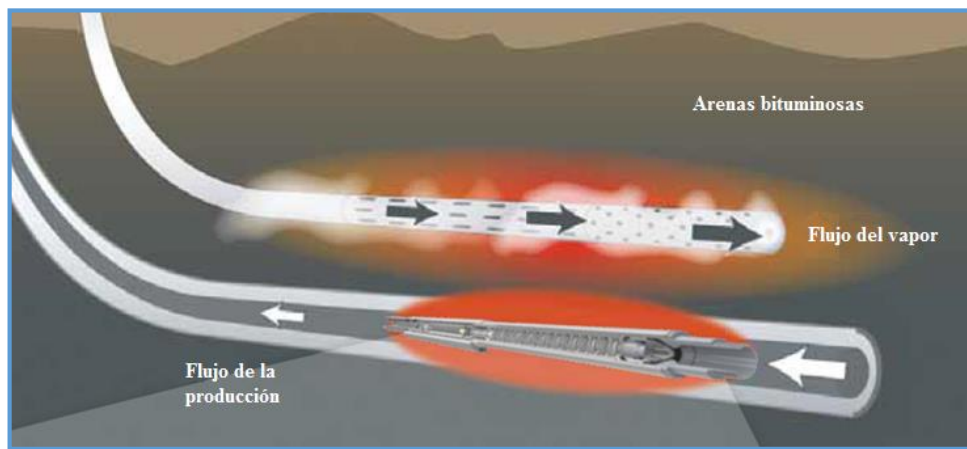


Figura 2.10. Ubicación del sistema BEC en el pozo productor.

Las temperaturas de fondo extremadamente altas (BHT) requieren bombas especiales y componentes que puedan tolerar el calor. La nueva generación de sistemas BEC de alta temperatura están especialmente diseñados para estos ambientes críticos. Cada componente de estos sistemas (**figura 2.11, 2.12 y 2.13**), sello, bomba, intake, motor, cable de energía y conector, (mufa o pothead), han sido diseñados y fabricados para asegurar el máximo rendimiento en condiciones de alta temperatura.

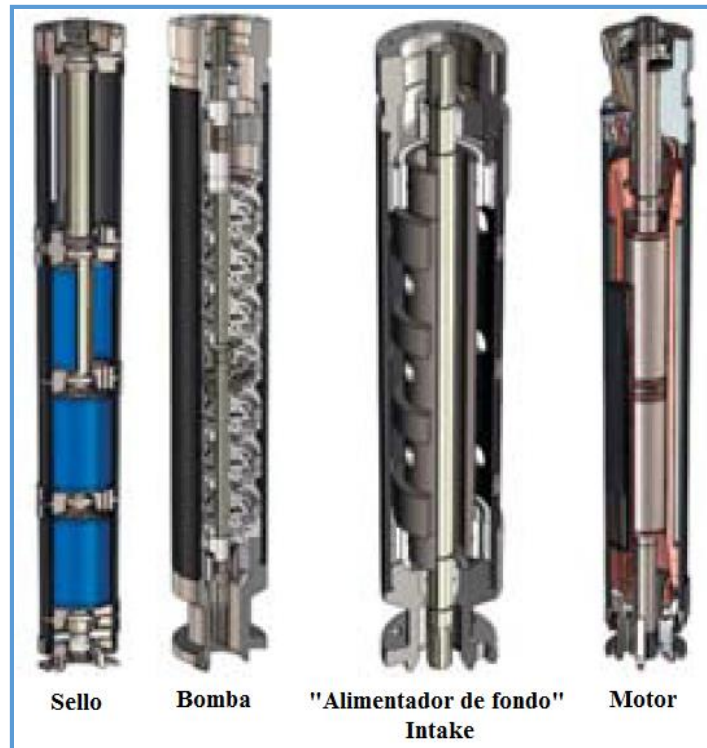


Figura 2.11. Componentes del sistema BEC para alta temperatura de fondo.



Figura 2.12. Cable de energía para alta temperatura, aislante EPDM (etileno propileno dieno) con barrera de plomo, cinta de teflón y cinta aislante.



Figura 2.13. Extensión de plomo del motor para alta temperatura con conector que soporta hasta 550 °F (287 °C).

2.2.1. Temperaturas de Operación Extremas

La producción de crudos pesados frecuentemente no provee suficiente capacidad de enfriamiento para motores estándar y los otros componentes del sistema BEC. Sin el enfriamiento adecuado, los BEC tradicionales pueden sobrecalentarse y fallar. Los sistemas BEC de alta temperatura de operación tienen una vida productiva más prolongada porque son específicamente diseñados para tolerar temperaturas de fondo extremadamente altas. Por ejemplo, los motores BEC usan aislamiento especial para alta temperatura que puede soportar hasta 550 °F.

2.2.2. Cambios de Temperatura

En algunas regiones, los cambios rápidos de temperaturas en la superficie a temperaturas mayores a 425 °F (218 °C) en el fondo representan un reto para los sistemas estándar BEC. La nueva generación de estos sistemas incorpora características especiales como sistemas de cámaras de aire paralelas en el sello y aislantes especializados en altas temperaturas diseñados para tolerar amplios cambios en la temperatura. Los diseños de las cámaras de aire ayudan a reducir la presión diferencial entre el agujero y el motor, lo que permite a los sellos mecánicos y al área de la mufa operar mejor. Otras características relacionadas a los cambios de temperatura son: (1) anillos de bloqueo para asegurar la resistencia al desgaste de los cojinetes, (2) atención especial a las expansiones térmicas de los materiales utilizados.



2.2.3. Corrosión y Abrasión

Comúnmente se encuentran elementos tanto abrasivos como corrosivos en los crudos pesados. Los recubrimientos especiales ayudan a proteger la nueva generación de sistemas BEC de estos elementos. Los sellos mecánicos especializados mejoran la estabilidad y reducen la utilización de elastómeros.

2.2.4. Eliminación del Gas

Los altos volúmenes de gas resultan difíciles de manejar para las bombas de fondo. Si el rendimiento de una bomba declina debido a los altos volúmenes de gas, la bomba deja de funcionar. Los separadores de gas en el fondo del pozo y compresores han sido utilizados con cierto éxito. Más recientemente, los intakes de exclusión de gas (o “alimentadores de fondo”) han sido utilizados para bloquear la entrada de gas libre a la bomba. Los exclusores de gas autorientan los intakes diseñados para dirigir el flujo de fluidos hacia el fondo de los pozos horizontales, cerrando las posibles entradas de gas al sistema.

2.2.5 Bombas REDA

Las temperaturas de la producción alcanzadas en los procesos SAGD llegan hasta los 250 °C (482 °F). En 2011, las bombas BEC fueron seleccionadas por primera vez por un operador para su primer proyecto SAGD. El diseño preliminar del BEC involucraba temperaturas hasta 218 °C (424 °F), lo cual, en ese momento, estaba considerado como estado del arte. De cualquier manera, mientras estos sistemas estuvieran operando cerca de la temperatura límite, existía el potencial para un fallo temprano del sistema y niveles de producción reducidos. Para poder tener éxito en el proyecto, se necesitaba equipo con mejores cualidades para maximizar el rendimiento del pozo. Después de investigaciones y evaluaciones, se decidió utilizar el sistema BEC para alta temperatura REDA HotlineSA3 tercera generación, el cual trabaja a temperaturas operativas de 250 °C.

2.2.6. Nueva Tecnología de Alta Temperatura BEC

El sistema REDA HotlineSA3 (2013) presenta una nueva configuración del motor integrada, distinta de los BEC tradicionales. A diferencia de los sistemas BEC tradicionales, el sello del motor integrado está dividido en dos. Las funciones del sello del eje se mantienen en la sección superior del motor dentro del módulo del sello del

eje (SSM), mientras que las funciones de compensación del aceite y equalización de la presión se movieron hacia abajo del motor. El SSM, motor y compensador, y el sensor constituyen la función del motor integrado.

Las secciones cortas de sellos del eje están en la parte superior del motor para añadir redundancia y capas de protección, lo que mejora la seguridad en el motor. Entre más corto sea el SSM, se incrementa la tolerancia a la pata de perro, la cual puede ser significativa en los pozos SAGD. Cuando se opera con una pata de perro alta, los componentes del BEC (eje, bridas, pernos y cojinetes) están sujetos a esfuerzos mecánicos que pueden perjudicar al BEC y reducir su vida productiva. El SSM también incluye filtros para la prevención de daño a los componentes de sello y también incluye cojinetes de cerámica que tienen una alta capacidad para manejar abrasivos. Con el compensador localizado en el fondo del motor, equalización de la presión y los abrasivos se aíslan de los componentes delicados del SSM (**figura 2.14**).

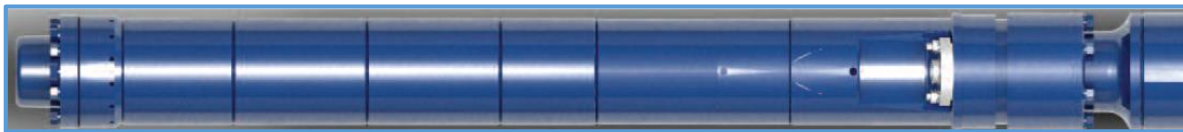


Figura 2.14. Sistema REDA HotlineSA3.

Para mejorar la seguridad en el sistema REDA, todos los componentes no metálicos fueron reevaluados y mejorados para soportar nuevos rangos de temperatura, 250 °C en el pozo y 300 °C dentro del motor. También se mejoraron las juntas u o-rings, el aislamiento del motor, el aceite del motor y los cojinetes.

El motor integrado también incluye una válvula prellenada de aceite, lo que reduce el potencial de un error humano durante la instalación del sistema. El aceite del motor es colocado en una fábrica o en un centro de servicio, eliminando la necesidad de rellenar en sitio de trabajo. El proceso de prellenado usa aceite de motor ultrapurificado que provee un mejor aislamiento y confiabilidad. La conexión de la mufa tiene un sistema de presión positiva y un sello dual de elastómero que previene que escapen y entren fluidos al motor mientras el mismo esté conectado al cable de poder.

Finalmente, para mejorar el rendimiento del BEC y para optimizar el pozo, un sensor se incluyó dentro del sistema. Esto provee mediciones de la temperatura interna del motor y de la presión anular y su temperatura. El sensor interno del motor, soporta hasta 343 °C (649 °F), es una de los sistemas de protección más valiosos del BEC para alta temperatura, ya que indica tempranamente algún cambio en la producción o en las condiciones de operaciones tales como bajo flujo, lo cual, si no es detectado,



podría resultar en una falla costosa de los componentes. El sensor de presión y temperatura es generalmente utilizado para mediciones precisas de subenfriamiento del vapor, lo que provee la habilidad de optimizar la producción y el mantenimiento de la cámara de vapor.

2.2.7. Aplicación

El sistema Hotline ha sido utilizado en tres campos con SAGD al oeste de Canadá, estos campos operados por EnCana Oil & Gas Partnership y recuperan bitumen y aceite pesado con una densidad entre 10.5° y 13° API. Tales campos son Foster Creek, Christina Lake y Senlac, donde se tienen areniscas no consolidadas, con presiones de fondo de pozo entre $290 \frac{lb}{pg^2}$ y $435 \frac{lb}{pg^2}$ o 2 MPa y 3 MPa; temperaturas de fondo de pozo entre 180 °C y 290 °C (de 356 a 408 °F).

En 2002, EnCana inició la prueba de los sistemas BEC en sustitución de los sistemas de levantamiento por gas. En SAGD, el aspecto económico se ve fuertemente afectado por la generación y recuperación de vapor. El vapor tiene entre un 35% a un 55% del costo total de extracción, estos costos son proporcionales a la SOR, por lo que siempre se busca su optimización obteniendo bajas relaciones vapor-aceite (SOR) y producciones altas.

EnCana probó los sistemas Hotline en dos pozos de Foster Creek, y obtuvo una vida útil en un pozo de 645 días y en el otro de 309 días, después de esto EnCana reemplazo sus sistemas de levantamiento por gas por los sistemas Hotline en once pozos de Foster Creek, tres en Senlac y uno en Christina Lake. En Canadá, Schlumberger ha instalado más de 60 sistemas BEC Hotline en pozos SAGD, con temperaturas de fondo superiores a 204 °C (400 °F).

2.3. Implementación de Generadores de Vapor en Fondo a SAGD

Para los métodos de recuperación de aceite pesado por inyección de vapor, la generación de éste siempre ha sido realizada exclusivamente por medio de generadores en superficie, debido a la facilidad que conlleva el mantenimiento y a las altas capacidades de generación de vapor sin embargo, su aplicación se ha visto limitada a yacimientos someros (hasta 914 m o 3000 pies), debido a que se presentan grandes pérdidas de energía desde el generador hasta la formación de interés, por lo que intentar llevar vapor a un yacimiento profundo implicaría que al fondo del pozo llegara únicamente agua caliente.



SAGD constituye una opción muy llamativa para incrementar la recuperación de aceite pesado a nivel mundial, debido a sus grandes ventajas desde lo técnico, económico y ambiental pero, al igual que los procesos de inyección de vapor convencionales se ve limitado por las grandes profundidades, siendo un obstáculo para la aplicación del proceso en yacimientos profundos. Montes Erik y Pacheco Héctor de la Universidad Industrial de Santander (UIS) de Bucaramanga, Colombia en 2009, apoyados por ingenieros del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y el Grupo de Investigación en Recobro Mejorado, propusieron la implementación de generadores de vapor en fondo en la configuración SAGD, debido a que al emplear cortas distancias entre pozos requiere de gastos de inyección bajos como los que proporcionan los generadores.

2.3.1. Descripción del Proceso

La implementación de generadores de vapor en fondo a SAGD mantiene el mismo desarrollo del proceso convencional es decir, de una fase inicial o “start up” y de una fase de crecimiento. La diferencia reside en que la etapa de circulación, una de las tres etapas de la fase inicial y que tiene como objetivo lograr el precalentamiento uniforme del crudo que se encuentra en las vecindades de los pozos para aumentar la movilidad del mismo, no es necesaria ya que en los yacimientos profundos (debido a la temperatura) la viscosidad del crudo será lo suficientemente baja como para que éste posea cierta movilidad que le permita fluir hacia el pozo productor.

2.3.2. Tipos de Generadores de Vapor en Fondo

Los generadores de vapor en fondo, tienen como objetivo permitir la inyección de vapor en yacimientos profundos, esta puede realizarse con dos clases de generadores:

Generadores de combustión: Son aquellos que utilizan combustión para generar el vapor, razón por la cual poseen una gran complejidad en cuanto a su instalación y funcionamiento; la complejidad se debe a que requieren de varias tuberías de alimentación para el agua, para el combustible y para el aire así como del manejo de gases de combustión. Estos generadores presentan como puntos a favor:

- 💧 La disminución de las pérdidas de calor.
- 💧 Una posible reducción de la contaminación del aire.
- 💧 El uso potencial en zonas más profundas.

Sin embargo, existen aspectos en contra de ésta tecnología como son:

- 💧 El incremento del riesgo de perder el pozo.
- 💧 La dificultad para su mantenimiento.

Existen dos tipos de generadores de vapor en fondo que utilizan combustión: los de contacto directo, en donde los gases de combustión se mezclan con el vapor inyectado a la formación, y los de contacto indirecto, en los cuales existe una tubería para retornar los gases de combustión a superficie evitando que se mezclen con el vapor.

La configuración de un generador de vapor de contacto directo fue propuesta por Schirmer y Eson (1985), la cual se muestra en la **figura 2.15** y consta de cuatro partes principales; la primera es el atomizador el cual es un pequeño dispositivo que sirve para que el combustible se reduzca a partículas muy pequeñas con el fin de facilitar la combustión, la cámara de combustión donde ocurre la reacción química entre el combustible y el aire dando origen a los gases de combustión, el mezclador en donde llegan los gases calientes producidos y el agua se distribuye uniformemente sobre éstos y por último el vaporizador en el cual ocurre la evaporación del agua gracias a la energía generada.

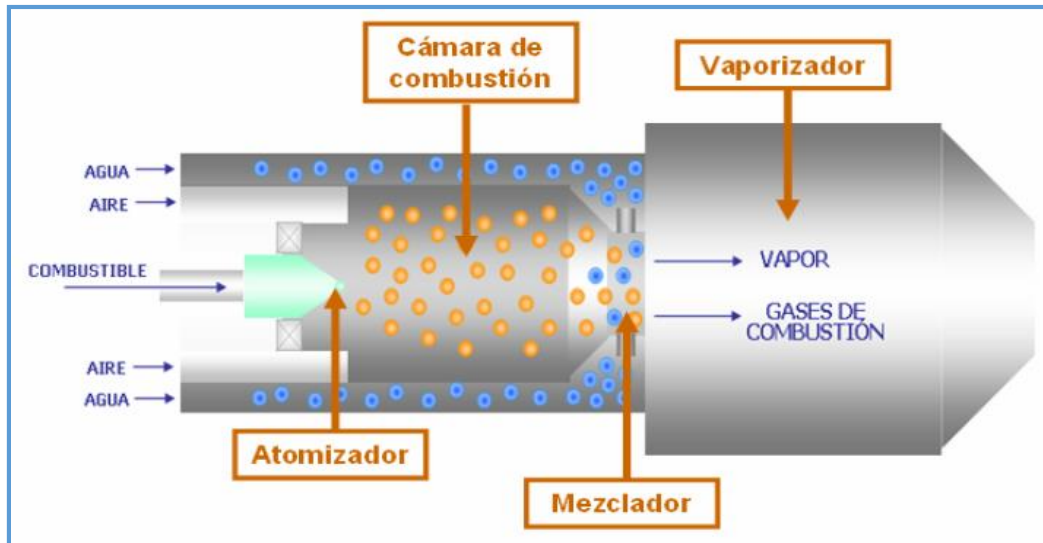


Figura 2.15. Generador de vapor de contacto directo.

Por otra parte la configuración de un generador de vapor de contacto indirecto fue propuesta por la empresa Sandia National Laboratories, compañía norteamericana que fue la iniciadora del desarrollo de estas tecnologías de generación de vapor (**figura 2.16**) (Nguyen, Singh y Wong, 1988).

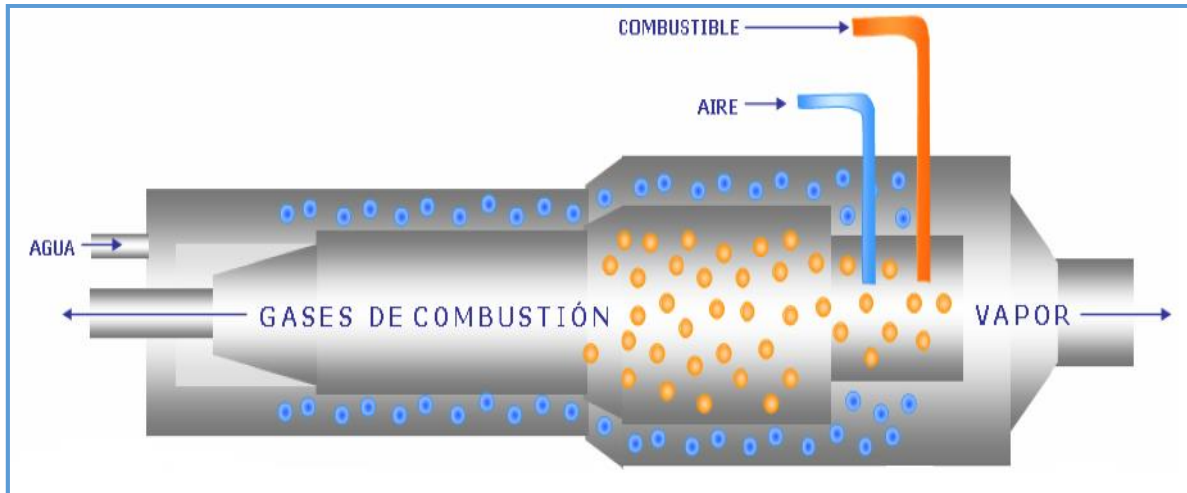


Figura 2.16. Generador de vapor de contacto indirecto.

El generador es alimentado con combustible y aire, por medio de dos tuberías que llegan hasta la cámara de combustión, en donde se produce la reacción química que libera la energía requerida para la evaporación del agua, que a su vez es bombeada al equipo por medio de otra tubería, que la conduce a través de la región externa de la cámara de combustión, que actúa como un intercambiador de calor, haciendo que ocurra la evaporación del agua debido al calor de los gases de combustión. Finalmente, los gases de combustión salen por el tubo de escape, ubicado en la parte superior del generador, y son dirigidos a la superficie mientras que el vapor sale por la parte inferior del equipo hacia la cara del pozo.

Generadores eléctricos: un generador eléctrico de vapor en fondo está constituido principalmente por una carcasa cuya longitud depende directamente de la cantidad de vapor que puede ser generado, un cable, dos electrodos y dos tuberías. La implementación de este tipo de generador puede resolver las desventajas que presenta el generador de combustión debido a la mayor simplicidad que presentan en la instalación de estos equipos, puesto que sólo precisan de una tubería para la conducción de agua y de un cable para la corriente eléctrica.

Su funcionamiento consiste en que el agua es bombeada a través de una tubería hasta la carcasa en la cual se encuentran los electrodos, que generan el calor requerido para que se produzca la evaporación del agua (**figura 2.17**); finalmente, el vapor sale del equipo por medio de una tubería que lo conduce hasta la formación productora.

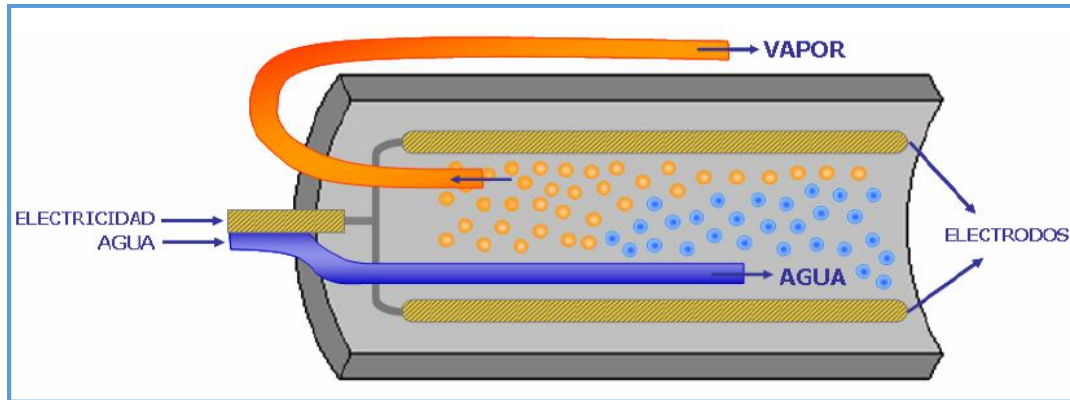


Figura 2.17. Esquema de la configuración interna del generador eléctrico.

Para reducir las pérdidas de calor que pueden presentarse se pueden tomar algunas medidas. En cuanto a la configuración del equipo, la carcasa puede ser revestida internamente con un material aislante, como por ejemplo una resina fenólica, lo cual impide el flujo de calor hacia fuera del generador. Además, pueden emplearse tuberías aisladas térmicamente en la sarta que conduce el vapor hasta el yacimiento, lo cual puede ser económicamente viable debido a que la longitud de esta sarta generalmente es de menos de 152 m (500 pies). Se pueden utilizar los generadores eléctricos para llevar vapor hacia la formación productora. Debe considerarse también, que los generadores eléctricos no emiten gases que puedan llegar a generar impacto sobre el medio ambiente, por lo que la alternativa de generación de vapor a partir de electricidad se torna muy llamativa para la industria.

2.3.3. Consideraciones de Aplicación

De acuerdo a la simulación realizada por los autores, de los resultados obtenidos se tienen las siguientes consideraciones.

Gasto de inyección de vapor: Los generadores de vapor en fondo poseen la capacidad de generar un máximo de seis a diez millones de BTU por hora. El factor de recuperación depende directamente del gasto de inyección empleado debido a que una inyección de mayor cantidad de masa al yacimiento, implica que la cantidad de aceite calentado, y posteriormente movilizado en la formación sea mayor, resultando en un incremento en la recuperación de crudo.

Sin embargo, para el caso de generación de vapor con generadores de fondo, en el primer año de inyección se tiene un factor de recuperación prácticamente igual para todos los gastos de inyección. Esto se debe a que durante el comienzo del proceso la cámara de vapor presenta un desarrollo similar ya que el vapor no ha irrumpido en

el pozo productor ni se ha alcanzado los límites del yacimiento. De acuerdo con esto, una buena estrategia de operación de un proceso SAGD consiste en iniciar la inyección de vapor a gastos bajos, e ir incrementando el valor de este con el transcurso del tiempo.

Posición de los pozos: es importante decidir a qué profundidad deben ubicarse los pozos en el yacimiento para obtener la mayor recuperación de aceite (**figura 2.18**).

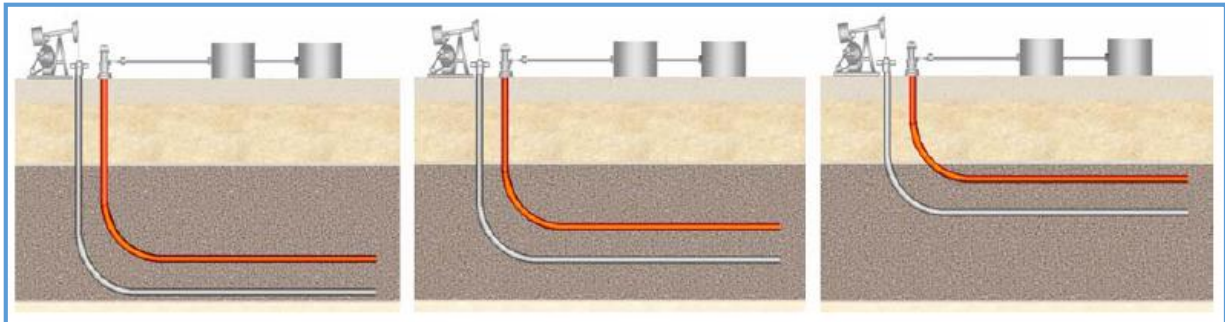


Figura 2.18. Variación de la ubicación de la pareja de pozos

Mientras más cerca se localicen los pozos del fondo de la formación de interés, mayor será el factor de recuperación, lo cual se debe a que el SAGD sólo aprovecha como mecanismo de producción el drenaje gravitacional, por lo que los fluidos que pueden ser producidos por medio de este proceso son los que se encuentran por encima del pozo productor, por lo que este pozo debe estar cerca del fondo del yacimiento.

Distancia entre los pozos: en el caso de la implementación de esta técnica en arenas bituminosas debe emplearse una mínima distancia entre los pozos horizontales para garantizar que se produzcan los fluidos del yacimiento, a causa de que el bitumen no tiene una movilidad inicialmente; sin embargo, cuando se aplica en yacimientos con crudos con viscosidad baja, debe considerarse el efecto que tiene la separación entre los pozos en la recuperación final de aceite, ya que estos poseen una movilidad mayor a la del bitumen (**figura 2.19**).

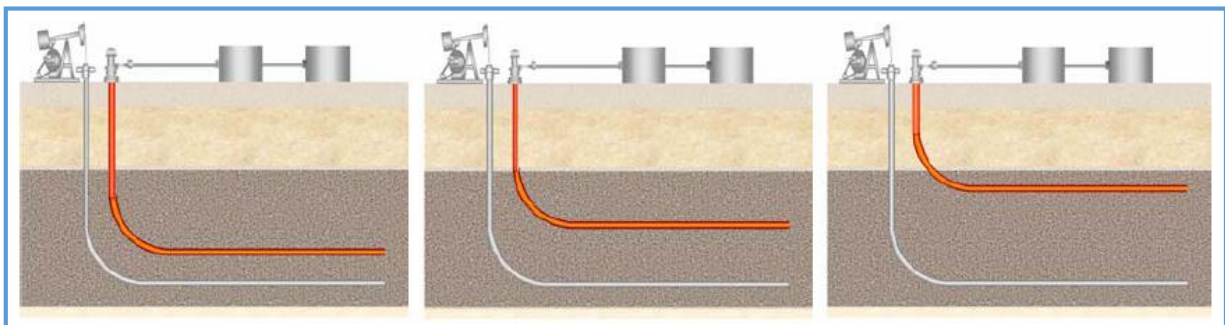


Figura 2.19. Variación de la distancia vertical entre los pozos.

Un incremento de la distancia vertical entre el pozo inyector y el pozo productor implica un aumento del factor de recuperación final de aceite. Esto se debe a que si se aumenta la separación, el vapor debe recorrer una mayor distancia antes de irrumpir en el pozo productor, con lo que se retrasará el momento a partir del cual el factor de recuperación comienza a declinar. La **figura 2.20.**, muestra el factor de recuperación obtenido para diferentes separaciones entre los pozos; la mayor se obtiene con una separación de 38 pies.

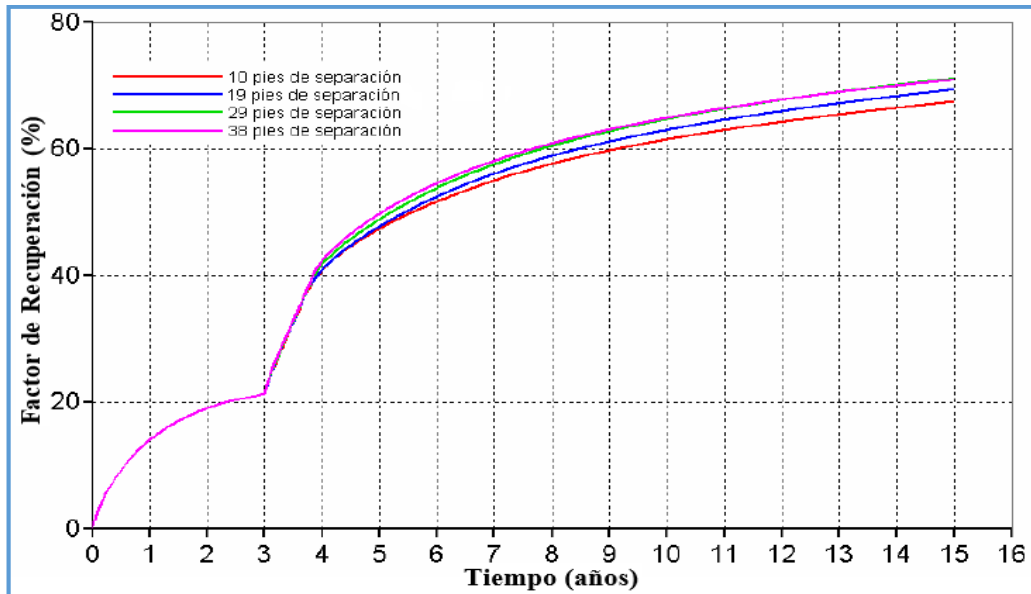


Figura 2.20. Factor de Recuperación vs. Tiempo para diferentes distancias entre pozos.

Longitud del pozo inyector: la producción de un pozo depende principalmente del área de contacto con el yacimiento, razón por la cual la disminución de la longitud del pozo productor se refleja en una reducción del factor de recuperación (**figura 2.21**).

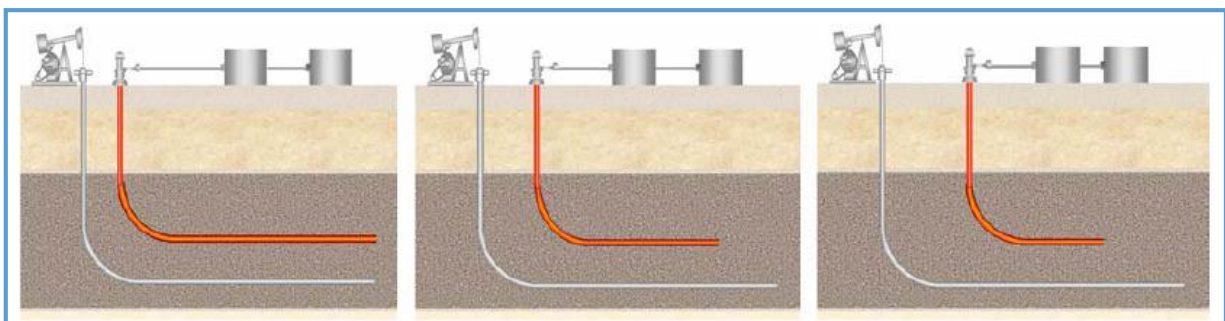


Figura 2.21. Variación de la longitud del pozo inyector.

Si el pozo inyector es muy corto (500 pies o 1,000 pies) el factor de recuperación disminuye, debido a que el vapor no alcanza a llegar a algunas zonas del yacimiento, por lo que existe una cantidad significativa de aceite que no se recupera. El factor de

recuperación final es muy similar para pozos inyectores con 1,500 pies y 2,000 pies de longitud debido a que mientras el pozo sea más largo se presentan con más facilidad pérdidas de la energía que posee el vapor, por lo que existe una disminución en la eficiencia del proceso (**figura 2.22**).

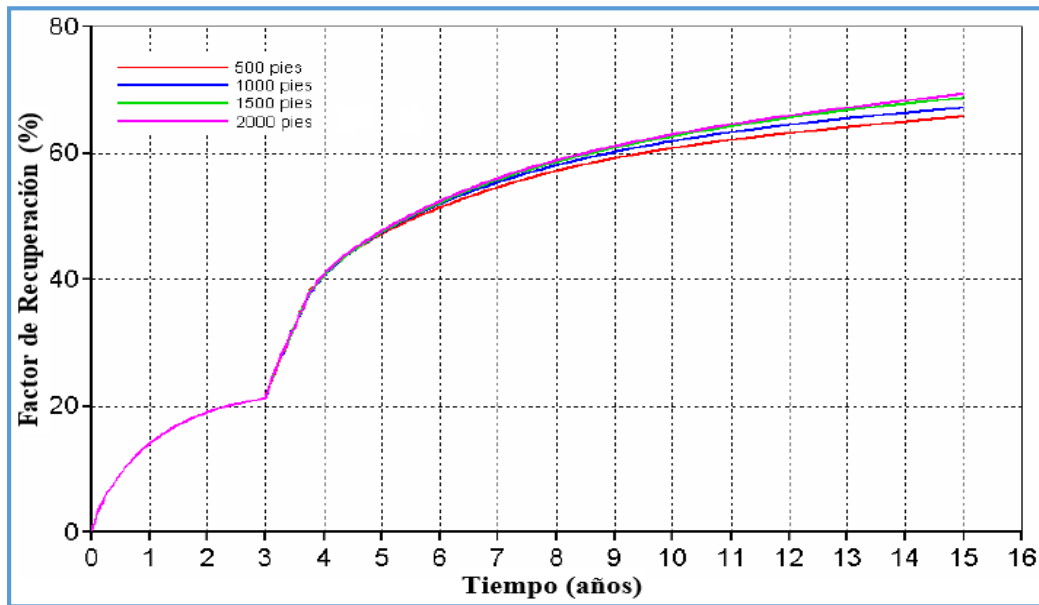


Figura 2.22. Factor de recuperación vs. Tiempo para diferentes longitudes del pozo inyector.

Desde el punto de vista económico, puede pensarse que es más conveniente usar un pozo inyector de dos mil pies de longitud, debido a que permite recuperar un poco más de aceite que si se utiliza un pozo inyector de mil quinientos pies de longitud; sin embargo, el costo de la perforación de estos quinientos pies adicionales es mayor que la ganancia que puede obtenerse debido al incremento en la recuperación que se consigue al emplear pozos más largos.

Por lo tanto las condiciones de operación y diseño de pozo bajo las cuales el proceso planteado presentaría el mejor desempeño son:

- 💧 El pozo productor cerca del fondo del yacimiento.
- 💧 Máxima separación entre los pozos horizontales.
- 💧 Inicialmente, una tasa de inyección baja.
- 💧 Longitud intermedia del pozo inyector.

El uso de generadores de vapor en fondo en la recuperación mejorada de crudos ha generado un debate sobre su viabilidad y conveniencia, existen diferentes circunstancias que deben tomarse en consideración al hablar de generadores de vapor de fondo y compararlos con los de superficie.



2.2.4. Ventajas

- Disminución en las pérdidas de calor.
- Se puede alcanzar un factor de recuperación cercano al 70%.
- Con el uso de una tubería de diámetro grande se pueden obtener menores pérdidas de calor debido a que éstas ofrecen una menor resistencia al flujo.

2.3.5. Desventajas

- Puede existir el riesgo de perder el pozo.
- Puede ser difícil el mantenimiento de los generadores de vapor en fondo.
- Se requiere de investigaciones que garanticen su aplicación exitosa en proyectos comerciales de recuperación mejorada.

2.3.6. Aplicación

Hasta el momento sólo se cuenta con la simulación presentada por los autores, la cual fue basada en los yacimientos de la cuenca de los Llanos orientales de Colombia; se consideró una porosidad de 17.6 %, Gravedad °API 13.7 y una profundidad de 1524 m. Para el desarrollo del proyecto se utilizó el simulador STARS de CMG.

2.4. SAGD Asistido de Espuma (FA-SAGD)

El sistema SAGD asistido de espuma para controlar la movilidad o FA-SAGD (Foam Assisted-SAGD) fue introducido por Chen en 2010, en este método se coinyecta una solución surfactante, continua o intermitentemente, junto con el vapor hacia el yacimiento para generar un vapor espumado y se utiliza la configuración típica del par de pozos SAGD. Espumar el vapor durante las operaciones SAGD mejora potencialmente el rendimiento del proceso en dos formas. El primer mecanismo ocurre debido a una fuerte dependencia de la textura de la espuma en la saturación del líquido que puede resultar en una modificación favorable de la profundidad de la cámara de vapor. En la **figura 2.23** se muestra la distribución esperada del vapor y del vapor espumado dentro de la cámara de vapor para SAGD y FA-SAGD, respectivamente.

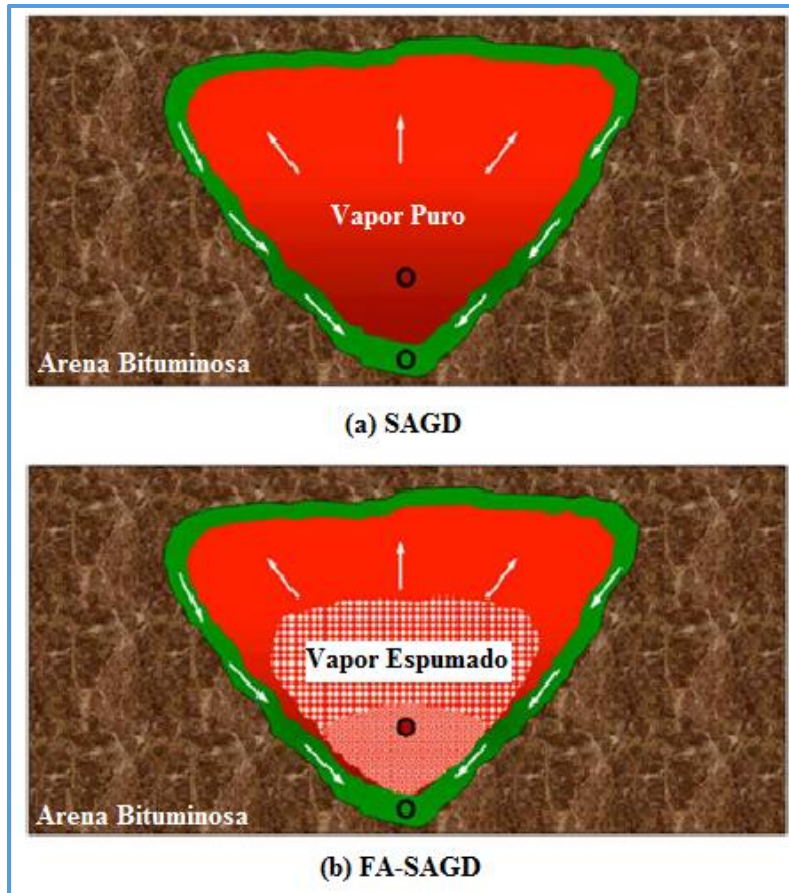


Figura 2.23. Esquema de la distribución de vapor y vapor espumado en SAGD y FA-SAG.

Debido a la gravedad, el vapor es seco, o bien, la calidad del vapor es alta en la porción superior de la cámara de vapor. En la parte interior de la cámara, el vapor es húmedo debido a que el agua líquida se mueve corriente abajo y se acumula debido a la gravedad. La variación de la calidad del vapor dentro de la cámara en el proceso es ilustrada en la **figura 2.23 (a)**, donde el color rojo brillante indica vapor de alta calidad y el rojo oscuro indica vapor de baja calidad. La tasa de generación de espuma incrementa proporcionalmente con la velocidad de la fase líquida. Esta dependencia de generación de espuma y la distribución de la calidad del vapor descritas anteriormente hacen muy probable que, si se coinyecta surfactante y vapor, se podría crear una espuma fina (fuerte) en la parte inferior de la cámara, es decir, principalmente en la región entre los pozos.

Como se muestra en la **figura 2.23 (b)**, sólo se espera espuma gruesa (débil) en la porción superior de la cámara de vapor. La presencia de esta espuma normalmente causa un incremento en la resistencia al flujo del vapor. Por lo tanto, en el proceso FA-SAGD, existe una alta resistencia al flujo en la región entre los pozos, lo que reduce el flujo de vapor hacia el pozo de producción.

El segundo mecanismo depende del potencial de la espuma para bloquear parcialmente regiones con alta permeabilidad y desviar el flujo de vapor hacia zonas con baja permeabilidad. Para un yacimiento heterogéneo, la permeabilidad de la formación puede variar significativamente a lo largo de los pozos horizontales cuyas longitudes son normalmente entre 500 y 1,000 m. Para la inyección de únicamente vapor, tales variaciones resultarían en una inyectividad inconsistente a lo largo del pozo. Si se inyecta vapor junto con un pequeño volumen de la solución de surfactante, se puede generar una espuma fuerte in-situ en los segmentos de alta permeabilidad. La resistencia al flujo resultante en las zonas de alta permeabilidad, bloquearía el flujo de vapor y desviaría el vapor hacia la región de baja permeabilidad. El efecto desviador de la espuma tiende a ecualizar el perfil de inyección de vapor a lo largo del pozo, lo que resultaría en un desarrollo uniforme de la cámara de vapor y un mejor comportamiento.

De acuerdo a la simulación bidimensional de Chen et al. (2010), la coinyección de vapor y surfactante en FA-SAGD resultará en una acumulación de espuma fuerte en la región entre los pozos y una espuma relativamente débil en la parte superior de la cámara de vapor; la presencia de vapor espumado en la cámara disminuye la movilidad del vapor e impide la segregación gravitacional, por lo que se observa una reducción en la producción en comparación a SAGD (**figura 2.24**).

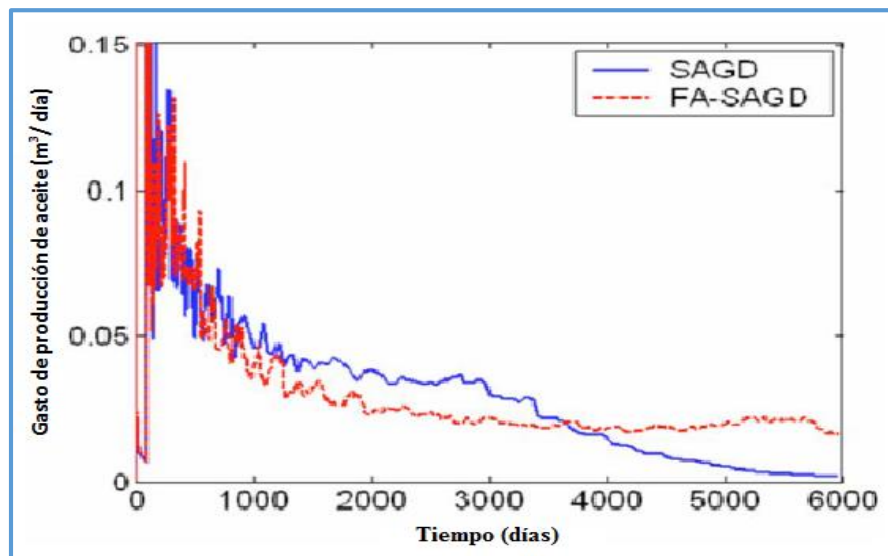


Figura 2.24. FA-SAGD vs SAGD: tasa de producción en función del tiempo.

Además el proceso FA-SAGD exhibe una menor eficiencia de energía que SAGD debido a que la presencia de espuma fuerte entre los pozos retrasa la irrupción de vapor y reduce la cantidad de vapor producido en el pozo de producción (**figura 2.25**).

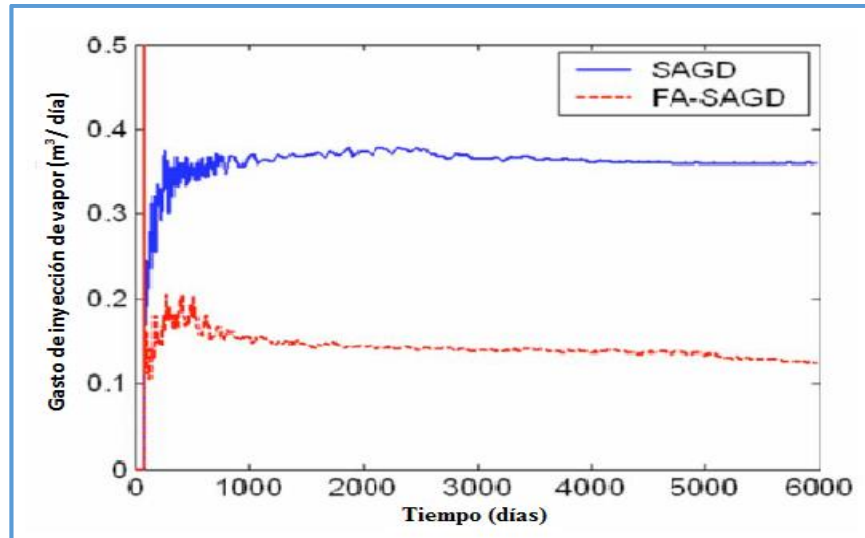


Figura 2.25. FA-SAGD vs SGD: inyección de vapor en función del tiempo.

2.5. Inyección de Polímeros

2.5.1. Formación de Emulsiones

En el proceso SAGD se utilizan grandes cantidades de agua para obtener vapor de alta calidad que permita tener una producción óptima, esta cantidad de agua producida del yacimiento junto con el agua condensada del vapor, causan que el aceite sea producido en forma de emulsiones inversas muy estables, en las cuales el aceite está disperso en el agua^[8].

Las emulsiones son dispersiones coloidales de un líquido en otro líquido (aceite en agua), es decir, un líquido está microscópicamente disperso en otro líquido. A pesar de la tendencia de las emulsiones a separarse naturalmente para reducir la tensión interfacial entre las dos fases, las emulsiones se forman por una estabilización cinética. Deben existir tres condiciones para que ocurra una estabilización cinética y por tanto, la formación de emulsiones.

- I. **La existencia de dos fases líquidas**, en un proceso SAGD, esto ocurre principalmente por el agua condensada resultante de la inyección de vapor.
- II. **Surfactantes** que puedan estar naturalmente en el yacimiento, o bien, ser inyectados. Los surfactantes son sustancias que disminuyen la tensión superficial de un líquido.



- III. **Mezclado**, en la producción de aceite y gas, esto puede ser resultado del flujo a través de las tuberías, en SAGD resulta de la agitación del bitumen con la inyección del vapor.

El tipo más común de emulsión encontrado en condiciones normales de producción es la emulsión en la que las gotas de agua están dispersas en el aceite (emulsión directa). Sin embargo, en las operaciones SAGD, el fluido extraído contiene aceite disperso en agua; lo que en la industria petrolera es conocida como emulsión inversa; estas emulsiones, generalmente, son difíciles de romper, pero es necesario hacerlo principalmente al número limitado de pozos letrina y a los altos requerimientos de vapor para las operaciones, lo que requiere la reutilización del agua producida.

2.5.2. Utilización de Polímeros

A finales de 2011, más de 22 plantas de SAGD^[9] estaban operando, produciendo más de 937,000 barriles de aceite por día (bpd). En 2012 y 2013 se hicieron otras 12 plantas o expansiones de las mismas, incrementando la producción a un estimado de 1,336,000 bpd. De acuerdo a este incremento, para 2019 la producción total alcanzará los 3,065,000 bpd, aproximadamente. Con estos incrementos, cada vez es mayor la necesidad de mejorar la separación del agua y el aceite, y por tanto, también es necesario algún químico que rompa las emulsiones inversas resultantes de este proceso, para que se rompa la misma antes de llegar a la fase de deshidratación del aceite.

Ya se han utilizado ampliamente polímeros para revertir las emulsiones en los procesos SAGD. Sin embargo, el manejo de estos polímeros presenta algunos problemas como su manejo y el equipo necesario para utilizarlos. Además, estos polímeros son extremadamente sensibles a las fluctuaciones de temperatura y deben ser manejados adecuadamente para evitar la formación de burbujas de gel. Cualquier derrame del material puede hacer las superficies altamente resbaladizas si no se limpia con los solventes adecuados. Uno de estos productos es RBW747 desarrollado en 2006 que resultó en una mejora considerable de los productos utilizados con anterioridad.

En EUA, la empresa Nalco ha desarrollado varios rompedores de emulsiones inversas para mejorar la producción, como BREAXIT que también reduce la viscosidad en SAGD. Y ofrecen algunos beneficios como: una separación rápida, versatilidad tratando todos los tipos de emulsión, fácil de manejar y se dispersa fácilmente.

2.6. Vapor Alternado con Solvente (SAS)

La configuración básica del SAS por sus siglas en inglés (Steam Alternating Solvent) es la misma que el SAGD; combina los procesos de SAGD Y VAPEX con la finalidad de reducir la absorción de energía por barril de aceite recuperado; fue introducido por L. Zhao en el año 2004. Este nuevo esquema de recuperación es prometedor para la producción de aceites pesados y bitumen en donde un disolvente o una mezcla de disolventes son coinyectados con vapor. La **figura 2.26** ilustra el concepto del proceso SAS.

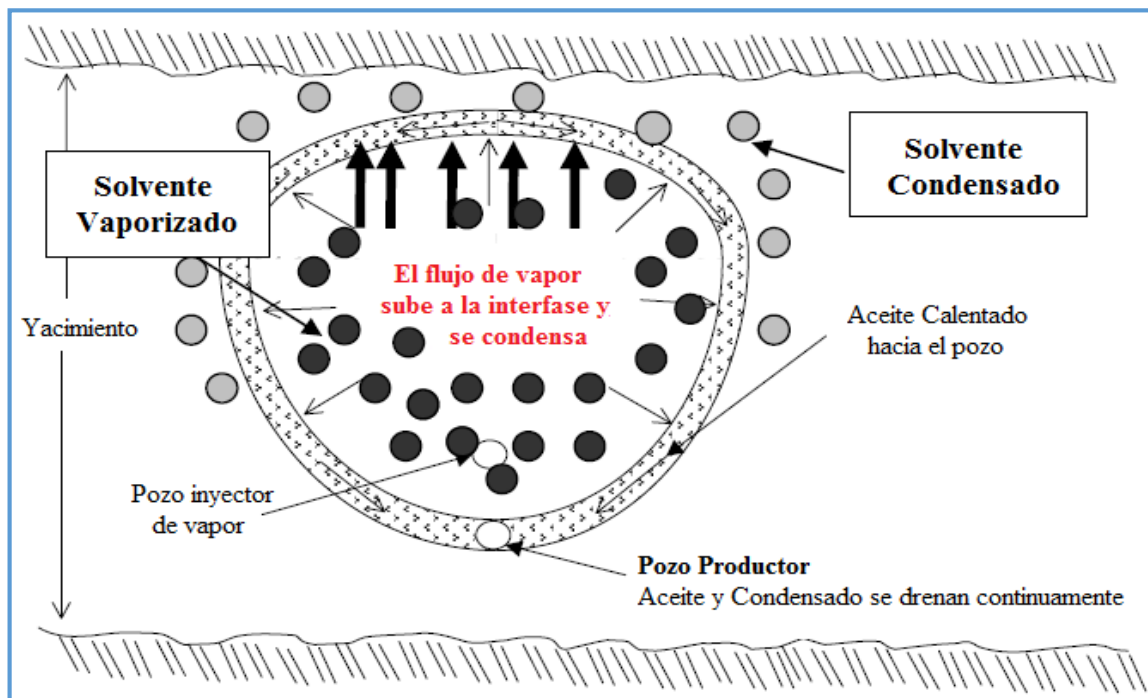


Figura 2.26. Proceso de Vapor Alternado con Solvente.

Se han realizado estudios de simulación para evaluar y comparar el rendimiento de la segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD) con el proceso de vapor alternado con solvente (SAS) en donde se han evaluado, en ambos casos, los efectos de algunos parámetros del yacimiento y de los fluidos tales como el espesor, la porosidad, relación de permeabilidad vertical-horizontal y la viscosidad; además de análisis de sensibilidad en diferentes intervalos de inyección de solvente, tipo de solvente y concentración. Los resultados revelaron una alta recuperación de bitumen y una relación vapor-aceite (SOR) apropiada para ambos procesos. Sin embargo, SAS mostró un mejor rendimiento usando hexano como disolvente y que la baja porosidad, relación de permeabilidad vertical-horizontal y espesor provoca un incremento de la relación vapor-aceite para SAGD mientras que no tiene ningún efecto importante sobre el proceso SAS.

2.6.1. Descripción del Proceso

La distinción de este proceso y los otros, es que involucra un modelo diferente de inyección o una diferente estrategia de operación como se muestra en la **figura 2.27**. Se desarrolla de la siguiente manera:

- I. Inyección de vapor puro para comenzar la operación, como en el proceso SAGD convencional.
- II. Detener la inyección de gas y comenzar la inyección de solvente hasta que las pérdidas de calor a través de las capas adyacentes superiores sean significativas, esto una vez que se encuentre estabilizada la cámara de vapor.
- III. Detener la inyección de solvente y empezar la inyección de vapor cuando la temperatura de la cámara haya sido reducida.
- IV. Repetir la inyección de vapor y de solvente cíclicamente hasta que ya no sea rentable hacerlo.
- V. Recuperar el solvente que aún permanezca en el yacimiento por medio de la fase líquida (blowdown) al final de la operación.

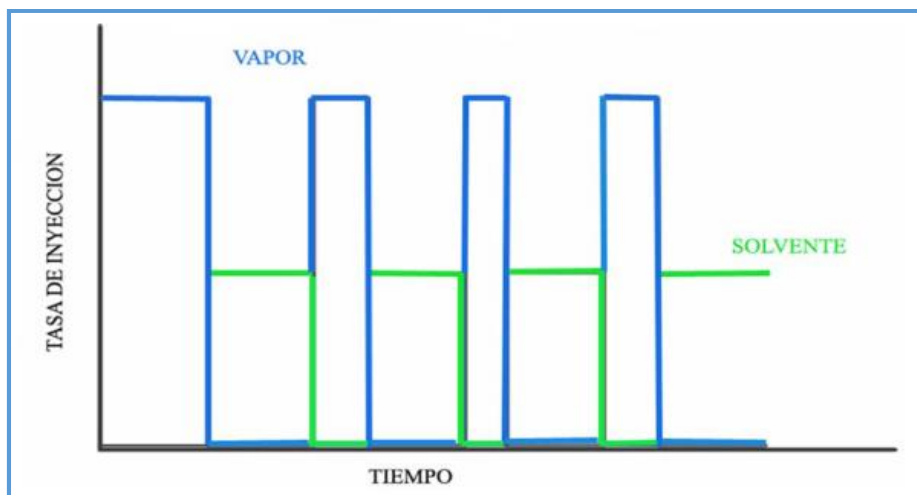


Figura 2.29. Patrón de inyección para el proceso.

La idea básica en el proceso del SAS es reemplazar gran cantidad de vapor inyectado en el proceso básico del SAGD por una inyección de solvente, en donde al mismo tiempo se busca lograr que la acumulación potencial de solvente alrededor de la



cámara sea perturbada para reducir su retención en el yacimiento y poder ser reciclado. La temperatura de la cámara en el proceso SAS es mucho más baja que en el proceso SAGD debido a que se reduce la inyección de vapor, por lo que la viscosidad del aceite generalmente es mayor sin embargo, se presentan altos gastos de producción en el proceso porque las altas viscosidades de las mezclas de aceite y solvente son compensadas por la alta permeabilidad relativa al aceite, a causa de la alta saturación de la fase aceite.

Uno de los aspectos más importantes es determinar el tipo de solvente a utilizar, en donde el principal criterio de selección es que la temperatura del punto de rocío del solvente esté entre la temperatura inicial del yacimiento y la temperatura del vapor inyectado a la presión de operación. La relación neta solvente-aceite (NSOR) será mínima cuando el solvente sea inyectado en fase vapor y máxima cuando se inyecte en forma líquida, en la práctica el solvente entra parcialmente vaporizado para obtener valores de NSOR que se encuentren entre los dos extremos (0,1 a 0,2) y minimizar la retención del solvente en el yacimiento. El mejor solvente hidrocarburo sería en cualquier caso el que más se parezca al aceite original del yacimiento, sin embargo su selección suele estar siempre asociada a la economía del proceso y a la disponibilidad del solvente.

2.6.2. Proceso SAS en Yacimientos Fracturados

Bagci (2007) realizó un estudio de simulación sobre el proceso de vapor alternado con Solvente (SAS) en yacimientos fracturados con diferentes intervalos de inyección, presiones de fondo de pozo y orientaciones de la fractura. Se llegó a la conclusión de que el proceso SAS muestra un mejor rendimiento que SAGD sin embargo, se requiere un gasto de inyección de solvente adecuado; por otra parte mantenimiento de la temperatura del yacimiento es importante mientras se inyecta el solvente en el interior de este; la orientación de la fractura no tiene efecto sobre la producción de aceite, aunque esto puede esperarse de un yacimiento con poca heterogeneidad.

2.6.3. Ventajas

- 💧 El consumo de energía por unidad de aceite recuperado usando SAS es 18% menor que al usar el proceso SAGD.
- 💧 Emisiones de CO₂ más bajas.
- 💧 Una mejor relación vapor-aceite (SOR).



2.6.4. Desventajas

El principal problema con SAS es el enfriamiento del sistema en los ciclos de inyección de propano. Además, una porción de gas propano se queda en la cámara de vapor en los ciclos de inyección de vapor. Esto evita que haya una transferencia de calor efectiva.

2.6.5. Aplicaciones

Se han realizado simulaciones numéricas para probar el comportamiento del proceso bajo condiciones típicas del yacimiento Cold Lake en Canadá. Basándose en estimaciones preliminares, la energía requerida por unidad de volumen de aceite recuperado utilizando SAS, es 18% menor que la que se utilizaría en SAGD. En los experimentos, se inyectó vapor y propano. Los resultados experimentales no fueron tan buenos, pero Zhao (2004) afirmó que en pruebas de campo, los resultados serían más prometedores debido a una difusión y dispersión mayor.

2.7. Expansión con Solvente (ES-SAGD)

Después de varios experimentos integrales para mejorar la eficiencia del proceso SAGD y compensar sus desventajas, Nasr T. N., et. al. (Canadá, 2002) presentaron un nuevo método híbrido el cual combina las ventajas del vapor y un solvente para reducción de la viscosidad del bitumen. En el esquema **ES SAGD, (Expanding solvent - SAGD)** se combina el VAPEX y el SAGD. Este método busca aumentar los gastos de producción disminuyendo la energía proporcionada al yacimiento.

2.7.1. Descripción del Proceso

El arreglo utilizado es el mismo que para la segregación gravitacional asistida por vapor; se realiza una CO inyección de vapor con un solvente o una mezcla de solventes en fase vapor a través del pozo inyector en donde las proporciones normalmente usadas son 10% de solvente y 90% de agua; proceso el cual es opuesto a la inyección de sólo vapor en el proceso del SAGD o sólo solvente en el proceso VAPEX (**figura 2.28**).

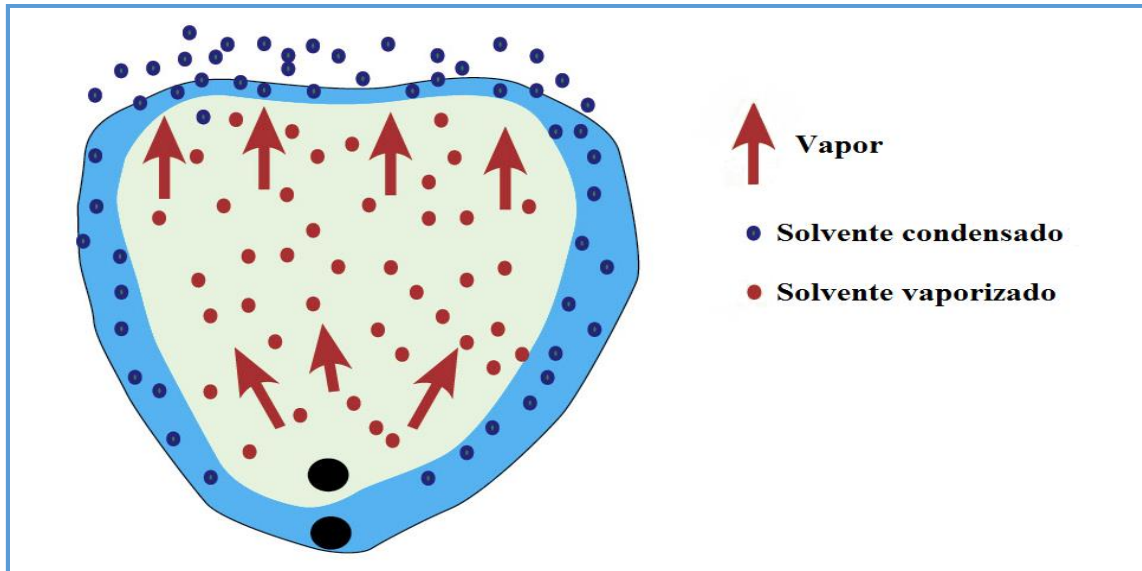


Figura 2.28. Principio de operación del proceso ES-SAGD.

En este caso las condiciones del solvente y del agua de evaporación se igualan, debido a que el comportamiento termodinámico de vaporización del solvente es igual (con el cual se obtendría el mejor desempeño del proceso) o cercano al del agua de inyección, así el solvente tiene suficiente tiempo para disolverse/dispersarse en el bitumen en la zona móvil antes que se dé la condensación del vapor. El solvente condensado alrededor de la interfase de la cámara de vapor diluye el aceite y en conjunto con el vapor reduce la viscosidad de este.

El periodo de precalentamiento se realiza para conectar los dos pozos del arreglo del SAGD o del ES-SAGD, creando una zona de alta movilidad, a medida que este periodo aumente la movilidad del aceite será mayor, el principal problema son los costos de la inyección, por tanto es recomendado que este periodo sea de 3 meses.

2.7.2. Criterios de Aplicación

El estudio de simulación realizado por Govind et. al. (2008) buscaba determinar los parámetros óptimos para la implementación de ES-SAGD, para lograr aceleración de la producción y disminución en los requerimientos de energía estos son:

- 💧 Influencia del tipo de solvente.
- 💧 Concentración del solvente.
- 💧 Influencia de los parámetros operacionales.
- 💧 Impacto del periodo de precalentamiento.
- 💧 La estrategia de inyección.



Diferentes solventes cuyas temperatura de vaporización fueron cercanas a la del vapor inyectado fueron seleccionados:

- | | |
|--------------------|-----------|
| 💧 Butano | 💧 Octano |
| 💧 Hexano | 💧 Pentano |
| 💧 Mezcla de hexano | 💧 Heptano |

Si el número de carbonos aumenta, la temperatura de vaporización es incrementada también. El Hexano tiene la temperatura de vaporización más cercana a la temperatura de inyección de vapor (215°C a una presión de operación de $304.58 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ (2.1 MPa) lo que resulta en un rango de drene de aceite mayor. Por el otro lado, el C_8 tiene una temperatura de vaporización que excede la temperatura de inyección y si se compara con el Hexano se puede notar un caída en el rango de drenado de aceite.

Sin embargo los resultados obtenidos indican que el butano produjo un mayor aumento en los gastos de producción y disminución del SOR ya que posee mayor solubilidad en bitumen a altas presiones que los otros solventes. Al poseer una alta presión de vapor el butano ocupa mayor volumen en la cámara, disminuyendo el gasto de inyección del vapor, aunque esta se ve determinada también por los gastos de producción.

En cuanto a la concentración del solvente, se sabe que a medida que la concentración aumenta, los gastos de producción también aumentan y la cantidad de vapor requerido es menor, sin embargo el solvente es costoso, así que se debe aplicar una concentración de solvente optima en función de los costos y las pérdidas por retención en el yacimiento.

A bajas presiones de operación la temperatura cae y el SOR disminuye pero a su vez disminuye el gasto de producción, bajas presiones representan volúmenes específicos altos de vapor que compensan la mayor viscosidad y la menor temperatura presente sin embargo, pueden requerir de sistemas artificiales adicionales. Dependiendo del tipo de disolvente y la presión de funcionamiento a largo plazo, más de 90% de la inyectada solvente se produce con el bitumen y aproximadamente el 75% del disolvente retenido puede ser recuperado durante la fase de purga (ConocoPhillips 2009).



2.7.3. Ventajas

- 💧 La reducción de la viscosidad del bitumen es mayor que en el proceso SAGD en las mismas condiciones lo que se traduce en una recuperación más rápida.
- 💧 Un aumento del 68 por ciento en la producción de aceite.
- 💧 Menor uso de agua.
- 💧 Menor uso de energía en un 45 por ciento.
- 💧 Reducción de contaminantes como las emisiones de H₂S.
- 💧 Una mejor relación vapor-aceite (SOR).

2.7.4. Desventajas

- 💧 El proceso se ve afectado en yacimientos naturalmente fracturados debido a la permeabilidad de fractura.
- 💧 La inyección de solvente generalmente requieren grandes volúmenes de solventes caros, lo que a veces resulta en pérdidas significativas y costosas de los mismos en el yacimiento, lo que podría volver al proceso no económico.
- 💧 La selección de los compuestos de los solventes y su concentración debe ser siempre la correcta para las condiciones de operación y aún existe un debate sobre su selección óptima.

2.7.5. Aplicaciones

En 2006 se llevó a cabo un piloto del proceso ES-SAGD sobre un par de pozos de SAGD en Long Lake. Como solvente se usó una mezcla de combustible para aviones Jet B de composición similar a la nafta refinada. Los resultados parciales obtenidos mostraron un aumento en el gasto de producción de aceite del 6% y una disminución en la relación vapor inyectado-aceite producido en un 7%.

Suncor Energy ha probado el ES-SAGD en su anteproyecto Burnt Lake cerca de Cold Lake en el Noreste de Alberta.

Petro - Canadá está también planeando realizar un proyecto piloto de la tecnología Solvente-SAGD en sus operaciones MacKay River, a 60 Km noroeste de Fort McMurray, en Alberta, Canadá.

EnCana Corporation de Canadá puso a prueba el esquema ES-SAGD en el proyecto Senlac en 2002 para crudo pesado; allí se usó butano como solvente y los resultados mostraron un aumento en la producción de aceite del 50% después de 2 meses, el



piloto fue terminado debido a pérdidas de consolidación del yacimiento. Se recuperó más del 70 % del solvente inyectado a la formación.

En 2005 también se probó en el proyecto de Christian Lake para arenas bituminosas en donde el SAGD convencional fue operado durante unos 5 meses, seguido por la introducción de la tecnología ES-SAGD por medio año hasta febrero de 2005. Una mejora significativa del gasto de producción de aceite y SOR se observaron dentro de este intervalo de tiempo corto. También se observó una mejora importante en la calidad del aceite producido.

2.8. Proceso por Empuje de Vapor y Gas (SAGP)

Una de las opciones para producir aceite y mantener la presión de un yacimiento es la inyección de gas pero este enfoque suele fallar debido a la conificación de éste en el pozo productor, que se ve reflejado en una alta RGA, lo cual lo convierte en un proceso no económico; la RGA puede ser controlada mediante la ubicación del pozo productor sobre la base de la formación productora, la inyección del gas sobre la cima y con la limitación de los gastos de flujo; esto suele resultar práctico y económico en yacimientos con crudos ligeros pero no con crudos pesados.

El proceso SAGP (Steam and Gas Push) fue desarrollado en 1997 por Roger Butler en Canadá para mejorar la eficiencia térmica del proceso SAGD, apoyado de su compañía consultora Gravdrain Inc. y también por la Universidad de Calgary dos años después. Butler afirmó que para un proceso de recuperación como el SAGD no es necesario que toda la cámara de vapor tenga una temperatura uniforme, sólo la parte baja necesita mantener las altas temperaturas (la región cercana al pozo productor y la región suprayacente del mismo), ya que allí se presenta la mayor tendencia de conificación, en la parte alta son innecesarias y malgastan el calor. Este esquema modifica el SAGD por medio de la inyección conjunta de vapor y un gas inerte, el cual se acumula en la parte alta de la cámara disminuyendo la temperatura en esa sección debido a su baja conductividad térmica y, reduce las pérdidas de energía hacia las capas adyacentes superiores además de promover el crecimiento de la cámara de vapor hacia los lados.

2.8.1. Descripción del Proceso

Al igual que SAGD, el proceso SAGP consiste en colocar pozos horizontales productores cerca de la base del yacimiento y por debajo de los pozos horizontales

inyectores, con una separación entre ellos que normalmente es de 2 m a 15 m. Al inicio del proceso se circula vapor, a un gasto de inyección bajo, tanto por los pozos inyectoros como por los productores, para precalentar el crudo entre ellos y aumentar su movilidad. Después del precalentamiento, se cierra la circulación de vapor por los pozos productores y se deja la inyección continua de vapor con una pequeña concentración de gas no condensable (generalmente 1% de metano) por los pozos inyectoros. Los gases no condensables o GNC, como dióxido de carbono, nitrógeno y metano, son aquellos gases que pueden estar presentes en la cámara de vapor sin condensarse a ninguna temperatura (del vapor) por muy alta que sea.

Ésta inyección creará una cámara de vapor y GNC, lo cual calentará al crudo, disminuirá su viscosidad y aumentará la movilidad del mismo haciéndolo fluir por la interfase de la cámara junto con el condensado del vapor hacia los pozos productores (**figura 2.29**).

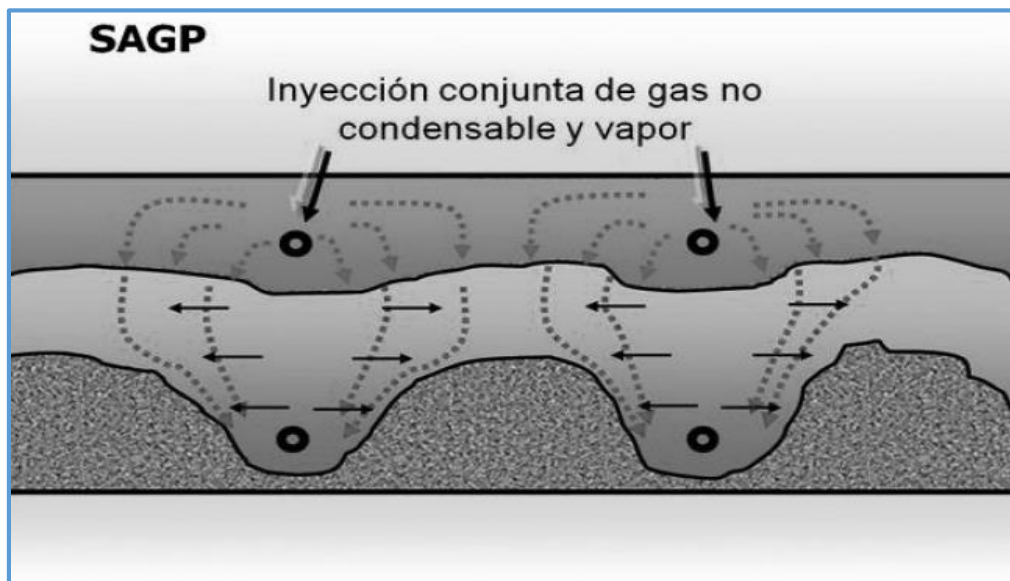


Figura 2.29. Desarrollo de la cámara de vapor en el proceso SAGP.

A diferencia del SAGD, el gas dejado después de la condensación ascenderá hacia la cima del yacimiento ocupando el volumen poroso dejado por el crudo drenado proporcionando presión al yacimiento, además de actuar como desplazante del crudo mientras el gas avanza hacia la cima.

Cierta cantidad de gas es producido junto con el fluido, esto ocurre en las cercanías del pozo productor, lo que permite altas temperaturas en esa zona y por lo tanto que la viscosidad del crudo sea menor. Por encima del pozo inyector, el gas no condensable se acumula y el gradiente de temperatura se desarrolla entre el pozo

inyector y la interfase gas-liquido. La temperatura encima del inyector, en la cámara y en la interfase, es controlada por la tasa de inyección de vapor. La presión es mantenida por la tasa de inyección de gas y vapor, la distribución de la temperatura es controlada por la relación vapor-gas de la mezcla y por la salida del gas con la producción. Durante el proceso, se puede distinguir la formación de dos regiones características dentro de la cámara de vapor, **figura 2.30**:

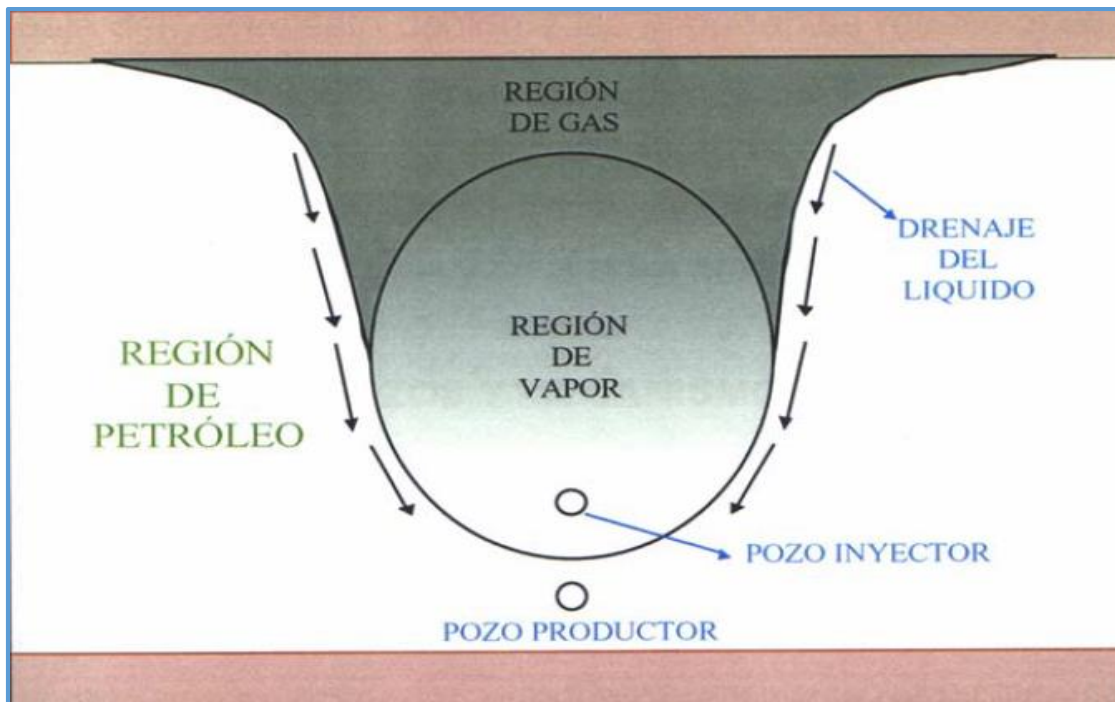


Figura 2.30. Regiones que conforman la cámara de vapor en el SAGD.

- I. Región de vapor, la cual contiene al pozo inyector, y se caracteriza por una temperatura muy cercana a la de saturación de vapor a la presión del yacimiento. La mayor parte del vapor inyectado es condensado dentro de esta región, mientras que el gas no condensable mezclado con una pequeña fracción del vapor inyectado, normalmente se mueve hacia arriba a través del frente de condensación y logra ocupar el espacio poroso vacío dejado por el aceite drenado.
- II. Región de gas, el gas sube rápidamente a la cima, logrando ocupar una porción de éste antes de que en la parte superior del yacimiento incremente su temperatura en unos pocos grados. Una vez que el gas alcanza la cima, se expande a lo largo de la parte superior del yacimiento como una especie de casquete. En esta región existe un gradiente de temperatura causado por el flujo del calor hacia la cima.



2.8.2. Criterios de Aplicación y Diseño

Para llevar a cabo un proyecto SAGD se deben tomar las siguientes consideraciones principales:

Geología

- Ubicación
- Espesor
- Continuidad arenas
- Echado
- Fallas existentes
- Tipo de rocas

Estudios económicos

- Implementación de una planta generadora de vapor
- Costos finales (cabezales térmicos, compresores, aislantes térmicos)
- Tiempo que requiere el proceso para la recuperación de hidrocarburos

Perforación y terminación de pozos

- Ubicación esperada de los pozos
- Materiales aptos para trabajar con vapor a presión (juntas de expansión)

Facilidades de superficie

- Leyes ambientales
- Permisos exigidos por entes gubernamentales

Instrumentos agujero abajo

- Sensores de fibra óptica
- Sensores de presión
- Sensores de temperatura

Además de parámetros como los que se presentan en la **tabla 2.2**.



Criterios de aplicación y diseño para proyectos SAGP	
Parámetro	Valor
Conductividad Térmica	Buena
Espesor	> 30 ft
Gravedad del crudo	5 °API – 15 °API
Permeabilidad	> 0.8 D
Porosidad	> 20 %
Saturación de agua	< 25 %
Separación en superficie entre pozos	20 m
Separación entre productor e inyector	2 m – 15 m
Separación lateral entre parejas de pozos	Aprox. 100 m
Separación lateral entre pozo inyector y productor	Máx. 6 m

Tabla 2.2. Criterios para la aplicación de proyectos SAGP

Cuando se inyecta metano, éste puede volver a separarse del aceite debido al incremento de temperatura y reducción de la presión si la presión de operación es menor que la presión inicial del yacimiento. La mayoría del metano liberado del bitumen que se acumula en los límites de la cámara, rápidamente se vuelve a disolver en el bitumen movilizado y es removido del yacimiento con los fluidos producidos.

De acuerdo a una simulación hecha por Wang et al. (2012), se obtuvo que tanto la conducción y la convección térmica contribuyen al crecimiento de la cámara de vapor. La transferencia de calor es por convección a través del flujo del vapor condensado a lo largo de los límites de la cámara de vapor, lo que juega un papel importante en el crecimiento de la cámara ya que el volumen de vapor condensado es normalmente de dos a cinco veces el volumen de aceite movilizado.

Con el suficiente GNC en la zona de producción, la saturación de agua y la conductividad térmica efectiva del yacimiento disminuyen, lo que reduce los requerimientos de vapor pero disminuye también el gasto de producción y el volumen de aceite acumulado en un periodo determinado de tiempo, esto resulta en una cSOR menor. Si se inyecta GNC en las etapas tempranas del proceso, se desacelera el crecimiento de la cámara de vapor pero si se inyecta en etapas tardías, permite el crecimiento rápido vertical de la cámara y se realentiza el crecimiento lateral de la misma debido a que las concentraciones de gas son bajas en la base y en el medio de la cámara.

Basándose en la ecuación de Butler, la producción de aceite es directamente proporcional a la raíz cuadrada de la altura de la cámara, la permeabilidad relativa al



aceite, la porosidad y la saturación de aceite movable y difusividad térmica, e inversamente proporcional a la viscosidad del aceite. Como resultado, para optimizar la operación SAGP, la altura de la cámara debería ser maximizada antes de inyectar los gases no condensables.

2.8.3. Ventajas

- 💧 Mantiene la presión de la cámara.
- 💧 Prolonga la energía del yacimiento.
- 💧 Provee aislamiento contra las pérdidas de calor hacia las capas superiores.
- 💧 Reduce los requerimientos de vapor (una menor relación vapor-aceite o SOR).
- 💧 Se produce de vuelta cerca del 80% del gas inyectado.

2.8.4. Desventajas

- 💧 Si la capa formada por el GNC tiene un espesor muy grande, puede interferir con la transferencia de calor y la movilidad del aceite.
- 💧 Sus altos requerimientos de calor limitan al proceso económicamente a yacimientos de excelentes propiedades roca-fluido.
- 💧 Puede dañar potencialmente el proceso ya que disminuye la presión parcial del vapor.

2.8.5. Aplicación

Se llevó a cabo una simulación basada en el yacimiento Bach-01, ubicado en la costa oriental del lago de Maracaibo, al sur de la ciudad de Lagunillas, Venezuela; con un área aproximada de 95 km², una viscosidad de 636 cP y una gravedad de 12 °API. El simulador utilizado fue STARS. Como resultados se obtuvo un factor de recuperación entre el 11% y 30%.

De acuerdo a la simulación de Ito et al. (2005), se esperaba que en el proceso SAGP, la cámara de vapor alcanzara una mayor altitud para aceite muerto que para aceite con gas en solución. Sin embargo, cuando se aplicó en el Campo North Tangleflags operado por Sceptre Resources (ahora CNRL), donde la RGA inicial era alta de $11 \frac{m^3}{m^3}$ comparada con los yacimientos de Alberta con una RGA de 1 a $3 \frac{m^3}{m^3}$, la cámara se desarrolló bien y no mostró un impacto negativo en la operación de SAGD.

2.9. SAGD Rápido (Fast SAGD)

En este esquema fue presentado por Polikar et.al. en el año 2000, lleva a cabo la combinación de los procesos CSS y SAGD; su objetivo principal es lograr la conexión de las cámaras de vapor, es decir, hacer crecer y propagar el frente de la cámara de vapor del SAGD hacia los lados, de forma más rápida y sin dañar la matriz para aumentar el área de drene a comparación con la alcanzada en el proceso normal. (figura 2.31)

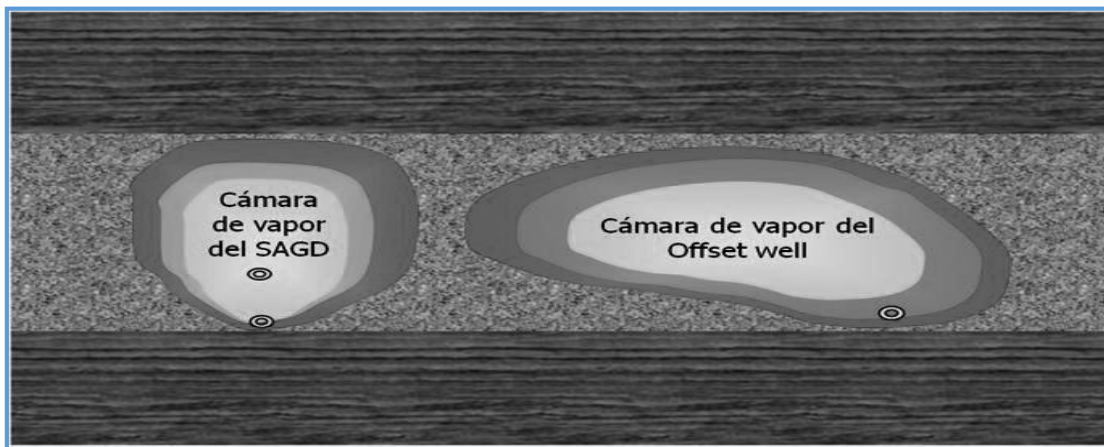


Figura 2.31. Cámaras de vapor del SAGD Rápido.

Inicialmente se implementa dos parejas de pozos con la configuración SAGD típica, añadiendo un pozo o un conjunto de pozos horizontales llamados offset wells, pozos adicionales o pozos de desplazamiento que pueden estar en medio de las parejas SAGD o en los límites externos de la configuración; estos deben ser paralelos, tener la misma profundidad y misma longitud que los pozos productores SAGD, como se muestra en la **figura 2.32**. La separación entre estos puede estar entre 50 metros y 80 metros de distancia.

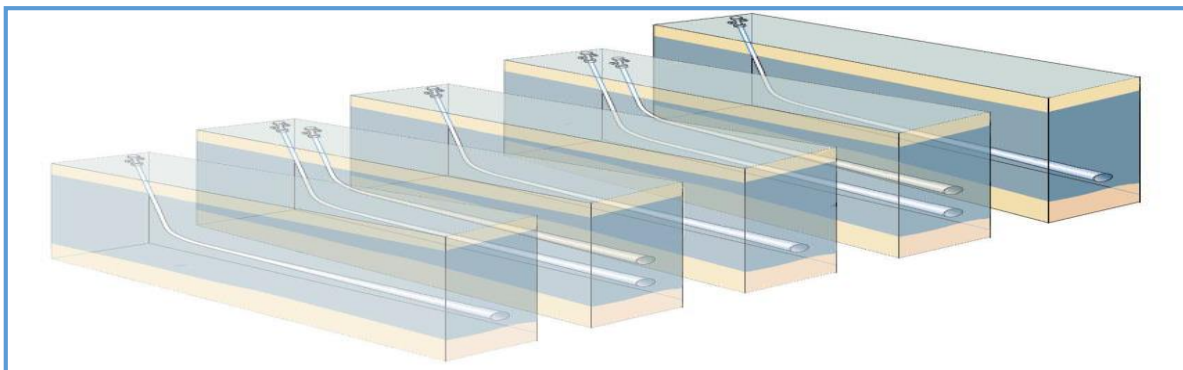


Figura 2.32. Configuración de pozos del proceso SAGD Rápido.



Los pozos adicionales son operados como inyectores y productores, allí la inyección cíclica de vapor se lleva a cabo a una presión y gasto superior a los usados en el SAGD pero sin exceder las condiciones de fractura de la formación.

Tiene un costo menor a SAGD convencional, debido a que el requerimiento de vapor es 22% menor y tiene un factor de recuperación 10 veces mayor que SAGD convencional.

2.9.1. Descripción del proceso

El proceso SAGD Rápido puede dividirse en tres etapas en donde la primera inicia con el precalentamiento por parte de los pares de pozos SAGD, a través de la inyección de vapor se moviliza el aceite, luego comienza con la operación de las parejas de pozos SAGD tanto de los pozos inyectores como de los pozos a baja presión por debajo de la presión de fractura de la formación. Esto ocurre hasta que la cámara de vapor de los pozos inyectores SAGD alcanza el tope de la formación. Dando comienzo a la segunda etapa del proceso.

Esta segunda etapa empieza la operación de Inyección Cíclica de Vapor, en todos los pozos a excepción de los productores SAGD. Los pozos CSS (de desplazamiento) del fondo operan a una presión superior en comparación con la que operan los pozos inyectores de la configuración SAGD en la parte superior de la formación. Una vez que se ha finalizado el ciclo de inyección, los pozos inyectores son cerrados y los 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.

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.

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.

Un estudio de simulación realizado por M. Polikar demuestra que para un mejor desempeño del proceso debe continuarse inyectando vapor a través del pozo del arreglo del SAGD una vez implementada la CSS, la tasa de inyección en este pozo debe estar limitada y controlada por la presión máxima de inyección (**figura 2.33**).

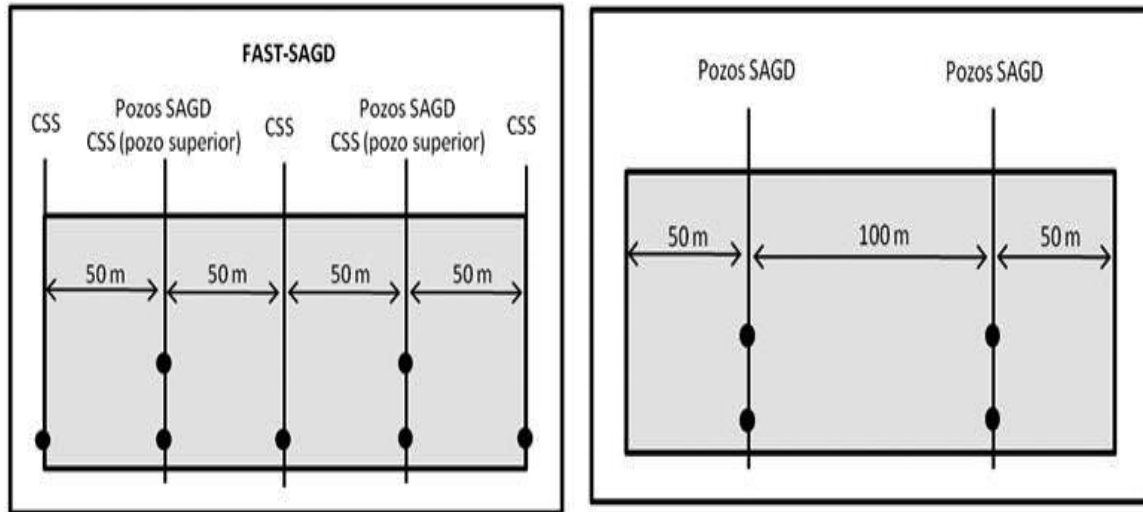


Figura 2.33. Comparación entre el arreglo de pozos del SAGD y del Fast SAGD.

Cuando por ejemplo, para un yacimiento determinado, la distancia entre el pozo adicional y el arreglo del SAGD es de 50 m y la presión de inyección máxima en el pozo adicional es de $1160 \frac{lb}{pg^2}$ (8000 KPa) la tasa de inyección máxima adicional en el pozo del SAGD será de $300 \frac{m^3}{día}$. Este proceso se ha probado sólo a nivel de laboratorio y ha sido refinado a través de la simulación.

2.9.2. Criterios de Aplicación y Diseño

En la **tabla 2.3** se muestran los diferentes criterios para la aplicación de proyectos SAGD rápido (Camacho y Pérez, 2011).



Criterios para Proyectos de SAGD Rápido		
Parámetros		Criterio
Aceite	Viscosidad	> 200 cP
	Gravedad	< 16 °API
Yacimiento	Profundidad	< 1,372 m (4,500 pies)
	Espesor	≥ 15 m (50 pies)
	Porosidad	> 25%
	Petróleo In Situ	> 1,000 $\frac{bls}{acre \cdot pie}$
	Permeabilidad	500 mD – 4,500 mD
	Transmisibilidad	-
	Temperatura	No Crítica
	Contenido arcilla	< 35%
	Relación $\frac{Kv}{Kh}$	< 0,6
	Recuperación	30% - 70%
	Saturación agua	< 35%
	Calidad del vapor	80% - 85%
	P de inyección	< 1,800 $\frac{lb}{pg^2}$
	SOR	2 – 4

Tabla 2.3. Criterios de aplicación y diseño para SAGD Rápido.

2.9.3. Ventajas

- 💧 El efecto de gravedad, el empuje por vapor, fallas por esfuerzo y deformación del volumen poroso son mecanismos de producción adicionales del proceso que conllevan a una mayor productividad.
- 💧 Menor relación SOR en comparación con SAGD.
- 💧 Disminución en el número de pozos necesarios para barrer una determinada área del yacimiento.
- 💧 Se logra una mejor expansión lateral de la cámara de vapor.



2.9.4. Desventajas

- 💧 La presión de los pozos CSS es superior 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.
- 💧 No hay fracturamiento de la formación, lo que limita la movilidad del bitumen y una mejor distribución del vapor o condensado de vapor en la formación.

2.9.5. Aplicaciones

Se han llevado a cabo simulaciones en tres áreas de arenas bituminosas en Alberta, Canadá: Cold Lake, Athabasca y Peace River.

De acuerdo a esta simulación, hecha por Polikar y Shin (2006), se obtuvo que el proceso SAGD rápido tiene una mejora en la eficiencia energética y productividad en casi todos los casos. Por lo que el proyecto resulta más económico comparado con el proceso SAGD.

En los yacimientos de Athabasca, que son someros, pero con un gran espesor y una alta permeabilidad, el SAGD rápido podría no ser una aplicación tan buena, como lo es SAGD.

En los yacimientos Cold Lake (con un espesor mínimo de 15 m) y Peace River (con un espesor mínimo de 20 m), los cuales son delgados y con baja permeabilidad, se debería considerar una aplicación SAGD rápido, en lugar de una SAGD convencional.

2.10. Sistema Híbrido (HSAGD)

El proceso SAGD híbrido (HSAGD, Hybrid SAGD) fue propuesta por G. Coskumer en 2009 y utiliza una configuración de pozos similar al SAGD rápido. Sin embargo, los pozos operan de forma muy distinta, hablando en términos de condiciones de operación. En el proceso SAGD rápido, el proceso SAGD inicia primero y CSS después, requiriendo una presión y un gasto de inyección mayor. Por lo tanto, el vapor se desvía hacia otros pozos, pero el proceso HSAGD puede mejorar este fenómeno. En el proceso HSAGD, todos los pozos con CSS son colocados en un patrón escalonado, son operados a la misma presión y puestos en operación antes que los pozos SAGD.

Después de los ciclos iniciales de CSS, se inician los pozos SAGD y se operan de la misma manera que un sistema SAGD convencional. Cuando la cámara de vapor de los pozos CSS y la cámara de los pozos SAGD hacen contacto, se detiene la inyección de vapor de los pozos CSS y se continúa en los pozos SAGD, durante este periodo, el aceite se produce a través de los pozos CSS.

2.10.1. Descripción del Proceso

Se perforan dos parejas de pozos SAGD típicas, adicionalmente se le agrega un pozo CSS en medio de éstas y uno 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, **figura 2.34**.

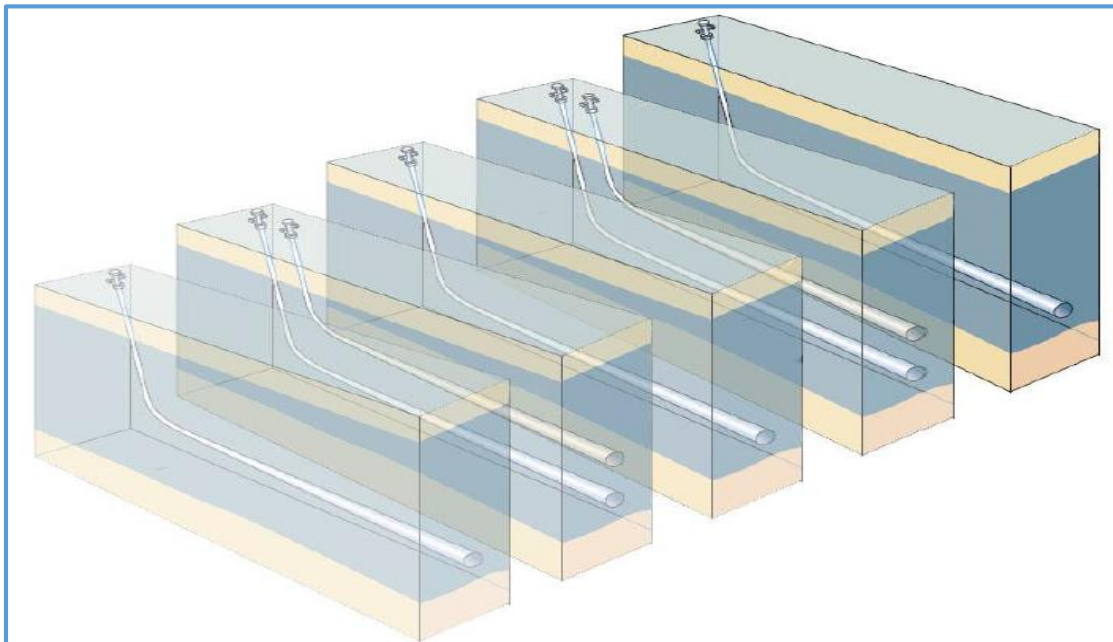


Figura 1.34. Configuración de pozos del proceso SAGD híbrido. La separación entre los pozos puede ser entre 50 m y 80 m de distancia.

Se comienza con el proceso de Inyección Cíclica de Vapor en un patrón escalonado, inyectando vapor, a través de todos los pozos, a una presión mayor que la presión de fractura de la formación forzando al vapor y al condensado del vapor a entrar al yacimiento, aumentando la movilidad del crudo y la permeabilidad de la formación. Debido a que todos los pozos operan a la misma presión de inyección, la tendencia del vapor a atravesar rápidamente el área entre estos es muy reducida, lo que genera con más eficiencia la cámara de vapor. Comienza la etapa de la 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.



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; una vez que las cámaras de vapor entran en contacto, comienza la etapa final con la implementación del proceso SAGD de forma continua en los cinco pozos de la parte inferior.

2.10.2. Criterios de Aplicación y Diseño

En la **tabla 2.4** se muestran los diferentes criterios para la aplicación de proyectos SAGD híbrido (Camacho y Pérez, 2011). Tomando en cuenta tanto del crudo como los del yacimiento.

Criterios para Proyectos de SAGD Híbrido		
Parámetros		Criterio
Aceite	Viscosidad	> 200 cP
	Gravedad	< 16 °API
Yacimiento	Profundidad	< 1,372 m (4,500 pies)
	Espesor	≥ 15 m (50 pies)
	Porosidad	> 25%
	Petróleo In Situ	> 1000 $\frac{bls}{acre \cdot pie}$
	Permeabilidad	500 mD - 4500 mD
	Transmisibilidad	-
	Temperatura	No Critica
	Contenido arcilla	< 35%
	Relación $\frac{Kv}{Kh}$	< 0,6
	Recuperación	30% - 75%
	Saturación agua	< 35%
	Calidad del vapor	80% - 85%
	P de inyección	< 1800 $\frac{lb}{pg^2}$
	SOR	2 - 4

Tabla 2.4. Criterios de selección y de diseño para proyectos de SAGD Híbrido.

2.10.3. Ventajas

- Mejorar la SOR del proceso SAGD convencional.



- Presenta un mayor factor de recuperación en comparación con los métodos CSS, SAGD y SAGD rápido.
- Mejora el desplazamiento lateral de la cámara de vapor, calentando mayor área de la formación.
- Permite calentar más volumen de del yacimiento en un tiempo corto debido a que al iniciar las operaciones de la fase CSS lo hace a una presión superior a la presión de fractura.

2.10.4. Desventajas

- La generación de la cámara de vapor se ve afectada por la heterogeneidad del yacimiento.

2.10.5. Aplicación

Se llevaron a cabo unas series de simulaciones hechas en el área de Cold Lake, Athabasca Canadá. Tales simulaciones mostraron que el sistema HSAGD mostraba un mejor comportamiento que CSS en la Formación Clearwater y alcanzó a obtener todo el factor de recuperación en el tiempo más corto, con una menor cantidad de vapor comparada con SAGD, SAGD rápido y CSS.

2.11. Análisis de las Tecnologías y/o Estrategias de Producción

A continuación se presenta una tabla, la cual se encuentra dividida en tres partes (**tabla 2.a, 2.b, 2.c**), en donde se muestran los aspectos más importantes entre las tecnologías y/o estrategias presentadas en este capítulo, de manera cualitativa. Cabe mencionar que la mayoría de ellas se encuentra en etapa de simulaciones y algunas en pruebas piloto.



	Principio de Operación	Diferencia con SAGD	Ventajas	Desventajas	Costos	Aplicación	Autor / Compañía / País
Operaciones a baja presión (LPSAGD)	A presiones bajas, la temperatura de operación será menor y la matriz de arena se calienta a una temperatura más baja.	Utilizar presiones de operación bajas, añadiendo un sistema artificial de producción o una modificación de uno.	Menor SOR, que se traduce en menor requerimiento de energía, menor producción de H ₂ S, menor contenido de sílice en el agua, mayor eficiencia energética.	Menores gastos de producción, se necesita un sistema artificial de producción, o una modificación de alguno para producir los fluidos.	CAPEX inicial más alto que SAGD al utilizar más pozos para explotar un mismo campo, pero menores costos asociados al tratamiento de agua e inyección de vapor, ya que la SOR disminuyó.	Elift fue aplicado durante tres años con resultados limitados debido al bajo precio del crudo. (Surmont, Canadá) Bombas Hidráulicas de Gas aplicada de abril a agosto de 2005, con mayor producción que el sistema anterior. (Burnt Lake, Canadá)	Gulf Resources (Canadá). Canadian Resources (Canadá) Canada Limited Natural Limited
BEC para altas temperaturas	Se necesita una bomba de fondo para llevar a la superficie la producción, tal bomba debe resistir altas temperaturas del yacimiento y de los fluidos producidos.	Añadir una bomba BEC para producir los fluidos producidos porque a veces la gravedad o la energía natural del yacimiento no es suficiente.	Equipo más confiable, más resistente a abrasión y a condiciones. Soporta grandes ángulos de desviación del pozo y temperaturas de operación hasta 343 °C. Los componentes de la bomba no se derriten, ya que son metálicos evitando retrasos.	Tolerancia de hasta un 30% de gas. Posibilidad de fallo si se superan los 343 °C, deteniendo la producción.	Un costo aproximado de \$375, 000 USD*, sólo la bomba, sin incluir ningún tipo de armado e instalación. *Costo variable, dependiendo de las características de la bomba.	Aplicado por EnCana Oil & Gas Partnership en los campos Foster Creek, Christina Lake y Senlac en Canadá obteniendo vidas útiles mayores a un año en todos los casos.	REDA (Schlumberger) E.U.A.
Generación de vapor en fondo	Permite mayor facilidad para llevar vapor a la zona de interés permitiendo un mejor desarrollo de la cámara de vapor y sin que ésta se condense. Ya que los generadores aumentan la calidad del vapor.	Sustitución de los generadores superficiales de vapor por la adición de generadores de vapor de fondo.	Permite la generación de vapor en yacimientos profundos. Se reduce la emisión de contaminantes y las pérdidas de calor. Incremento en la recuperación de crudo.	Difícil mantenimiento además del incremento del riesgo de perder el pozo. Aún se encuentra en fase de desarrollo.	No hay datos disponibles. El análisis y simulación del método no evaluó los costos.	Sólo ha sido llevado a nivel de simulación, resultando que las mejores condiciones para el generador de fondo son: tener al productor al fondo del yacimiento y tener una máxima separación horizontal entre los pozos.	Montes Erik y Pacheco Héctor de la Universidad Industrial de Santander (Bucaramanga, Colombia, 2009); apoyados por ingenieros del Instituto Colombiano del Petróleo y del Grupo de Investigación en Recobro Mejorado.

Tabla 2.a. Resumen de las características de los procesos y tecnologías presentadas en el capítulo.



	Principio de Operación	Diferencia con SAGD	Ventajas	Desventajas	Costos	Aplicación	Autor / Compañía / País
SAGD asistido de espuma (FA-SAGD)	Se forma espuma en el yacimiento, lo que evita que el mismo vapor se condense y sea producido, ya sea como vapor o como vapor condensado. Además que la espuma desvía el vapor hacia zonas de baja permeabilidad.	Inyección de surfactantes junto con el vapor.	Aprovechamiento del vapor, producción en zonas de baja permeabilidad, perfil de inyección uniforme, desarrollo uniforme de la cámara de vapor. Producción de crudo sin vapor ni vapor condensado, mayor producción de crudo.	Si hubiera un error en el volumen de surfactante, la espuma no se formaría de manera adecuada lo que resultaría en un bloqueo o "taponamiento" del espacio poroso.	Posible ahorro en costos relacionados con la generación de vapor, pero es necesario considerar el precio y volumen de químicos necesarios para la generación de espuma.	Sólo ha sido llevado a nivel de simulación. Obteniéndose volúmenes de producción similares entre FA-SAGD y SAGD, pero un menor gasto de inyección en FA-SAGD para obtener tales volúmenes.	Qing Chen, Universidad de Stanford. E.U.A. 2009.
Inyección de polímeros	Rompe las emulsiones que se forman dentro del yacimiento gracias a la mezcla de aceite y agua.	Inyección de polímeros junto con el vapor.	Evita el proceso de desemulsificación en superficie. El agua y el aceite llegan a las instalaciones superficiales ya separados. Facilita la reutilización del agua sin tantos procesos de tratamiento.	Los polímeros requieren un manejo especial y son muy sensibles a los cambios de temperatura.	Ahorros en el tratamiento de agua; sin embargo, es necesario evaluar el volumen necesario y costo del polímero.	Aplicaciones por Nalco, en EUA, con BREAXIT, y de muchas compañías más, aunque no hay información detallada.	Amplia utilización en proyectos SAGD, sin un autor definido.
Vapor alternado con solvente (SAS)	Reemplazamiento de la cantidad de vapor inyectado por una inyección de solvente que permite una mayor recuperación de aceite a modificar la viscosidad de este.	El uso combinado de los métodos de recuperación térmica: SAGD Y VAPEX. Coinyección de vapor con solventes de manera cíclica.	Reducción de la absorción de energía por barril de aceite recuperado. Mejor rendimiento usando hexano como disolvente, Mejor relación vapor-aceite, emisiones de CO2 más bajas además un 18% menor de consumo de energía.	Se queda una porción de propano en la cámara de vapor que evita la transferencia efectiva de calor.	El costo del solvente está muy relacionado con el costo del proceso, es necesario determina cuál es el adecuado	Sólo ha sido llevado a nivel de simulación en condiciones del campo Cold Lake, Canadá, resultando que la energía requerida es menor que en SAGD.	L. Zhao, Alberta, Canadá, 2004.
Expansión con solvente (ES-SAGD)	El solvente condensado alrededor de la interfase de la cámara de vapor diluye el aceite y en conjunto con el vapor reduce la viscosidad de este.	El uso combinado de los métodos de recuperación térmica: SAGD Y VAPEX. Coinyección de solventes junto con vapor.	Aumento de los gastos de producción disminuyendo a energía proporcionada al yacimiento. Menor uso de agua, un aumento del 68% en la producción, mejor relación SOR, Reducción de contaminantes, menor uso de energía en un 45%.	Adecuada selección y concentración del solvente a usar en función de los costos y de las pérdidas por retención en el yacimiento.	Puede llegar a ser alto incluso volverse no económico debido a que en la inyección se requiere de altos volúmenes de solventes caros, lo que a veces resulta en pérdidas significativas y costosas de éstos en el yacimiento.	Fue aplicado en Long Lake en 2006, con un aumento en el gasto de producción del 6%. EnCana Corp. de realizó el proyecto Senlac en 2002 con un aumento en la producción de aceite del 50%.	Nasr T. N. et. al. Alberta, Canadá, 2002.

Tabla 2.b. Resumen de las características de los procesos y tecnologías presentadas en el capítulo.



	Principio de Operación	Diferencia con SAGD	Ventajas	Desventajas	Costos	Aplicación	Autor / Compañía / País
Empuje de vapor y gas (SAGP)	La coinyección tiene el objetivo de formar una capa en la cima de la cámara de vapor, para evitar escape del vapor o de calor hacia zonas suprayacentes.	Inyección de gases no condensables o nitrógeno junto con el vapor.	Mayor eficiencia térmica del proceso, ya que el gas evita que el calor escape hacia la capa sello superior o hacia una zona ladrona., menor SOR, ayuda a la movilidad del aceite.	Si se formara una capa muy grande de gas, interferiría con el intercambio de calor del vapor hacia el bitumen.	Los requerimientos de calor son muy altos por lo que podría limitar al proceso económicamente.	Aplicado en el campo North Tangleflags operado por Sceptre Resources (ahora CNRL), la cámara se desarrolló bien y no mostró un impacto negativo en la operación de SAGD.	Roger Butler en el año de 1997 en Canadá. apoyado por Gravidrain Inc., y la Universidad de Calgary,
SAG Rápido (Fast SAGD)	Pozos adicionales que son operados como inyector y productores que permiten la conexión de la cámara de vapor del SAGD con la formada por ellos para obtener un mejor barrido de aceite por medio de la reducción de la viscosidad.	Pozos adicionales en la configuración típica que permiten el uso combinado de los procesos CSS Y SAGD.	Crecimiento y propagación del frente de la cámara de vapor hacia los lados, de manera más rápida y sin dañar la matriz con el fin de aumentar el área de drene. Menor relación SOR, disminución en el número de pozos necesarios para barrer un área determinada del yacimiento, una mejor expansión lateral de la cámara de vapor, mayor productividad.	Limitación en la movilidad de bitumen y de una mejor distribución de vapor en la formación debido a la falta de fracturamiento. Deficiente calentamiento del área entre los pozos.	Costo menor a SAGD convencional, debido a que el requerimiento de vapor es 22% menor y tiene un factor de recuperación 10 veces mayor que SAGD convencional.	Sólo ha sido llevado a nivel de simulación. A partir de ellas se determinó que para espesores grandes, el método no es tan bueno como SAGD; y al contrario, para capas delgadas y con baja permeabilidad, resulta más atractivo que SAGD.	Fue presentado por Polikar et. al., en el año 2000.
Sistema Híbrido (HSAGD)	Cuando entran en contacto las cámaras de vapor en modo CSS, se cambia a SAGD. Se inyecta vapor a una presión mayor que la de fractura haciendo que éste entre al yacimiento y aumente la movilidad del crudo.	Pozos adicionales para alternar entre CSS y SAGD. Se perforan dos parejas de pozos SAGD, en medio y en los límites externos de éstas se coloca un pozo CSS.	Mejora la SOR y Disminuye los requerimientos de vapor. Mejora el desplazamiento lateral de la cámara de vapor, calentando mayor área de la formación. Presenta un mayor factor de recuperación en comparación con los métodos SAGD y SAGD rápido.	La generación de la cámara de vapor se ve afectada por la heterogeneidad del yacimiento.	Mayor costo al perforar pozos adicionales.	Sólo ha sido llevado hasta el nivel de simulación, mostraron que lograba obtener todo el factor de recuperación con una menor cantidad de vapor que SAGD.	Fue propuesto en el año 2009 por G. Coskumer.

Tabla 2.c. Resumen de las características de los procesos y tecnologías presentadas en el capítulo.



Lista de tablas y figuras.

Figura 2.1. ConocoPhillips. Gas Lift for SAGD. 2006 ASME Gas Lift Workshop. E.U.A. 2006.

Figura 2.2. Core Laboratories Canada Ltd., High Temperature ESP Monitoring.

Figura 2.3. Core Laboratories Canada Ltd., High Temperature ESP Monitoring.

Figura 2.4. Thimm, H., Dependence of Some SAGD Operations Characteristics on Steam Zone Pressure. 8th Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, AB. 2001.

Figura 2.5. Wiltse, D. J., An ALS Solution to Low-Pressure SAGD. SPE 97683. 2005.

Figura 2.6. Wiltse, D. J., An ALS Solution to Low-Pressure SAGD. SPE 97683. 2005.

Figura 2.7. Wiltse, D. J., An ALS Solution to Low-Pressure SAGD. SPE 97683. 2005.

Figura 2.8. Wiltse, D. J., An ALS Solution to Low-Pressure SAGD. SPE 97683. 2005.

Figura 2.9. Wiltse, D. J., An ALS Solution to Low-Pressure SAGD. SPE 97683. 2005.

Figura 2.10. ClydeUnion Pumps, Pumping Solutions for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD). 2012.

Figura 2.11. James, M., Wing, R., High Temperature Electric Submersible Pumps Effective in Oil Sands Production. Wood Group ESP, Inc. 2009.

Figura 2.12. James, M., Wing, R., High Temperature Electric Submersible Pumps Effective in Oil Sands Production. Wood Group ESP, Inc. 2009.

Figura 2.13. James, M., Wing, R., High Temperature Electric Submersible Pumps Effective in Oil Sands Production. Wood Group ESP, Inc. 2009.

Figura 2.14. Caridad, J., Drever, C., Where the Elite Meets the Heat. Schlumberger, marzo 2013.

Figura 2.15. Monte Páez Erik, Delgadillo Aya Claudia, et. al., Aplicación de Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos, Universidad Industrial de Santander, Julio, 2009, pág. 46.



Figura 2.16. Monte Páez Erik, Delgadillo Aya Claudia, et. al., Aplicación de Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos, Universidad Industrial de Santander, Julio, 2009, pág. 46.

Figura 2.17. Monte Páez Erik, Delgadillo Aya Claudia, et. al., Aplicación de Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos, Universidad Industrial de Santander, Julio, 2009, pág. 46.

Figura 2.18. Monte Páez Erik, Delgadillo Aya Claudia, et. al., Aplicación de Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos, Universidad Industrial de Santander, Julio, 2009, pág. 49.

Figura 2.19. Monte Páez Erik, Delgadillo Aya Claudia, et. al., Aplicación de Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos, Universidad Industrial de Santander, Julio, 2009, pág. 50.

Figura 2.20. Monte Páez Erik, Delgadillo Aya Claudia, et. al., Aplicación de Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos, Universidad Industrial de Santander, Julio, 2009, pág. 50.

Figura 2.21. Monte Páez Erik, Delgadillo Aya Claudia, et. al., Aplicación de Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos, Universidad Industrial de Santander, Julio, 2009, pág. 50.

Figura 2.22. Monte Páez Erik, Delgadillo Aya Claudia, et. al., Aplicación de Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos, Universidad Industrial de Santander, Julio, 2009, pág. 50.

Figura 2.23. Chen, Q., et al., Improving Steam-Assisted Gravity Drainage Using Mobility Control Foams: Foam Assisted-SAGD (FA-SAGD). SPE 129847. 2010.

Figura 2.24. Chen, Q., et al., Improving Steam-Assisted Gravity Drainage Using Mobility Control Foams: Foam Assisted-SAGD (FA-SAGD). SPE 129847. 2010.

Figura 2.25. Chen, Q., et al., Improving Steam-Assisted Gravity Drainage Using Mobility Control Foams: Foam Assisted-SAGD (FA-SAGD). SPE 129847. 2010.

Figura 2.26. Bagci Suat A., Samuel O.M., et. al., Recovery Performance of Steam Alternating Solvent (SAS) Process in Fractured Reservoirs, Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum, Alberta, Canadá, 12 Junio de 2007, Pág 7.



Figura 2.27. Trigos B. Erika, Rueda Neira Silvia, Nuevas Estrategias de Implementación del Proceso SAGD, Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, UIS Ingenierías, Volumen 9, No. 2, 15 diciembre 2010, pág. 241.

Figura 2.38. Trigos B. Erika, Rueda Neira Silvia, Nuevas Estrategias de Implementación del Proceso SAGD, Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, UIS Ingenierías, Volumen 9, No. 2, 15 diciembre 2010, pág. 242.

Figura 2.29. Trigos B. Erika, Rueda Neira Silvia, Nuevas Estrategias de Implementación del Proceso SAGD, Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, UIS Ingenierías, Volumen 9, No. 2, 15 diciembre 2010, pág. 242.

Figura 2.30. Trigos B. Erika, Rueda Neira Silvia, Nuevas Estrategias de Implementación del Proceso SAGD, Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, UIS Ingenierías, Volumen 9, No. 2, 15 diciembre 2010, pág. 242.

Figura 2.31. Mieres Karinella, Rosal Zulay, Evaluación de Diferentes Procesos de RS en el yacimiento Bach-01, República Bolivariana de Venezuela, Universidad del Zulia, Maracaibo, julio de 2008. Pág. 41.

Figura 2.32. Pérez Argenis J., Camacho U. José, Estado del Arte de las Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Noviembre de 2011, págs. 87.

Figura 2.33. Trigos B. Erika, Rueda Neira Silvia, Nuevas Estrategias de Implementación del Proceso SAGD, Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, UIS Ingenierías, Volumen 9, No. 2, 15 diciembre 2010, pág. 240.

Figura 2.34. Trigos B. Erika, Rueda Neira Silvia, Nuevas Estrategias de Implementación del Proceso SAGD, Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, UIS Ingenierías, Volumen 9, No. 2, 15 diciembre 2010, pág. 240.

Figura 2.35. Trigos B. Erika, Rueda Neira Silvia, Nuevas Estrategias de Implementación del Proceso SAGD, Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, UIS Ingenierías, Volumen 9, No. 2, 15 diciembre 2010, pág. 240.

Tabla 2.1. Collins, P.M., The False Lucre of Low-Pressure SAGD. JCPT, enero 2007, vol. 26, no. 1, pp. 20-27.



Tabla 2.2. Mieres Karinella, Rosal Zulay, Evaluación de Diferentes Procesos de RS en el yacimiento Bach-01, República Bolivariana de Venezuela, Universidad del Zulia, Maracaibo, julio de 2008. Pág. 48.

Tabla 2.3. Camacho U. José A., Pérez O. Argenis J., Estado del Arte de las Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Noviembre de 2011, págs. 13.

Tabla 2.4. Camacho U. José A., Pérez O. Argenis J., Estado del Arte de las Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Noviembre de 2011, págs. 13.

Tabla 2.a. Análisis de la tesis.

Tabla 2.b. Análisis de la tesis.

Tabla 2.c. Análisis de la tesis.



CAPÍTULO 3. DIFERENTES CONFIGURACIONES DE POZOS PARA LA APLICACIÓN DE SAGD

A diferencia de los métodos térmicos convencionales, el proceso SAGD evoluciona constantemente: cada prueba piloto y de laboratorio contribuye con nuevos conceptos y experiencias que hacen al SAGD más eficiente y permiten diversificar su aplicación a distintos campos donde se requieran métodos térmicos para lograr la producción de aceite.

En este capítulo se explican las diferentes configuraciones de pozos existentes para mejorar el proceso SAGD convencional; las consideraciones, ventajas, desventajas y retos que representan cada una de ellas con el fin de dar una nueva visión que nos permita escoger la mejor opción para mejorar la recuperación de hidrocarburos.

Todos estos cambios y mejoras han llevado a nuevos tipos de SAGD (Rodríguez, 2004), los cuales varían:

- 💧 La manera de perforar pozos.
- 💧 La manera de acceder a la zona de interés.
- 💧 El número de pozos a ser utilizados, que pueden ser un solo pozo, un par de pozos o utilizar desde dos hasta ocho pozos.
- 💧 Localización de los pozos dentro del campo.

La selección del tipo de SAGD a ser utilizado se basa en la descripción y características del campo y en una evaluación económica precisa. La mayoría de las reservas de petróleo del mundo están contenidas en yacimientos de aceite pesado y de arenas bituminosas. La recuperación media en yacimientos de aceite pesado y yacimientos de arenas bituminosas, está en un rango aproximado de 5 a 15% para producción en frío de aceite pesado (CHOPS) y para procesos de recuperación in situ con vapor, 30 a 85%. Existen dos razones por lo que esto pasa: primero, las heterogeneidades geológicas en la forma de variaciones en la roca y variaciones en las propiedades roca-fluido y segundo, heterogeneidades en los fluidos en la forma de composiciones variables de fluido. Las heterogeneidades geológicas se refieren a variaciones espaciales en la porosidad, permeabilidad, curvas de permeabilidad relativa, capas de lutitas y de arcillas, etcétera. Las heterogeneidades de los fluidos se refieren a variaciones espaciales de la composición de estos y de sus propiedades tales como viscosidad y densidad.

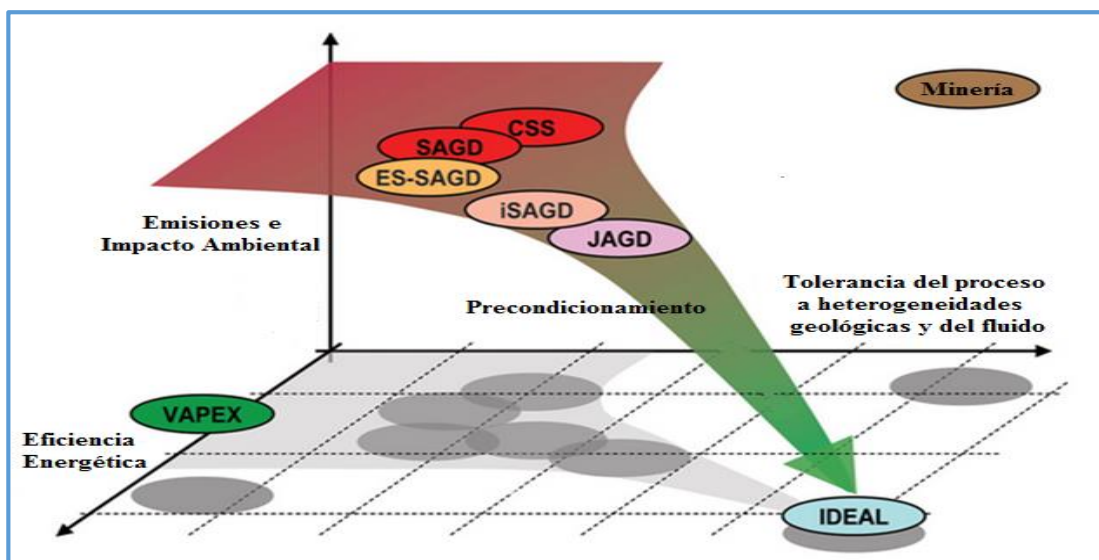


Figura 3.1. En los tres ejes se muestra el comportamiento para procesos de recuperación en arenas bituminosas.



La **figura 3.1**, muestra los tres ejes que definen la recuperación en arenas bituminosas: tolerancia a heterogeneidades geológicas y de los fluidos (geotolerancia), impacto ambiental (emisión de gases y utilización de agua), y eficiencia energética. Un proceso de recuperación tal como la minería es geotolerante, es decir, no importan las heterogeneidades, dado que las arenas son procesadas y el factor de recuperación de aceite es mayor a 90%. Sin embargo, la minería sólo es aplicable para yacimientos someros, además es muy costosa y produce altas emisiones de dióxido de carbono. Los procesos in situ que producen aceite de baja calidad y viscoso, utilizan producción primaria con altas presiones, tal como en la producción en frío de aceite pesado, o bien, utilizan métodos térmicos y/o de solventes para movilizar el crudo reduciendo su viscosidad.

El problema clave de estos procesos es que casi no son geotolerantes, esto es, que su comportamiento resulta afectado adversamente por la geología del yacimiento y la heterogeneidad de los fluidos. También los márgenes de ganancias son pequeños debido a altos costos de inversión y operativos. También, los procesos térmicos producen grandes cantidades de dióxido de carbono y utilizan grandes volúmenes de agua. La minería es tolerante a las heterogeneidades tanto geológicas como en los fluidos pero produce altas emisiones, utiliza altas cantidades de agua y tiene una eficiencia energética relativamente baja. El método SAGD y CSS tienen una eficiencia energética ligeramente mejor y menos emisiones y uso de agua pero no son tan tolerantes a heterogeneidades geológicas y de fluidos. gSAGD es un método SAGD optimizado para la colocación de pozos basado en la distribución de movilidad del aceite. El sistema JAGD será descrito más adelante. El proceso ideal es aquel que resulta tolerante a las heterogeneidades, tiene poco impacto ambiental y alta eficiencia energética.

Los yacimientos de aceite pesado y de bitumen exhiben variaciones significativas en la composición del crudo y en las propiedades de los fluidos, tales como viscosidad del aceite y densidad. El gasto de bitumen en un yacimiento está dado por la ley de Darcy:

$$q_{bit} = -\frac{k A}{\mu L} \Delta P \dots \dots \dots [Ec. 3.1]$$

donde:

q_{bit} : gasto de bitumen [bpd]

k : permeabilidad efectiva al aceite o bitumen [mD]

μ : viscosidad del bitumen [cP]

A : área transversal al flujo

L : longitud [pies]



Esto significa que el gasto de aceite puede ser mejorado con el incremento de la movilidad del aceite o el aumento de la fuerza de empuje, que es el gradiente de presión. En el proceso SAGD, el único control del gasto de producción es la movilidad del aceite debido a que la aceleración de la gravedad es constante. El gradiente de la movilidad del aceite tiene un impacto directo en cómo un pozo horizontal podría inyectar fluidos y producir aceite de un yacimiento. El crecimiento irregular de la cámara de vapor podría ser el resultado de variaciones laterales en la viscosidad. Las heterogeneidades en la movilidad en el arranque del proceso SAGD pueden promover un comportamiento no uniforme en la cámara con un impacto negativo en la producción. Mientras que las variaciones verticales de viscosidad son común a temperaturas de yacimiento, los gradientes de viscosidad son frecuentemente tomados como insignificantes a la temperatura de vapor, aunque varíe la composición del aceite y sus propiedades físicas, excepto por los efectos provocados en la viscosidad debido a la temperatura.

Existen dos requerimientos para cualquier proceso de recuperación de aceite pesado o bitumen: primero, el aceite debe ser móvil y segundo, el aceite debe ser empujado por algún mecanismo hacia el pozo de producción. En SAGD, el vapor libera su calor hacia el bitumen y aumenta su movilidad. Bajo segregación gravitacional, el bitumen móvil fluye a través de la cámara de vapor, hacia el pozo de producción. Este es un proceso que resulta adecuado para yacimientos homogéneos y de alta permeabilidad que tengan una viscosidad de aceite constante. Si se inyecta una unidad de energía en la cima del yacimiento, se tendría un aceite con menor viscosidad y con más movilidad en la cima del yacimiento, a diferencia de si esa misma unidad de energía se inyectara al fondo del yacimiento. Por lo tanto, para una eficiencia energética óptima, la cantidad de aceite movilizado será mayor si el vapor fue inicialmente inyectado en la cima. Esto puede ser logrado perforando un pozo horizontal inyector de vapor en la cima del yacimiento. En una configuración de pozo SAGD, el pozo productor estará 5 m por debajo del pozo inyector. En un yacimiento de 30 m, los 23 m más profundos del yacimiento y que quedarían por debajo del pozo productor, no serán recuperables. Hay un balance entre colocar el pozo de producción lo suficientemente cerca del inyector de manera que permita el crecimiento de la cámara de vapor pero que no afecte la recuperación final del yacimiento. La mejor configuración de pozos en SAGD será aquella donde la gravedad lleve la producción hacia el pozo inferior, los pozos estén lo suficientemente cerca para establecer una comunicación térmica, la producción inicial de aceite sea obtenida de un bitumen con una viscosidad baja, y los pozos estén situados de manera que produzcan aceite también de las partes más

profundas del yacimiento de manera que se obtengan factores de producción razonables.

3.1. Pozo Simple - SAGD (SW – SAGD)

En 1997, Nzekwu planteó el concepto de usar el mismo pozo para realizar la inyección de vapor y producir aceite, llegando a la idea de crear el Single Well Steam Assisted Gravity Drainage (SW -SAGD); este sistema es un proceso similar al SAGD convencional pero utiliza un solo pozo horizontal a través del cual se inyecta vapor y se produce aceite simultáneamente (Elliot, 1999; Singhal, 2000). En un caso típico, el vapor es inyectado desde la punta del pozo mientras los fluidos calentados del yacimiento se producen en el talón del mismo; los mecanismos de recuperación son similares al SAGD típico y su utilidad podría reflejarse en yacimientos de poco espesor donde no es posible perforar dos pozos espaciados verticalmente además de una reducción en los costos de perforación.

3.1.1. Descripción del proceso

El proceso SW - SAGD implica la inyección de vapor y producción de aceite de manera continua y simultánea con el uso de una sólo pozo horizontal. Esto es logrado con dos corrientes de flujo en el pozo:

- ✓ La tubería de producción por donde circula el vapor hasta el final del pozo.
- ✓ El espacio anular por donde fluye el aceite y agua hasta la superficie.

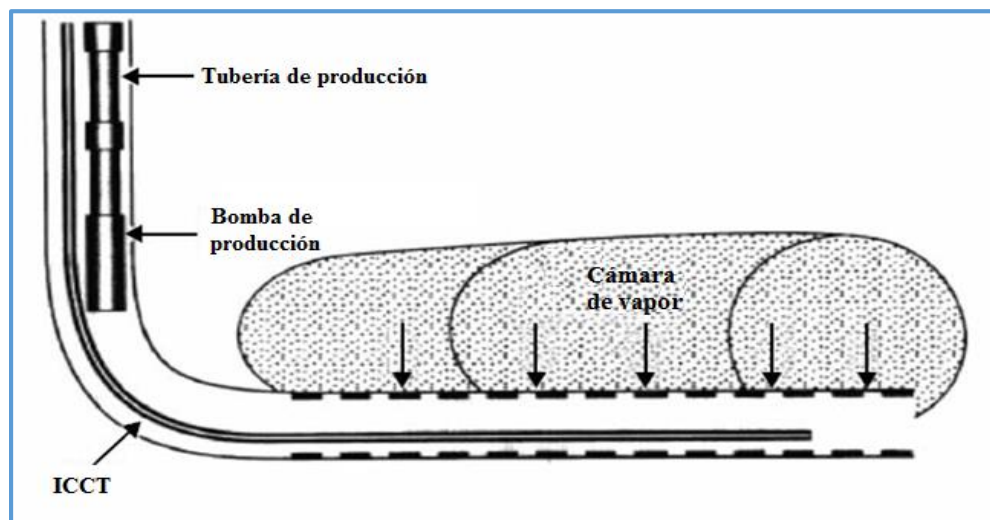


Figura 3.2. SAGD de un solo pozo.

El vapor se inyecta al final del pozo horizontal o punta (toe) a través de tubería flexible aislada y concéntrica con numerosos orificios; una porción de vapor inyectado y el agua caliente condensada regresa a través del espacio anular hacia la sección vertical del pozo o talón (heel). El vapor remanente, igual que el SAGD de doble pozo, crece verticalmente, formando una cámara que se expande hacia el talón, calentando el aceite, bajando su viscosidad y llevándolo por gravedad hacia abajo al espacio anular del pozo, donde es bombeado hacia la superficie a través de una segunda sarta de tubería (**figura 3.2**). Esta técnica fue especialmente desarrollada para ser aplicada en formaciones de bajo espesor (9 m o 30 pies) donde no es posible perforar dos pozos horizontales y obtener las condiciones de operación óptimas. Para la aplicación del SW-SAGD se creó un sistema eficiente y de bajo costo llamado Insulated Concetric Coiled Tubing (Tubería Flexible Concéntrica Aislada) o ICCT (**figura 3.3**).

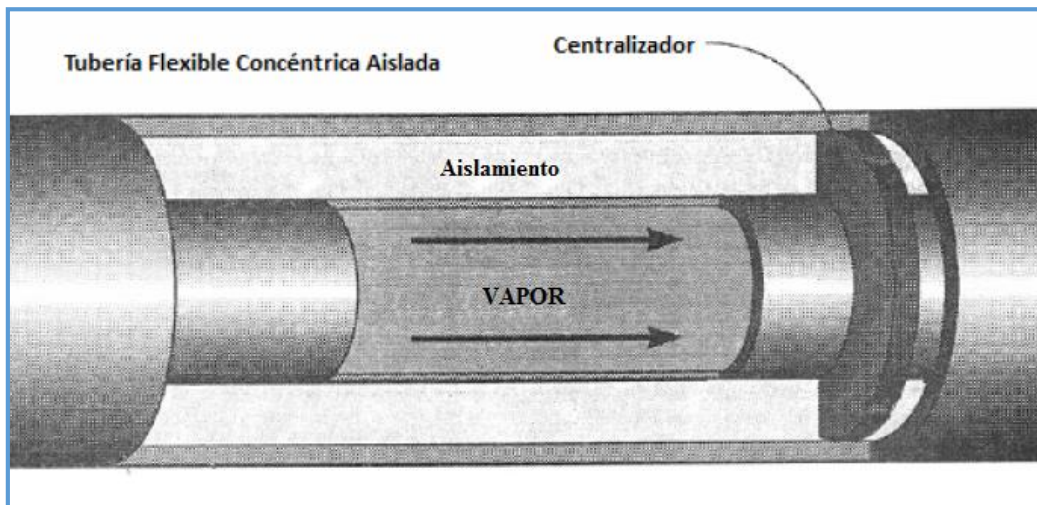


Figura 3.3. Esquema de la tubería flexible concéntrica aislada.

Este sistema básicamente mezcla el pozo inyector de una forma aislada para evitar pérdidas de calor, con el pozo productor propuesto de manera vertical.

3.1.2. Criterios de Selección de Pozos

Elliott y Kovscek realizaron una simulación utilizando los parámetros más relevantes en el yacimiento para realizar sensibilidades en donde obtuvieron las siguientes conclusiones:



- ✓ Es necesario calentar las cercanías de la boca del pozo de una forma rápida e uniforme para reducir la viscosidad del aceite y permitir el drene gravitacional.
- ✓ El yacimiento debe tener el espesor suficiente para permitir un crecimiento significativo de la cámara de vapor.
- ✓ La recuperación en zonas de aceite delgadas no es significativa.
- ✓ La inyección de vapor como predecesor del SW-SAGD, representa el método térmico con mayor eficiente.
- ✓ El SW-SAGD es más aplicable para aceites pesados con una viscosidad inicial de 10 000 cp.
- ✓ La presencia de cantidades relativamente pequeñas de gas en solución ayuda al proceso de recuperación mediante la mejora de la expansión volumétrica del aceite en calefacción.
- ✓ La relación vapor-aceite acumulado no disminuye sustancialmente con el aumento de la distancia entre las regiones del pozo dedicadas a la inyección y producción lo que indica que esta estrategia no mejora el crecimiento cámara de vapor o eficiencia de recuperación.

Se debe tener una buena cementación debido a que al inyectar vapor existe una transferencia hacia la tubería de revestimiento lo cual podría ocasionar su elongación además de problemas de comunicación y aumento de temperatura.

Una pequeña reducción del tamaño del espacio anular ocasiona un gran aumento en la producción de aceite debido a una menor producción de vapor por este. Por su parte, el aumento del diámetro externo del agujero no implica una mayor producción de aceite; se obtuvieron resultados positivos en yacimientos donde existen altas presiones y bajas viscosidades, con una producción primaria significativa por empuje de gas en solución y/o empuje menor de acumulaciones de agua en el fondo. En campos con altos valores iniciales de viscosidad, fuertes empujes por agua y/o problemas de arenamiento se mostraron resultados pobres.

3.1.3. Ventajas

- 💧 Aplicación en yacimientos de poco espesor.



- Una mayor rentabilidad debido al uso de un sólo pozo en lugar de dos.
- Bajos costos en la perforación y terminación.
- Aumento en la recuperación de aceite debido a una mayor área de contacto entre el yacimiento y el pozo.
- No se necesita de diámetros grandes para una mayor producción de aceite.
- Aplicabilidad en una gran variedad de yacimientos incluyendo aguas profundas.
- El uso de una separación mínima entre la tubería y el diámetro del pozo ofrece mejores resultados.
- Debido a su simplicidad el proceso puede llegar a ser genérico.
- La contracorriente del flujo de vapor y aceite calentado a lo largo de pozo horizontal es estable en cuanto a gravedad se refiere. El aceite calentado fluye directamente hacia el pozo productor y no necesita desplazar aceite no calentado.
- Tiene un factor de recuperación alrededor del 60%.

3.1.4. Desventajas

- Es un proceso técnicamente difícil en yacimientos donde el aceite es muy viscoso y no fluye fácilmente.
- Consumo alto de energía

3.1.5. Aplicaciones

Se empleó en un proyecto en el campo Lake Field, Alberta, Canadá en donde se perforó un pozo horizontal de aproximadamente 850 metros de longitud el cual fue instalado en un yacimiento con un espesor promedio neto de 12 a 16 metros de arena bituminosa; El yacimiento contenía aceite tenía 12° API con una permeabilidad de 3400 md. No hubo intentos de precalentamiento del yacimiento antes de la



iniciación del SW –SAGD. La respuesta de producción de aceite fue lenta y gradual hasta incrementarse a más de 600 BOPD. La relación de vapor aceite acumulada fue entre 1 y 1.5 para la mitad del año.

McComark et al., también describen la experiencia de operación con 19 instalaciones de pozos mediante el SW-SAGD. El desarrollo para aproximadamente dos años de producción fue mixto. De los siete proyectos piloto, cinco fueron suspendidos o convertidos en otras técnicas de producción debido a la pobre producción.

El proceso fue aplicado a 5 pozos en Celtic, operados por Mobil Oil Canada, durante 1996-1998. Se implementó el uso de bache nitrógeno en el espacio anular, alrededor de la tubería de inyección/producción, para crear un aislamiento extra a la tubería por donde se inyectó el vapor. El uso de nitrógeno ayudó a reducir la presión de fondo. Se lograron rangos diarios de producción de 75.478 bpd por sus primeros 18 meses con una relación de vapor-aceite de 1.2 y 1.4.

3.2. Pozo Vertical Simple SAGD Multiproductor

Debido a que el rendimiento de la configuración SAGD convencional puede verse afectado significativamente por formaciones de baja permeabilidad vertical, capas de lutitas intercaladas, profundidades someras y zonas ladronas, que impactan en el crecimiento vertical de la cámara de vapor en un tiempo adecuado, causando gastos de producción más bajos y relaciones vapor-aceite más altas, Hocking y Walters, propusieron una alternativa en 2013, que implica la configuración del pozo simple SAGD con terminaciones o pozos productores localizados en planos verticales a diferentes azimuts (múltiples productores) alrededor de la zona de interés.

La incorporación de múltiples productores a un solo pozo vertical simple SAGD mejora el rendimiento por encima del proceso SAGD convencional, por lo cual se propone como un nuevo sistema de terminación de pozos mejorado térmicamente para la recuperación de aceite pesado y bitumen en arenas no consolidadas, donde los métodos de recuperación térmicos convencionales, tales como SAGD y CSS tienen limitaciones debido a problemas geológicos. Esta tecnología se ha aplicado en campos de poca profundidad; sin embargo, recientemente se ha ampliado a rangos mayores de 500 metros (Hocking et al., 2011 y 2013) por lo que no se encuentra limitada por la profundidad, pero sí por la dureza de la formación; es aplicable en formaciones pobremente cementadas.

Un par de pozos horizontales (SAGD) tiene opciones limitadas para lidiar con las variabilidades geológicas dentro de la zona de interés. En muchos casos, debido a la presencia de tal variabilidad, la única opción es localizar el sistema SAGD en otro lugar y ya no recuperar tales reservas.

3.2.1. Estimulación de Formaciones Débilmente Cementadas

La estimulación de formaciones débilmente fracturadas no es un proceso de fracturamiento idéntico al que ocurre en rocas duras debido a que la formación débil tiene una resistencia mínima y ninguna resistencia a la fractura. Para formar estas zonas productoras, se necesita que la TR sea dilatada durante o justo antes del proceso de inyección, y se forman zonas planas y verticales con un azimut controlado. Para que el proceso sea repetible y controlado se necesitan: (1) un sistema de TR dilatado (**figura 3.4**), (2) un fluido viscoso para el tratamiento de estimulación, y (3) control del gasto de bombeo.

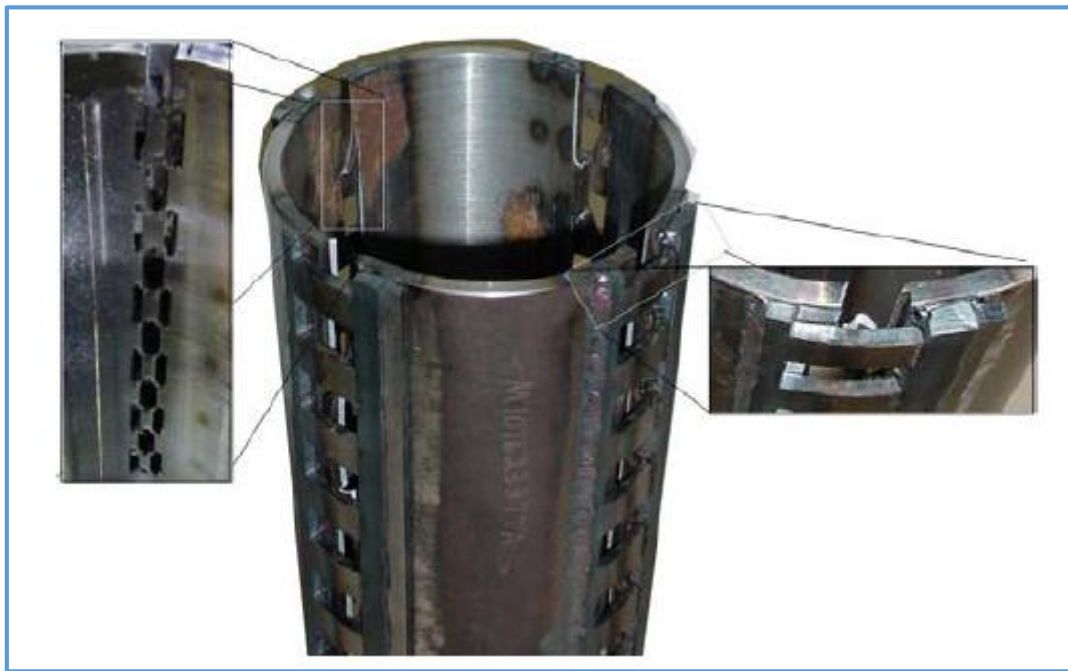


Figura 3.4. Tubería de revestimiento dilatada de 4 ½ " J-55, de 4 alas.

3.2.2. Pozo Vertical Simple SAGD Multi-Azimut

En esta configuración se presenta un pozo central vertical que funciona como inyector/productor con zonas apuntaladas en planos verticales a diferentes azimuts; tales planos abarcan desde la cima hasta el fondo de la zona productora (**figura 3.5**).

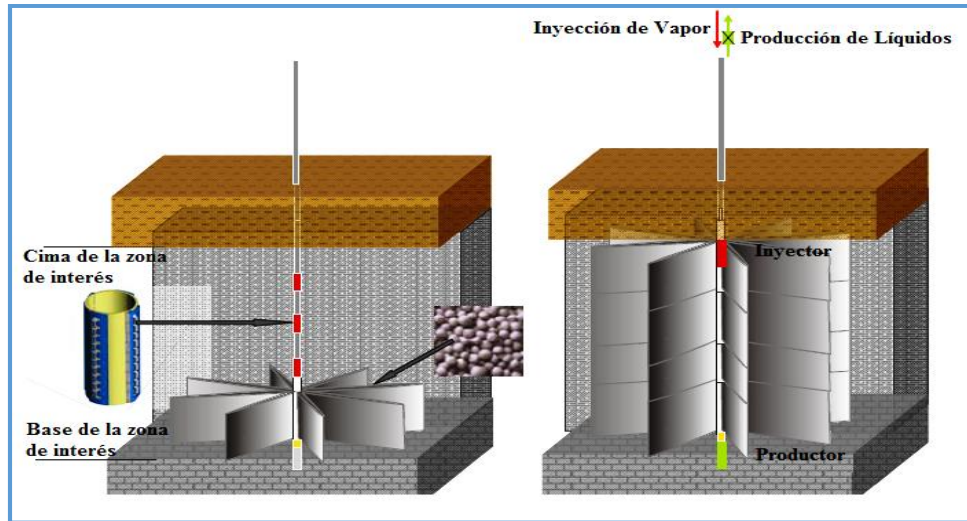


Figura 3.5. Pozo Vertical Simple SAGD con multi-azimut.

3.2.2.1. Proceso

El vapor es inyectado en la cima de la zona de interés y los líquidos son extraídos desde el fondo, el pozo opera en modo SAGD, es decir, en inyección continua de vapor y en extracción continua de líquidos, resultando en una producción máxima alcanzada dentro de los treinta a cuarenta días. El vapor se inyecta a través de un tubo aislado al vacío (VIT) y los líquidos son producidos por medio de una tubería de producción paralela, en el mismo pozo. El control de la trampa de vapor es mantenido por una carga adecuada de líquido sobre la tubería de producción como en el SAGD convencional. La cámara de vapor se desarrolla inmediatamente en la parte superior de la zona de interés con un mejor comportamiento debido al efecto de la gravedad sobre el área de drene y un favorable gradiente de vapor.

Las barreras de lutitas y la baja permeabilidad vertical no tienen ningún efecto sobre el gasto de producción y la relación vapor-aceite (SOR), siempre que los planos verticales se pongan de forma continua a través de la zona de interés; también, debido a que la cámara de vapor inicialmente migra de forma lateral y luego hacia abajo, las zonas ladronas tienen un impacto mínimo en el rendimiento del sistema. El crecimiento hacia arriba de las cámaras de vapor en el esquema SAGD convencional se deteriora considerablemente debido a las barreras de lutitas, la baja permeabilidad vertical y las zonas ladronas, lo que resulta en un bajo gasto de producción y una alta relación vapor-aceite.



3.2.2.2. Ventajas

- La permeabilidad vertical y la presencia de zonas ladronas horizontales tienen poco impacto sobre la relación vapor-aceite y el gasto de producción.
- No tiene limitaciones en cuanto a la profundidad.

3.2.2.3. Desventajas

- Sólo se ha llevado a nivel de simulación.
- Está limitado por la dureza de la formación; sólo es aplicable en formaciones pobremente cementadas.

3.2.2.4. Comparación de SAGD Convencional y Pozo Simple SAGD (S-W SAGD) con Multi-Azimut

Las simulaciones de yacimientos de SAGD convencional pueden ser poco confiables debido a la dificultad de estimar la permeabilidad vertical de la formación y su impacto significativo en el rendimiento de SAGD. Un pozo simple SAGD (S-W SAGD) vertical, con varios azimuts, puede ser virtualmente independiente de la permeabilidad vertical de la formación, lo que permitiría simulaciones con un alto grado de confiabilidad.

Para fines de comparación, se tomaron un par de pozos SAGD convencional de la empresa Suncor en las arenas de Athabasca. Los datos del par de pozos son de 100 m de espaciado superficial y con una longitud de 700 m, en un canal de arenas de 35 m, que fueron comparados con simulaciones térmicas de yacimiento para cuatro pozos simples SAGD verticales, con un espaciado de 2 Ha. Todos los análisis fueron realizados usando un simulador térmico de yacimientos llamado TRS-Therm de Taurus Reservoir Solution.

Se modeló el sistema de pozo simple SAGD multi-azimut en una zona productora de 35 m de espesor, en canales de arena en McMurray, con una permeabilidad horizontal de 4 darcies y una permeabilidad vertical de 2 darcies, una porosidad de 0.35, y una saturación inicial de aceite de 0.8. Se inyectó vapor con calidad de 98% a una presión constante de 1,750 kPa. La roca sello se modeló como una roca sello típica de McMurray. Los ocho planos permeables con distintos azimut tenían cada uno 2.5 cm de ancho, 40 m de longitud, y una permeabilidad de 1,200 darcies. Los planos permeables se consideraron como verticalmente continuos a través de toda la zona de interés. El comportamiento operativo del pozo fue calculado para un solo

pozo en un grupo de pozos en un espacio de 2 Ha (un espaciamento aproximado de 152 m entre pozos). La producción máxima de aceite ocurrió entre los 30 y 45 días desde el arranque y después se mantuvo casi constante antes de caer a los 1,000 días aproximadamente. Se recuperó un 50% de las reservas originales en un tiempo cercano a los 1,800 días, con una cSOR disminuyendo rápidamente desde el arranque hasta un valor de 2.1 al día 2,500.

El sistema de pozo simple SAGD con multi-azimut fue comparado con un par de pozos SAGD convencional de Suncor, en MacKay River. Los pozos horizontales tienen 700 m de longitud con un espaciamento de 100 m, operando a 1,750 kPa de presión de vapor. Para comparar el comportamiento de los dos sistemas, se compararon los cuatro pozos simples SAGD multi-azimut contra el par convencional. El costo de inversión de estos dos sistemas fue similar, y los cuatro pozos cubriendo las 2 Ha tenía reservas comparables al par SAGD convencional. El comportamiento de estos dos sistemas se muestra en la **figura 3.6** tanto en gasto de producción de aceite, como en producción acumulada y en cSOR. Los cuatro pozos simples superaron al sistema convencional casi por un factor de dos (es decir, fueron casi el doble de rápido con cSOR comparables).

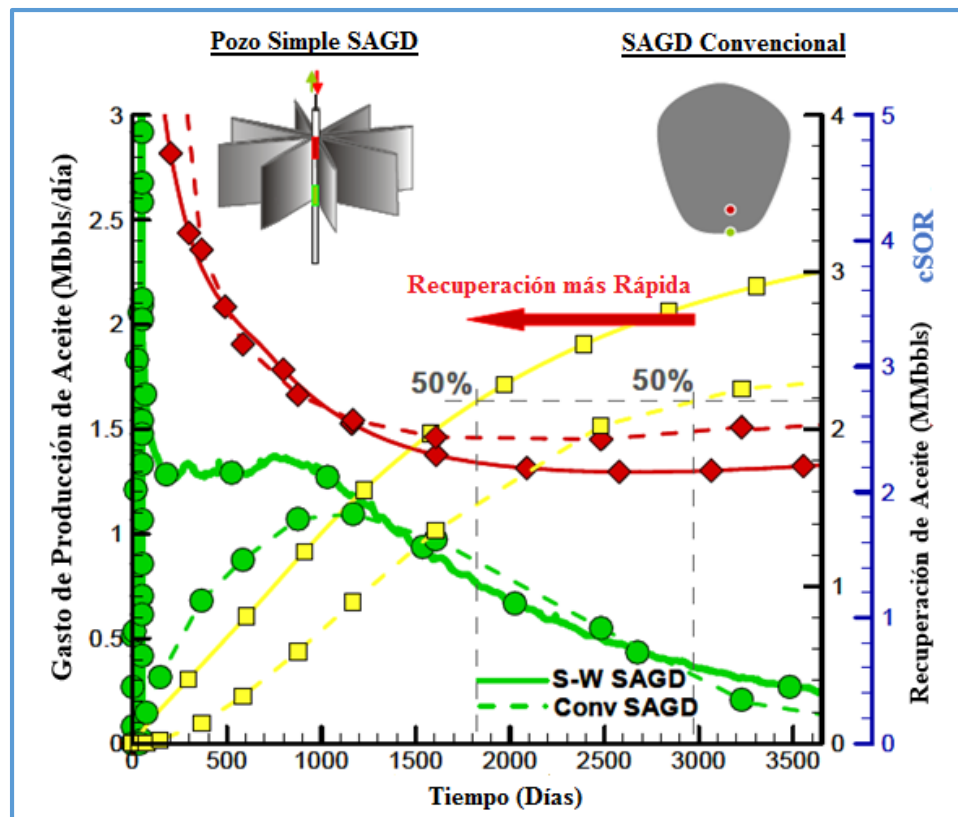


Figura 3.6. Producción de aceite y cSOR de los cuatro pozos simples SAGD (S-W SAGD) versus par convencional SAGD en McMurray.

3.2.3. Pozo Vertical Simple SAGD con Múltiples Productores (M-W SAGD)

Además del pozo vertical simple SAGD con multi-azimuts se probó otra configuración alterna que de igual manera implica un pozo central vertical simple siendo a la vez productor-inyector. En el esquema M-W SAGD (por sus siglas en inglés Vertical Single-Well SAGD with Multiple Producers) se tiene un pozo vertical productor-inyector el cual se encuentra rodeado de pozos productores verticales en diferentes azimuts, tal como se muestra en la **figura 3.7**.

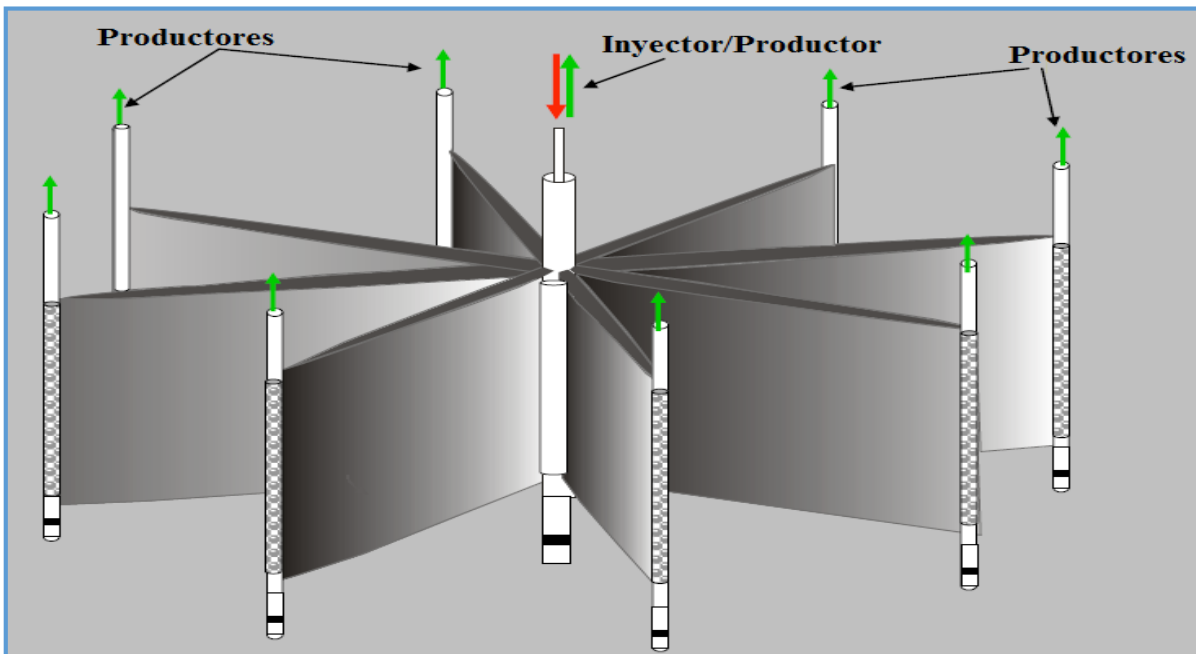


Figura 3.7. Esquema Pozo Vertical Simple SAGD con Múltiples Productores

3.2.3.1. Proceso

El pozo central posee la misma configuración que el pozo vertical simple SAGD con multi-azimuts, es decir, inyecta el vapor a través de un tubo aislado al vacío (VIT) y los fluidos los produce por medio de una tubería de producción paralela. Los pozos alrededor poseen un diámetro menor al central con solamente dos alas.

Según simulaciones realizadas la eficiencia de la segregación gravitacional del sistema es virtualmente independiente de la geología, siempre que los planos verticales en múltiples azimuts se encuentren de forma continua en todo el espesor de la zona productora y conecten hidráulicamente a los pozos.



3.2.3.2. Ventajas

- Una relación vapor- aceite (SOR) inferior de 1.5, en comparación con una relación de 2.5 en SAGD.
- Una reducción del 40% tanto CAPEX como OPEX, en comparación con la configuración SAGD típica.
- Un gasto de producción hasta cuatro veces más rápido que en el proceso SAGD.

3.2.3.3. Desventajas

- Sólo se ha llevado a nivel de simulación.
- Está limitado por la dureza de la formación; sólo es aplicable en formaciones pobremente cementadas.

3.2.3.4. Comparación de un SAGD Convencional vs un Pozo Simple SAGD con Múltiples Productores

Se hizo una simulación utilizando TRS-Therm con un pozo simple central, de seis alas, de múltiples azimuts, con pozos circunferenciales en arenas de McMurray, de 35 m de espesor, con una permeabilidad horizontal de 4 darcies y permeabilidad vertical de 2 darcies, una porosidad de 0.35, y una saturación inicial de aceite de 0.8. Se inyectó a través del pozo central vapor con una calidad de 98%, a una presión de constante de 1,750 kPa. La roca sello fue simulada con las características de una roca sello típica de McMurray. Los seis planos permeables tenían cada uno 2.5 cm de ancho y una permeabilidad de 1,200 darcies. Los planos permeables fueron supuestos como verticalmente continuos a través de todo el espesor de la zona de interés y continuos entre el pozo central y los pozos circunferenciales. El comportamiento operativo del pozo fue calculado para un solo pozo simple en un grupo de cuatro pozos que cubrían un área de 2 Ha (152 m aproximadamente de espaciamiento entre el pozo central y cada pozo vecino).

La producción máxima de aceite fue alcanzada entre los 30 y 45 días desde el arranque y se mantuvo una producción constante hasta antes de caer a los 500 días, aproximadamente. Cercano a los 800 días, se obtuvo una recuperación del 50% de las reservas, con una cSOR cayendo rápidamente desde el arranque hasta un valor de 1.5 al día 1,000.

El sistema de pozo simple SAGD con múltiples productores fue comparado con un par de pozos SAGD convencional de Suncor, en MacKay River. Los pozos horizontales tienen 700 m de longitud con un espaciamiento de 100 m, operando a 1,750 kPa de presión de vapor. Para comparar el comportamiento de los dos sistemas, se compararon los cuatro pozos simples SAGD multiproductores contra el par convencional. El costo de inversión de estos dos sistemas fue similar, y los cuatro pozos cubriendo las 2 Ha, las cuales tenían reservas comparables al par SAGD convencional. El comportamiento de estos dos sistemas se muestra en la **figura 3.8**, tanto en gasto de producción de aceite, como en producción acumulada y en cSOR. Los cuatro pozos simples con múltiples productores superaron al sistema convencional casi por un factor de cuatro (es decir, fueron casi cuatro veces más rápidos) y con una cSOR mucho menor de 1.5 con multiproductores, comparada con una cSOR de 2.5 para convencional. La cSOR menor resultó en una reducción significativa de aproximadamente un 40% tanto en CAPEX como en OPEX para el sistema multiproductor comparado con el sistema convencional.

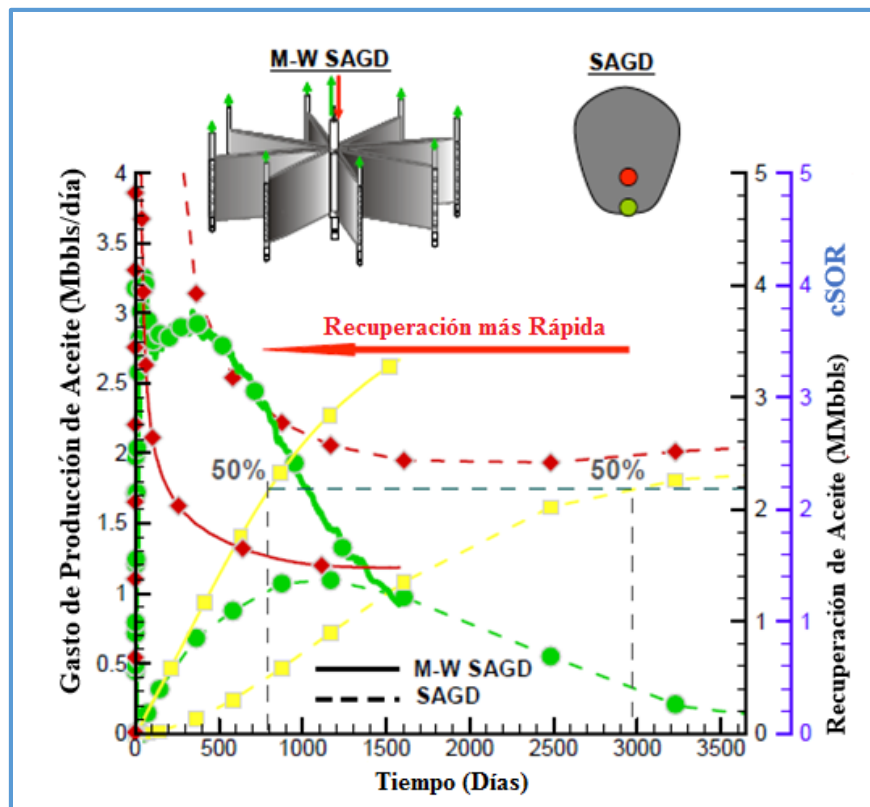


Figura 3.8. Producción de aceite y cSOR para los cuatro pozos simples SAGD con productores múltiples (M-W SAGD) contra par convencional SAGD en McMurray.

3.3. Pozo en J (JAGD)

Esta configuración, llamada JAGD o pozos SAGD en J, fue propuesta por Gates et al. en 2007, e involucra un pozo en forma de J y el proceso SAGD; esta configuración era antes conocida como JAGASS (pozo J y Gravity Assisted Steam Stimulation, o pozo en J y gravedad asistida por estimulación de vapor).

3.3.1. Descripción del proceso

En esta configuración, el pozo inyector de vapor está localizado en la cima del yacimiento y tiene prácticamente una trayectoria horizontal. El pozo productor consiste en un pozo inclinado tipo J, el que desde una vista transversal y plana está alineado con el pozo inyector superior. La punta del pozo productor está localizada varios metros por debajo del pozo de inyección, mientras que su talón (heel) está localizado cerca del fondo del yacimiento. Por lo tanto, el pozo J intersecta la mayoría del yacimiento, atravesado heterogeneidades geológicas a través del yacimiento, como se muestra en la **figura 3.9**.

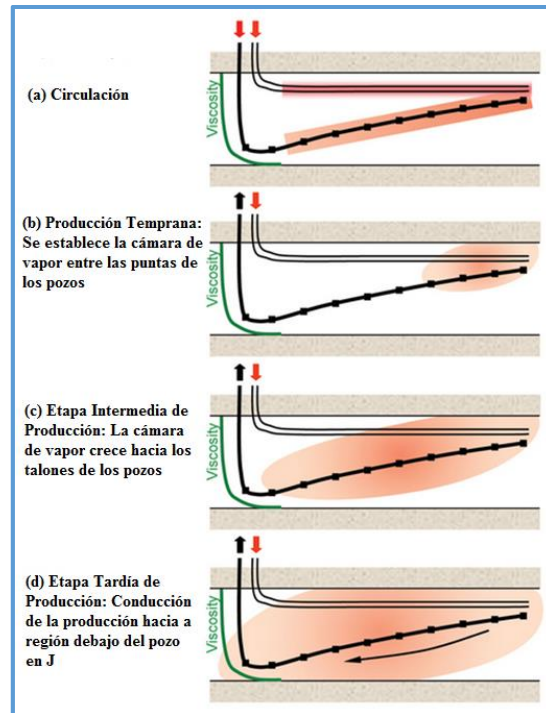


Figura 3.9. Configuración JAGD: (a) se establece la circulación del vapor para establecer comunicación térmica entre los dos pozos en la punta, (b) cambio de inyección de vapor y producción del pozo en J para establecer una cámara de vapor entre los pozos, (c) conforme la producción continúa, la cámara de vapor se extiende hacia el talón del par de los pozos, y (d) la cámara de vapor alcanza el talón del par de pozos y el calor aumenta la temperatura de la región debajo del pozo en J y continúa la producción de aceite.



El proceso JAGD opera de manera similar al SAGD, como se muestra en la **figura 3.9a**, antes de la producción, se establece comunicación térmica con la circulación de vapor, entre las puntas de los pozos de inyección y de producción. Debido a que esto se realiza solamente a una longitud relativamente pequeña de los pozos comparado con SAGD, donde la comunicación ocurre a lo largo de la longitud completa de los pozos, el periodo de circulación para JAGD es menos energético y de duración más corta que SAGD. Después de que se logra concretar la comunicación térmica, el vapor es inyectado e inicia la producción del pozo inferior como se muestra en la **figura 3.9b**. El bitumen calentado en las puntas de los pozos es producido y la cámara comienza a declinar. En los límites de esta pequeña cámara, el bitumen fluye bajo la gravedad hacia el pozo productor. En la base de la cámara, el condensado de vapor y el bitumen se acumulan y son producidos. En JAGD, el utilizar un intervalo más corto implica más control de la cámara de vapor sobre y dentro del pozo productor, comparado con SAGD. En la **figura 3.9c**, con la inyección continua de vapor, el bitumen movilizado es drenado no solamente de manera horizontal, sino que también es drenado en dirección hacia arriba (de talón hacia la punta) conforme la cámara de vapor evoluciona hacia el talón del pozo J. También, conforme esto ocurre, la cámara de vapor penetra en porciones más profundas del yacimiento, accediendo al bitumen en las partes más bajas del yacimiento. Con el calor que es conducido por la cámara hacia las porciones del yacimiento que están por debajo del pozo en J, el aceite eventualmente es drenado en dirección hacia arriba a través del talón del pozo en J (**figura 3.9d**). Esto hace que el factor de recuperación sea similar a SAGD.

3.3.2. Ventajas

- 💧 **Objetivos más valiosos.** JAGD primero produce bitumen de las regiones superiores del yacimiento, este bitumen resulta ser el más valioso, con menor viscosidad, y densidades API mayores.
- 💧 **Volumen de vapor reducido.** JAGD inicia con una cámara de vapor relativamente pequeña en la punta de los pozos, por lo que la utilización de vapor es menor en esta etapa del proceso, de lo que sería utilizando SAGD. La formación de la cámara a lo largo del pozo de inyección será mejor que en SAGD porque la cámara crece de la punta de un pozo hacia la punta del otro, en lugar de crecer al mismo tiempo a lo largo de todo el inyector.
- 💧 **El pozo en J, alcanza la mayor parte del yacimiento.** El pozo en J cubre prácticamente todo el espesor del yacimiento. El flujo de fluidos que habría



sido afectado por barreras verticales en SAGD, no sufrirían en la misma medida en JAGD.

- 💧 **Control local de la trampa de vapor.** La acumulación de líquidos sólo existe en la base de la cámara.
- 💧 **Direcciones múltiples de segregación por gravedad.** El bitumen movilizado se drena a lo largo de los límites de la cámara de vapor y paralelamente a los pozos.

Pueden ser aplicadas distintas modificaciones a JAGD para mejorar el proceso. Por ejemplo, se puede utilizar un empacador o válvulas de control para mejorar la evolución de la cámara de vapor a lo largo de los pozos. También, antes de perforar el pozo en J, si la viscosidad del aceite es lo suficientemente baja y hay suficiente empuje por gas en solución en las partes superiores del yacimiento, el pozo superior inicialmente puede ser operado como un pozo productor en frío. Después de que la producción en frío ya no resulte rentable, sería utilizado el pozo superior como inyector de vapor.

3.3.3. Desventajas

El proceso aún no se ha probado en campo, sólo se cuentan con datos de simulaciones.

3.3.4. Aplicación

Si bien hasta el momento no se ha realizado ninguna prueba de campo, sí se cuentan con simulaciones. El proceso JAGD ha sido simulado utilizando el simulador térmico CMG STARS y comparado con un proceso equivalente SAGD en el mismo yacimiento. En el modelo SAGD, un solo par de pozos es colocado al centro del yacimiento. La longitud de cada pozo es de 700 m. La localización del pozo de producción es de 2 m por encima del fondo del yacimiento y el espaciamiento entre los pozos es de 5 m. Antes de que comience a producir, ocurren tres meses de circulación de vapor para establecer comunicación térmica. Después de que la circulación de vapor está lista, el proceso SAGD inicia con la inyección de vapor a 1,000 kPa y los fluidos son producidos del yacimiento. En el modelo JAGD, el pozo de inyección de 700 m está localizado 3 m por debajo de la cima del yacimiento y el espaciamiento entre las puntas de los pozos es de 5 m. El pozo de producción está inclinado para que el talón del pozo esté 2 m sobre la base del yacimiento. El talón

del pozo productor está directamente debajo del talón del inyector. Igualmente que en el modelo SAGD, la circulación de vapor ocurre por 3 meses. Después de que el pozo es puesto a producir, el pozo superior inyecta vapor a 1,000 kPa.

En la **figura 3.10** se compara la producción acumulada de aceite tanto en operaciones SAGD como en JAGD, considerando un perfil de viscosidades que varía en dirección vertical de 8,000 cP en la cima del yacimiento, hasta 250,000 cP en el fondo del mismo, como se muestra en la **figura 3.11**. Además el espesor del yacimiento es de 32 m y sus condiciones iniciales son de 10 °C y 2,600 kPa.

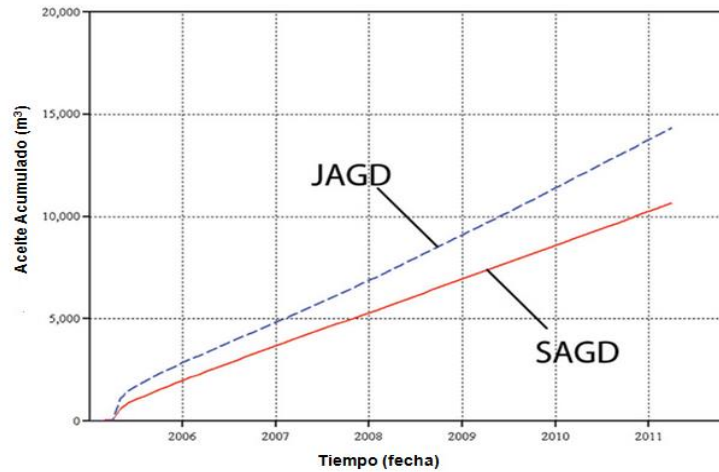


Figura 3.10. Comparación de la producción acumulada en SAGD y JAGD en el yacimiento con un perfil heterogéneo de viscosidades.

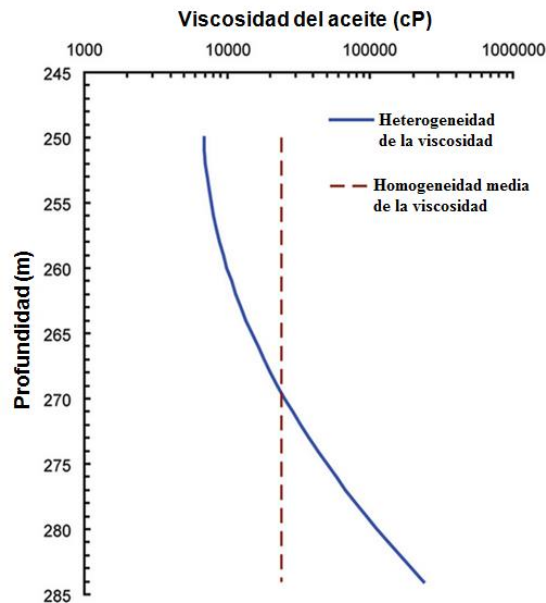


Figura 3.11. Distribución de la viscosidad contra la profundidad utilizada en el modelo de simulación del yacimiento. La viscosidad homogénea vertical es la viscosidad media de la distribución heterogénea.

Los resultados muestran que el proceso JAGD produce más aceite que SAGD en un periodo de siete años. Los gastos iniciales son mayores en JAGD debido a que la cámara de vapor está alcanzando el aceite con menor viscosidad en el yacimiento. La **figura 3.12** muestra la relación de cSOR (relación vapor-aceite acumulada). Los resultados muestran que la utilización de vapor por unidad de volumen de bitumen producido está entre 50 y 65% de lo que se utilizaría en SAGD para producir lo mismo; la eficiencia térmica de JAGD es significativamente mayor que en SAGD.

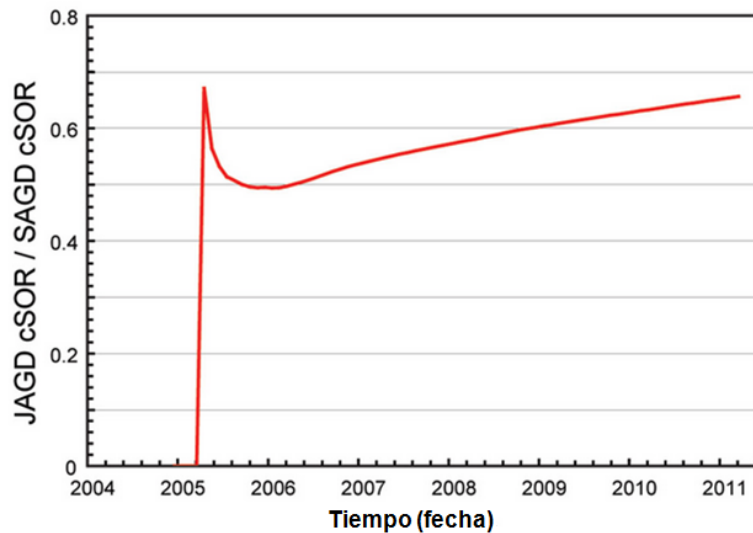


Figura 3.12. Comparación de la eficiencia energética de JAGD contra SAGD en la simulación.

En conclusión, la característica definitiva en las arenas bituminosas es una gran variación en las propiedades de los fluidos, tales como la viscosidad del aceite. Estas variaciones están relacionadas con las densidades API y viscosidades del aceite. Típicamente, el fondo del yacimiento contiene los crudos más biodegradados, densos y viscosos.

3.4. SAGD Cruzado (XSAGD)

Una de los métodos más recientes, inspirados en el SAGD es Cross-SAGD, o también conocido por sus siglas XSAGD, el cual plantea básicamente una variación geométrica del proceso convencional. Los pozos siguen siendo horizontales aunque son colocados en planos distintos, esta pequeña variación en la ubicación de los pozos puede generar grandes ventajas para alcanzar el máximo factor de recuperación de un yacimiento. Fue presentado en el año 2005 por John Stalder de ConocoPhillips.

3.4.1. Descripción del Proceso

Uno de los problemas del SAGD es la posibilidad de que el sistema entre en un “cortocircuito” después de unos años de producción; por cortocircuito se entiende que el pozo inferior empiece a producir directamente el vapor inyectado por el pozo superior, por lo que el aceite producido sería mínimo comparado con la producción de vapor y, las pérdidas monetarias generadas serían considerables.

La principal característica de este método es crear una malla de pozos de producción e inyección (**figura 3.13**). La técnica de operación es alternar los puntos de inyección y de producción, de acuerdo a tiempos específicos para minimizar “cortos circuitos del vapor” y por consiguiente, mejorar el control de la trampa de vapor y la producción. El concepto es perforar pozos de inyección sobre los pozos de producción con espaciamientos similares a los utilizados en SAGD, pero los inyectores son perpendiculares a los productores. Porciones de los pozos cerca de las intersecciones se conectan después de un periodo de inyección de vapor, o el diseño de terminación puede restringir el flujo cerca de estos puntos desde el inicio. La operación de conexión o el diseño de terminación restringido bloquean el corto circuito entre los pozos en los puntos de cruce. La distancia lateral se incrementa entre los segmentos inyectores y productores de los pozos mejorando el control de la trampa de vapor.

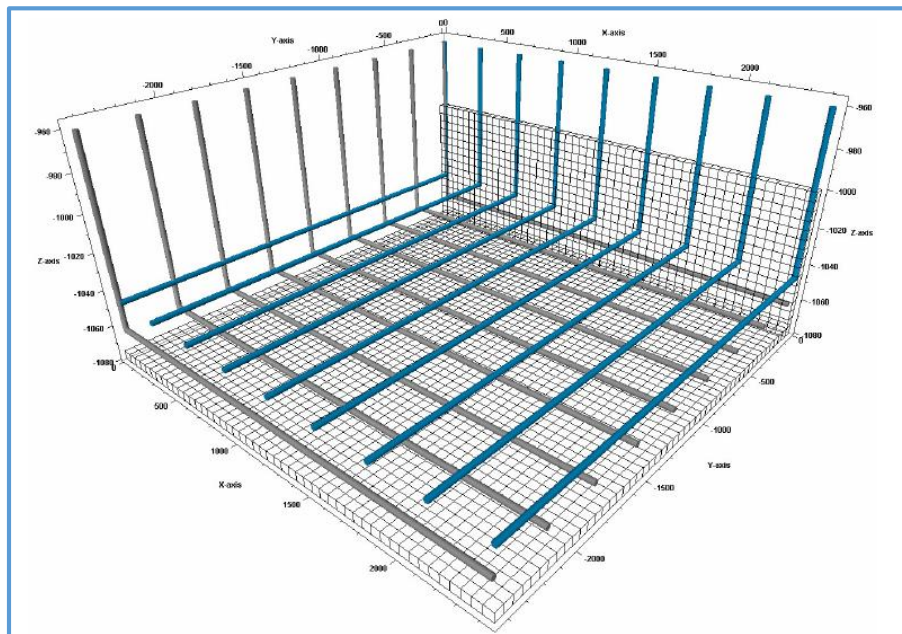


Figura 3.13. Modelo XSAGD.

3.4.2. Ventajas

El estudio de Stalder indicó que XSAGD tiene una mayor ventaja sobre el sistema SAGD convencional a presiones bajas (1,500 kPa) que a presiones altas (3,000 kPa).

El proceso XSAGD ofrece ventajas sobre el SAGD para producir en arenas de poco espesor, entre 10 y 40 m, y/o con poca presión. Con la combinación tanto de la segregación por gravitación y desplazamientos laterales, XSAGD puede acelerar la recuperación, reducir los requerimientos de vapor y mejorar el potencial económico comparado con SAGD. En la **figura 3.14** se muestra la configuración de un par de pozo XSAGD.

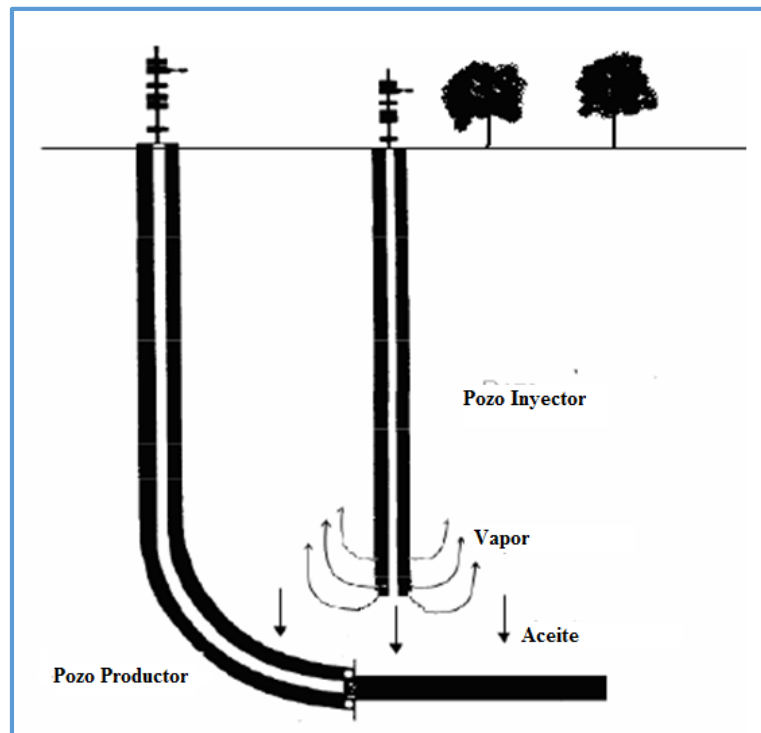


Figura 3.14. Configuración esquemática de XSAGD. Donde ambos pozos son pozos horizontales (el pozo inyector está visto desde la punta hacia el talón).

3.4.3. Desventajas

El sistema XSAGD puede ser implementado de mejor manera para varios productores adyacentes con varios inyectores perpendiculares para tener, más o menos, un desarrollo rectangular.



De acuerdo a Stalder (2007), existen dos consecuencias con XSAGD:

- I. Solamente los puntos cerca del cruce de los pozos son efectivos al establecer la cámara de vapor inicial, en lugar de que la establezca la longitud total del pozo. Esto restringe la producción inicial y los gastos de inyección.
- II. Las operaciones de conexión requieren costos adicionales y suponen un reto, ya que se tienen que conectar selectivamente pozos calientes para que operen dentro de la cámara de vapor.

Se esperaría que el proceso XSAGD enfrentara algunos retos muy serios: un periodo de inicialización extendido, una tasa de producción inicial baja y operaciones complicadas.

Existen un número de métodos de control mecánico tales como una sarta de TP perforada que puede ser reposicionada para redistribuir la inyección o la producción a lo largo del pozo horizontal en lugar de utilizar procesos de conexión. También se pueden utilizar otros componentes como empacadores, válvulas, sargas de inyección múltiples, o diseños innovadores de pozos.

También se puede añadir que el proceso XSAGD requeriría un CAPEX inicial alto, ya que sería difícil, si no imposible, realizar una prueba piloto con un número menor de pozos, simplemente XSAGD no está diseñado para un solo par de pozos, si no para múltiples inyectores cruzando de manera perpendicular y por arriba a múltiples productores. Esto incrementa el riesgo inicial. Stalder hizo un estudio comparativo entre XSAGD y SAGD con modelos de simulación numéricos representando un yacimiento homogéneo de bitumen. Sus resultados indicaron que XSAGD tiene la ventaja de acelerar la recuperación, alcanzar una mejor eficiencia térmica con la reducción de la cSOR y favoreciendo las operaciones a baja presión (hasta 1,500 kPa).

3.5. SAGD con Pozos más Largos

Desde el descubrimiento de las arenas bituminosas, muchas técnicas han sido probadas y mejoradas, con el fin de recuperar la mayor cantidad de bitumen para su consumo energético. Uno de los métodos de recuperación de bitumen que ha sido ampliamente utilizado, es SAGD.



3.5.1. Descripción del Proceso

Uno de los factores que debe ser considerado en los proyectos comerciales, es la optimización de la longitud de los pozos horizontales. Típicamente, las secciones horizontales de los pozos SAGD miden desde 500 hasta 700 m. Existe un gran potencial económico en los proyectos SAGD con pozos horizontales más largos. Por lo que el proceso consistiría en construir un número menor de pozos más largos para abarcar la misma área que se cubriría un número mayor de pozos convencionales SAGD.

3.5.2. Ventajas

Un pozo más largo tiene la habilidad de alcanzar una longitud mayor en el yacimiento con un solo pozo, longitud que sólo podría ser alcanzada con pozos múltiples. Cuando se perforan pozos múltiples, se necesita también construir múltiples peras, una para cada grupo de pozos. Por lo que, para abarcar un yacimiento determinado, el costo de una pera promedio será menor para pozos más largos.

Otra ventaja significativa en el costo para los pozos más largos, es que se necesitan menos risers (utilizados en la sección de construcción o build up section, que es donde el pozo cambia de inclinación, normalmente de 0° o vertical, a 90° u horizontal). Esta sección, construida de risers, tiene un costo significativamente mayor que la sección horizontal debido a que generalmente es mucho mayor en diámetro. Si se disminuye el número de pozos en el diseño, utilizando pozos de mayor longitud, el costo de todas las secciones de risers, disminuye significativamente.

3.5.3. Desventajas

A pesar de las posibles ventajas económicas, hay desventajas potenciales asociadas a los pozos de longitud mayor. Primero, debido a las heterogeneidades del yacimiento, es posible que se forme una cámara de vapor no uniforme a lo largo de la longitud del yacimiento. Una cámara de vapor no uniforme, es una cámara de vapor dentro del yacimiento en donde la propagación de vapor está desbalanceada. Este desbalance puede afectar la producción y la recuperación de bitumen debido a que la producción puede estar concentrada en algunas áreas pero limitada en otras. Todo esto conlleva a un yacimiento con áreas que no están bien explotadas.



La segunda desventaja de usar pozos con mayores longitudes, es el costo asociado con tuberías de revestimiento y de producción más largas, requeridas para estos pozos. Además se podrían necesitar terminaciones mayores para minimizar la caída de presión horizontal, esto podría contrarrestar los ahorros ganados al perforar el pozo.

Perforar las secciones horizontales es un reto desde la perspectiva de perforación debido a que puede ocurrir una desviación y el aparejo de fondo podría irse hacia otra parte del yacimiento, por lo que se debe aplicar más peso a la sarta de perforación, para forzarla a que vaya en la dirección correcta.

Después de la perforación, se coloca el liner ranurado en el agujero perforado. Este proceso tiene dificultades, especialmente en pozos más largos, debido a que la sección de construcción o de risers debe ser lo suficientemente grande para acomodar el liner, ahora de mayor longitud.

Finalmente, desde un punto de vista de terminación, empujar mecánicamente la sarta de producción en un pozo con una mayor longitud, también resulta un reto.

3.5.4. Aplicación

Aun no se han realizado pruebas de campo, pero se cuenta con la simulación numérica hecha por los autores de esta configuración, Parappilly y Zhao de Petro-Canada, quienes propusieron esta configuración en 2009, realizada en Qflow y STARS. La simulación en Qflow es requerida para obtener la caída de presión horizontal en un conjunto particular de terminaciones. La caída de vapor en un pozo horizontal es un factor crítico que afecta el desarrollo de la cámara de vapor y la producción final. STARS es usado para simular el proceso SAGD con la caída de presión en los pozos horizontales. Los pozos horizontales están divididos en secciones y cada sección tiene una presión diferente para aproximarse a la caída de presión en los pozos horizontales.

El software STARS, es un simulador térmico, tridimensional, trifásico y multicomponente. Puede ser aplicado a muchos procesos de recuperación de aceite pesado y bitumen, tal como SAGD. Qflow es un simulador térmico de pozo, provee una visión de cómo distintas terminaciones afectan las caídas de presión horizontales.

Para propósitos de la simulación, el yacimiento medía 1,400 m x 100 m, con bloques de 25 m x 1 m x 1 m. El yacimiento contaba con un porosidad entre 30 y 40% y 3,000 mD. Sin embargo, existían capas de lutitas de baja permeabilidad diseminadas en el

yacimiento. Estas condiciones fueron simuladas para 4.5 años, iniciando el 1 de enero de 2010. La longitud de cada pozo horizontal largo es de 1,400 m, cerca del doble de los pozos SAGD en MacKay River. El modelo de pozos cortos consistía en dos pozos horizontales de 700 m de longitud, cada uno.

Inicialmente, se realizó la simulación sin considerar la caída de presión en el pozo, y se obtuvo poca diferencia en la producción entre los pozos cortos y largos. La producción alcanzó un máximo de 265 m³/d (1,667 bpd) y una SOR de 2.5.

Para poder incorporar los efectos de la caída de presión en la producción, se utilizó Qflow para modelar las caídas de presión horizontal. Después, las caídas de presión se acoplaron con el modelo de yacimiento en STARS. Los resultados mostraron que aplicando la caída de presión en un liner de 8 5/8 pulgadas, la producción caía significativamente en el par de pozos largos, y la cámara de vapor en la sección de la punta no se desarrollaba bien, por lo que la longitud efectiva del pozo se reducía.

Aplicando una caída de presión en un liner de 9 5/8 pulgadas, la producción de un pozo de 1,400 m era el doble de la de un pozo corto de 700 m. Además, si la caída de presión se mantenía por debajo de 190 kPa en el inyector y 50 kPa en el productor, y utilizando un diámetro adecuado de liner, un pozo horizontal de 1,400 m resulta tan efectivo como dos pozos de 700 m (**figura 3.15**).

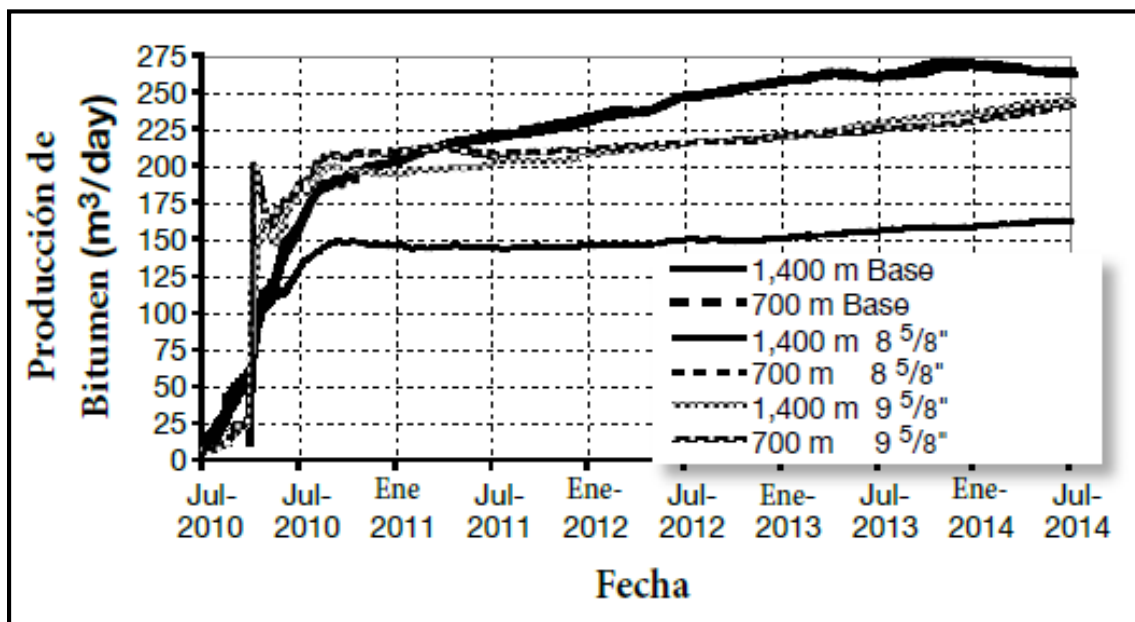


Figura 3.15. Comparación de la producción de bitumen.

3.6. Desplazamiento Horizontal Alternado con Vapor (HASD)

El esquema HASD (por sus siglas en inglés, Horizontal Alternating Steam Drive) combina la Inyección Cíclica y Continua de Vapor usando pozos horizontales, es una de las mejores opciones para mejorar la recuperación de crudos pesados y extra pesados en arenas con poco espesor. Se genera una cámara de vapor a partir de un pozo inyector en donde el calor es transferido a los fluidos del yacimiento con el fin de reducir la viscosidad del aceite y después generar un frente de barrido hacia el pozo productor gracias al gradiente de presión. Fue propuesto por la compañía francesa TOTAL en el año 2000.

3.6.1. Descripción del Proceso

La configuración HASD consta del uso de un patrón repetitivo de dos pozos horizontales, paralelos entre sí, colocados en la zona baja del yacimiento con un espaciamiento similar al utilizado en SAGD. Cada pozo toma el rol inyector – productor de forma alterna durante periodos o tiempos de ciclos iguales, es decir, cuando un pozo cambia a productor su vecino cambia a inyector; este periodo de tiempo para cambiar la modalidad de los pozos puede estar alrededor de los seis meses. Se considera que se ha realizado un ciclo cuando los pozos han cumplido con su función de inyección y producción de forma consecutiva.

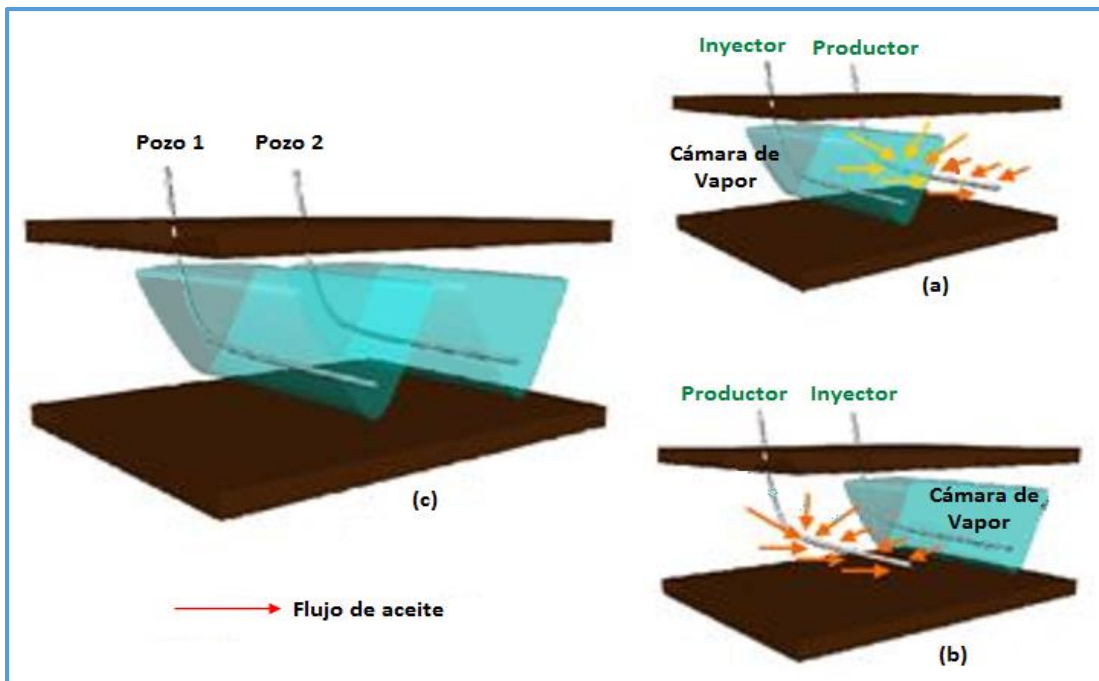


Figura 3.16. Representación gráfica del proceso HASD.



La **figura 3.16** representa el proceso HASD, en donde en (a) se observa como es generada la cámara de vapor en uno de los pozos, mientras que el otro actúa como productor; más tarde en (b) se muestra que en el siguiente ciclo, el pozo que inicialmente era productor fue cambiado a inyector, mientras que el que inyectaba ahora se ha puesto a producción; por último en (c), se muestra el impacto de la Inyección Continua de Vapor por ambos pozos, durante ciclos sucesivos, generando el calentamiento del yacimiento y de los fluidos. En el proceso se puede incluir un periodo de calentamiento inicial de la formación, así como un periodo de impregnación o remojo entre ciclos.

El objetivo de este proceso es proporcionar energía térmica en las zonas cercanas al pozo, usando el vapor como medio de transporte de calor y permitiendo que la roca actúe como intercambiador para el almacenamiento de la energía inyectada. El calor disminuye la viscosidad del aceite haciendo que éste fluya por la región calentada.

A medida que el vapor es inyectado, por un periodo que puede durar de días a meses, la cámara de vapor que se crea alrededor de los pozos inyectores es empujada lateralmente por los diferenciales de presión creados entre los pozos inyectores y productores adyacentes (Sánchez, 2010); seguidamente viene un corto periodo de descanso en donde las presiones dentro del yacimiento tienden a estabilizarse mientras los pozos son preparados para cambiar sus funciones para un periodo de tiempo igual al de la primera mitad del ciclo. En este punto el calor se ha distribuido en las zonas donde ocurrirá la producción. Luego de un segundo periodo de descanso seguido de otro cambio en las funciones de los pozos, las cámaras de vapor formadas son gradual y sucesivamente extendidas con cada ciclo hasta cubrir la región entera del yacimiento; de esta manera el impacto del vapor estimula, limpia los pozos productores y barre el yacimiento conforme se disminuye la viscosidad del crudo. Los periodos de descanso permiten alternar adecuadamente las direcciones de flujo en cada pozo además que permite al vapor inyectado ceder parte de su calor latente a la formación y disminuir la cantidad del mismo que es innecesariamente producido de regreso a la superficie aumentando la eficiencia del proceso.

Se requiere de un acondicionamiento especial tanto en la cementación como en las instalaciones del pozo para que puedan resistir las temperaturas elevadas a las cuales están expuestos.

Existe una variante del proceso HASD donde es colocado un pozo productor frío entre cada pareja inyector – productor con el fin de aumentar la capacidad de producción, ya que se mejora la disminución de presión del sistema y se aumenta el barrido lateral del crudo.



3.6.2. Mecanismo de Producción

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

La fuerza gravitacional también juega un papel importante en el proceso como se evidencia en la sensibilidad de la recuperación de crudo ante la ubicación de los pozos en la formación.

3.6.3. Criterios de Selección y Diseño

En la **tabla 3.1** se muestran los criterios de selección y de diseño propuestos por Lechiguero en el 2010.

Criterios de Diseño para Proyectos de Desplazamiento Horizontal Alterno con Vapor		
Parámetros		Criterio
Aceite	Viscosidad	50 cP – 8000 cP
	Gravedad	< 16 °API
Yacimiento	Profundidad	< 1,372 m (4,500 pies)
	Espesor	≥ 6 m (20 pies)
	Porosidad	> 20%
	Petróleo In Situ	-
	Permeabilidad	-
	Transmisibilidad	-
	Temperatura	No Crítica
	Contenido arcilla	< 35%
	Relación $\frac{Kv}{Kh}$	< 0,6
	Recuperación	30% - 60%
	Saturación agua	< 40%
	Calidad del vapor	80% - 100%
	Presión de inyección	< 1800 $\frac{lb}{pg^2}$
	SOR	2 - 4

Tabla 3.1. Criterios de diseño para el proceso HASD.

3.6.4. Diferencias Entre el Proceso HASD Y SAGD

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 6 m y 15 m (20 pies 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). Esto se observa en la **figura 3.17**.

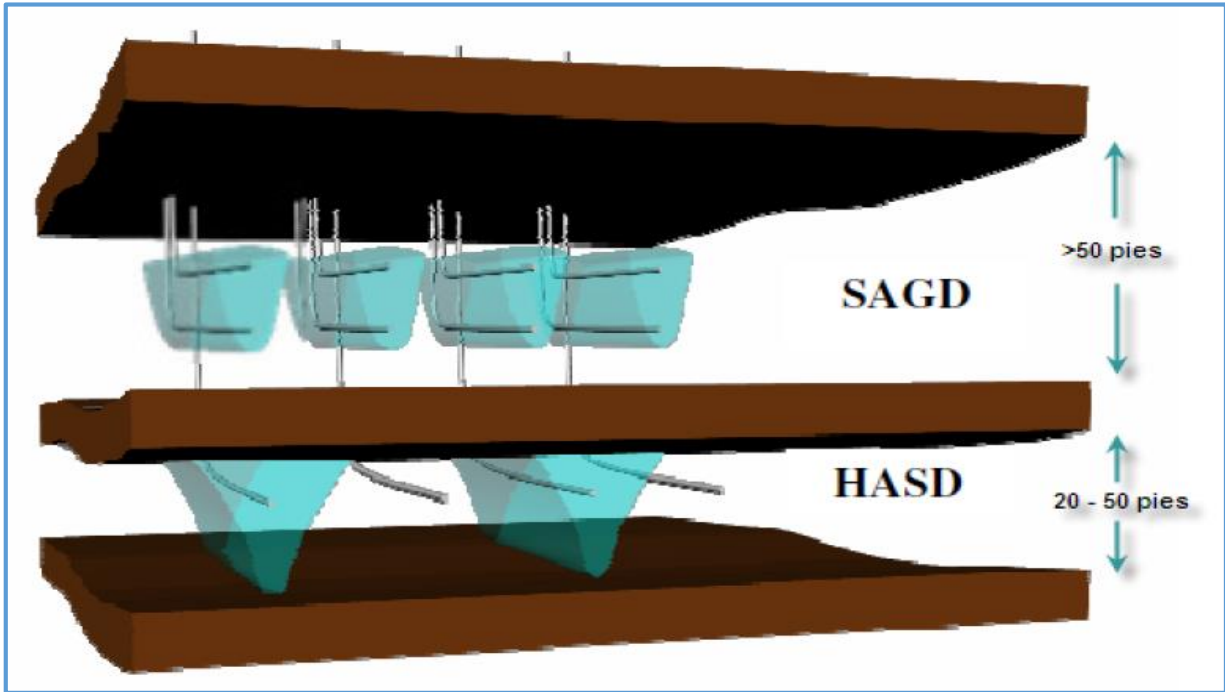


Figura 3.17. Comparación entre los procesos HASD Y SAGD.

3.6.5. Ventajas

Resulta relativamente económico en comparación con otros métodos de recuperación mejorada como la combustión in situ, inyección de polímeros o SAGD.

Es aplicable en yacimientos con poco espesor.

3.6.6. Desventajas

Estrés térmico considerable al cual se somete el fondo del pozo, la cementación y las terminaciones.

3.6.7. Aplicación

Se realizó una simulación con datos del bloque Junín, de la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela, por Rosa Espinoza, donde se obtuvo que el comportamiento del proceso se ve afectado por la profundidad de los pozos, el aumento de la tasa de inyección de vapor es positivo para el incremento del volumen producido, la recuperación de crudo es poco sensible a los ciclos de inyección/producción y que el método resulta relativamente económico.

3.7. SAGD con Pozos de Producción Multilaterales

La producción de vapor está frecuentemente asociada con procesos SAGD maduros, donde grandes cantidades de bitumen se dejarían en el área entre las cámaras contiguas. Se cree que un pozo multilateral podría maximizar toda la producción de aceite en un proceso maduro SAGD. Se espera que los pozos multilaterales provean una mejor cobertura horizontal que los pozos horizontales y que puedan extender la vida de los proyectos. Para incrementar la productividad de un pozo, el intervalo productor puede ser aumentado con una terminación en la forma de un pozo multilateral.

En una configuración típica de pozos SAGD se tiene un par de pozos perforados desde la misma región. Cuando se explota una formación más grande, se necesitan numerosos pares de pozos SAGD paralelos (**figura 3.18**); todo esto implica mayores costos e inversiones, no sólo en la perforación, sino también en el equipo necesario, tal como los generadores de vapor y de bombeo.

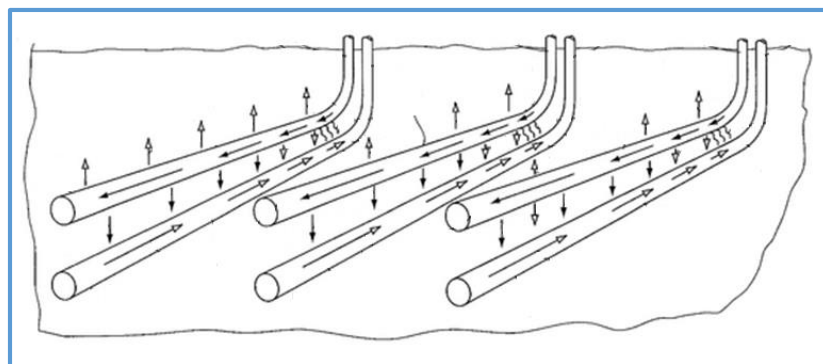


Figura 3.18. Configuración convencional SAGD para explotar una región de interés.

Además de todos los costos asociados, también pueden surgir problemas en tales pozos, como arenamiento de los pozos productores, o una filtración del vapor de los

pozos inyectores directamente a los pozos productores, sin que se logre un flujo hacia las áreas deseadas. Estos problemas reducen significativamente el volumen y el factor de recuperación de aceite.

3.7.1. Descripción del Proceso

Las siguientes variaciones fueron propuestas en 2011 y patentadas en 2014 por Kamran R. Jorshari, y son modificaciones al método convencional SAGD, ya sea en la configuración y/o en la manera de perforar los pozos, resultando en un menor costo (para el mismo número de pozos perforados en SAGD convencional), o en un mejor gasto de producción, o en ambos.

Esta modalidad implica la perforación de más pozos productores horizontales que parten de una misma porción de pozo, para una misma región de interés; correspondiéndole a todos los productores un solo pozo inyector en la misma zona (**figura 3.19**), esto se realiza utilizando técnicas de perforación de pozos multilaterales. El beneficio resulta en un mayor número de pozos productores, a una fracción del costo de perforar separadamente el mismo número de pozos productores.

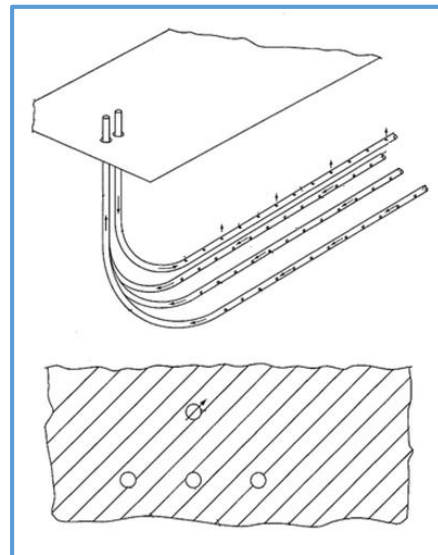


Figura 3.19. Pozo productor multilateral y corte transversal de los pozos en el subsuelo.

Como otra alternativa a SAGD convencional, se propone perforar el pozo productor contrario u opuesto al pozo inyector, como se muestra en la **figura 3.20**. De esta forma, se evitarían filtraciones no deseadas de vapor del pozo inyector al producto, resultando en gastos de producción más altos.

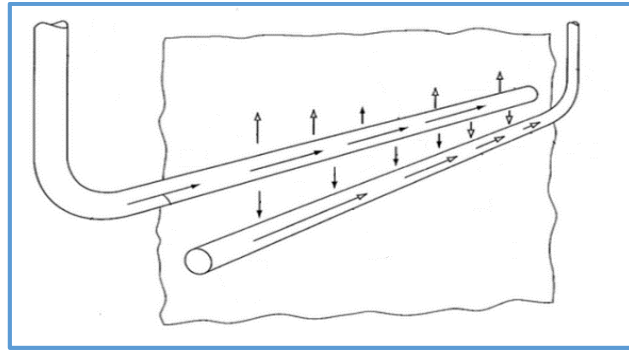


Figura 3.20. Par de pozos SAGD opuestos.

Las modificaciones anteriores pueden ser utilizadas separadamente o en combinación. En una variación se puede mejorar el comportamiento de un par de pozos convencionales SAGD ya existentes, mejorando su producción de aceite, especialmente en condiciones donde la porción horizontal del pozo productor ya se ha arenado y/o ya hay una gran filtración de vapor hacia éste. Esta variación consiste en perforar uno o más productores, desde un pozo opuesto al pozo inyector, como se muestra en la **figura 3.21**. Esto ha sido probado experimentalmente y confirmado en pruebas de campo como se describe en el artículo de la SPE-149239-PP titulado “A New SAGD Well Pair Placement; a Field Case Review” en 2011. Asimismo, se puede modificar la propuesta anterior, haciendo el pozo inyector un pozo multilateral como se muestra en la **figura 3.22**.

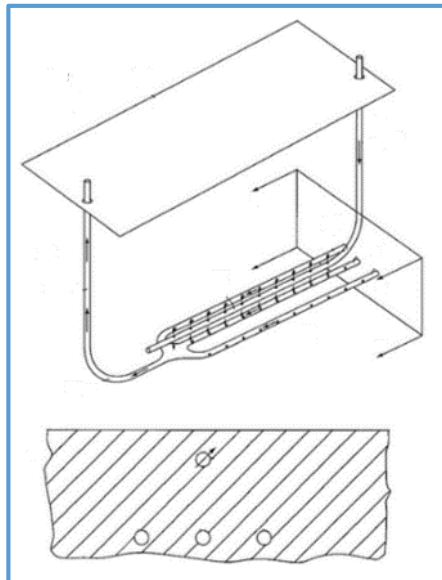


Figura 3.21. Configuración de pozos opuestos, con el pozo productor multilateral y vista transversal de ésta.

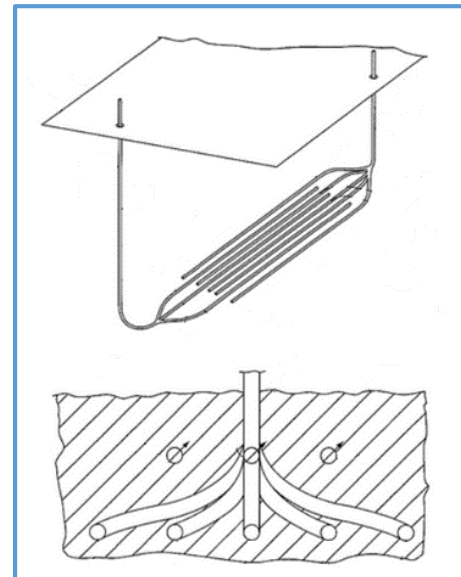


Figura 3.22. Configuración de pozos opuestos, tanto con el pozo productor y el inyector, multilaterales y vista transversal de ésta.

3.7.2. Ventajas

- Mejora en la producción.
- Reduce costos, comparado con métodos estándar SAGD, si se cuenta con que los pozos multilaterales son planeados desde el inicio del proyecto.
- Se puede reducir o evitar una filtración indeseada de vapor en el productor (cortocircuito), disminuyendo la cSOR.
- Las modificaciones propuestas pueden ser utilizadas solas o en combinación.

3.7.3. Desventajas

Se necesitan técnicas especiales de perforación multilateral, especialmente en pozos horizontales donde los mayores desarrollos y su aplicación convencional se dan en pozos verticales.

Mayores costos si se quiere convertir un par de pozos SAGD convencionales, en multilaterales. Es necesario evaluar si resulta más factible, tanto técnica como económicamente, hacer estos pozos multilaterales o perforar más pares convencionales.

3.7.4. Aplicación

Sólo se cuentan con simulaciones realizadas por el autor de esta modificación de pozos, realizada en STARS de CMG donde se compara el comportamiento de SAGD convencional con cuatro pares de pozos (**figura 3.23**) contra un sistema multilateral, contando con dos inyectores y siete productores como se muestra en la **figura 3.24**.

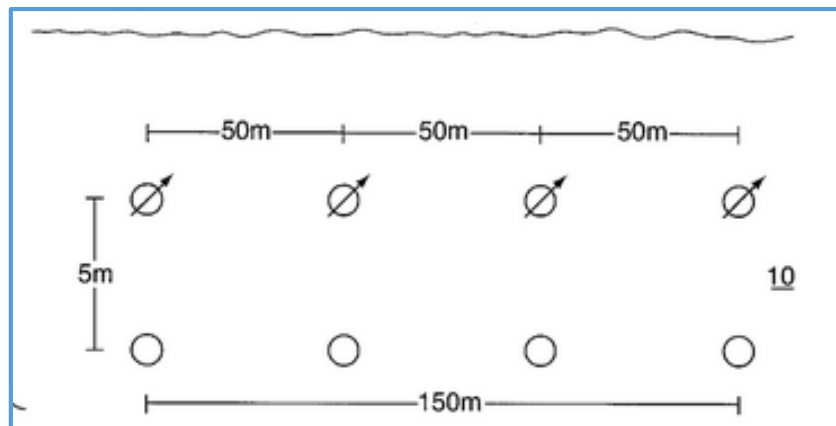


Figura 3.23. Configuración de los cuatro pares de pozos convencionales.

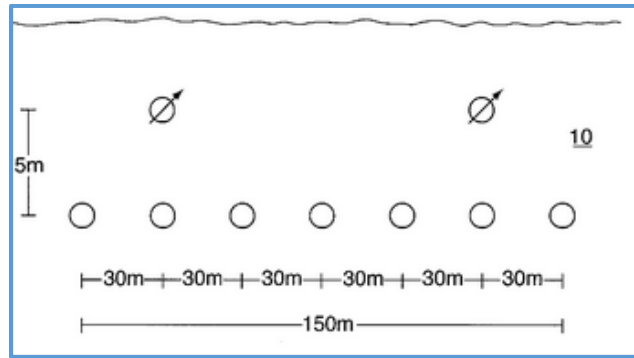


Figura 3.24. Configuración de los pozos multilaterales utilizada en la simulación.

Ambos sistemas tuvieron tasas de inyección idénticas (400 m³/día). Después de una duración de tres meses, se obtuvo un gasto de producción de aceite que fue extrapolado a 8 años, obteniéndose mayores producciones con SAGD multilateral que con SAGD.

3.8. Combinación de Pozos Verticales y Horizontales

Idealmente, el proceso de SAGD se realiza con dos pozos horizontales paralelos, pero también existe la opción de utilizar pozos inyectores verticales y un pozo productor horizontal. Los pozos verticales se localizan a lo largo del pozo horizontal, pero a una distancia lateral del mismo; es decir, la distancia entre el pozo horizontal y los pozos inyectores a cada lado es de aproximadamente 50 m. Este tipo de configuración se aplica preferencialmente a formaciones con espesores grandes (mayores a 13.72 o 45 pies) con aceites no muy viscosos (menores a 35,000 cP) y con un casquete de gas.

3.8.1. SAGD Multidrene

Llamado así debido a que se utiliza un número múltiple de pozos (desde 3 a 9). En esta técnica, se perforan varios pozos horizontales (de 2 a 8) y se conectan a un pozo vertical central. En contraste con las otras técnicas, los pozos horizontales se usan para inyectar vapor, y la producción se hace a través del pozo vertical (**figura 3.25**). El SAGD multidrene se recomienda para formaciones delgadas con buena continuidad areal.

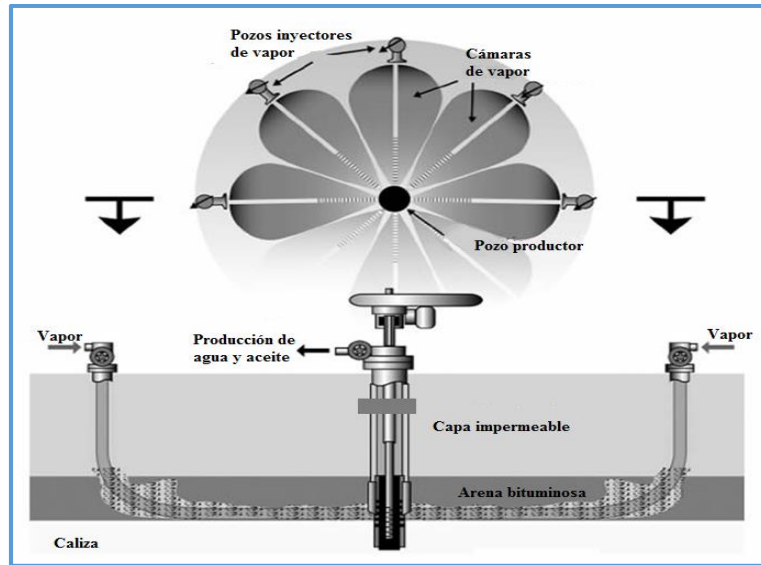


Figura 3.25. SAGD multidrene.

En 1998, Canadá desarrolló el proyecto Joslyn, con pruebas de campo iniciales, utilizando la tecnología SAGD multi-Drain. El proyecto piloto se encuentra en la parte noreste de la Joslyn Lease. Los resultados del proyecto piloto fueron lo suficientemente positivos que Deer Creek siguió evaluando las opciones de base y desarrollo de recursos. A mediados de 2005 la tasa de producción diseñada fue alrededor de 600 barriles por día.

3.9. Proceso SAGD Mejorado (ESAGD)

ESAGD (Enhanced Steam Assisted Gravity Drainage) es un proceso mejorado de SAGD, que no implica la perforación de pozos adicionales o alteración de las configuraciones de pozos, aunque es necesario tener al menos un diseño con dos pares de pozos. Fue propuesto por Tawfik Nasr de ConocoPhillips, en 2008. Se aplica una pequeña diferencia de presión entre las cámaras de vapor adyacentes que previamente han estado en operaciones de SAGD. Esta presión diferencial resulta en la adición de un componente de empuje del vapor que mejora la eficiencia del SAGD. La presión diferencial puede ser alcanzada al bajar la presión de inyección en uno de los pares de pozos, provocando que el vapor fluya de la cámara de presión alta a la cámara de presión baja (**figura 3.26**).

ConocoPhillips actualmente opera un piloto eSAGD junto con Total, en Surmont, Canadá, además de que planea aplicarlo con Cenovus en Christina Lake. La finalidad de este proyecto, es producir aceite pesado con menos vapor, y también, minimizar los costos y el i3cto ambiental asociado con las aguas residuales.

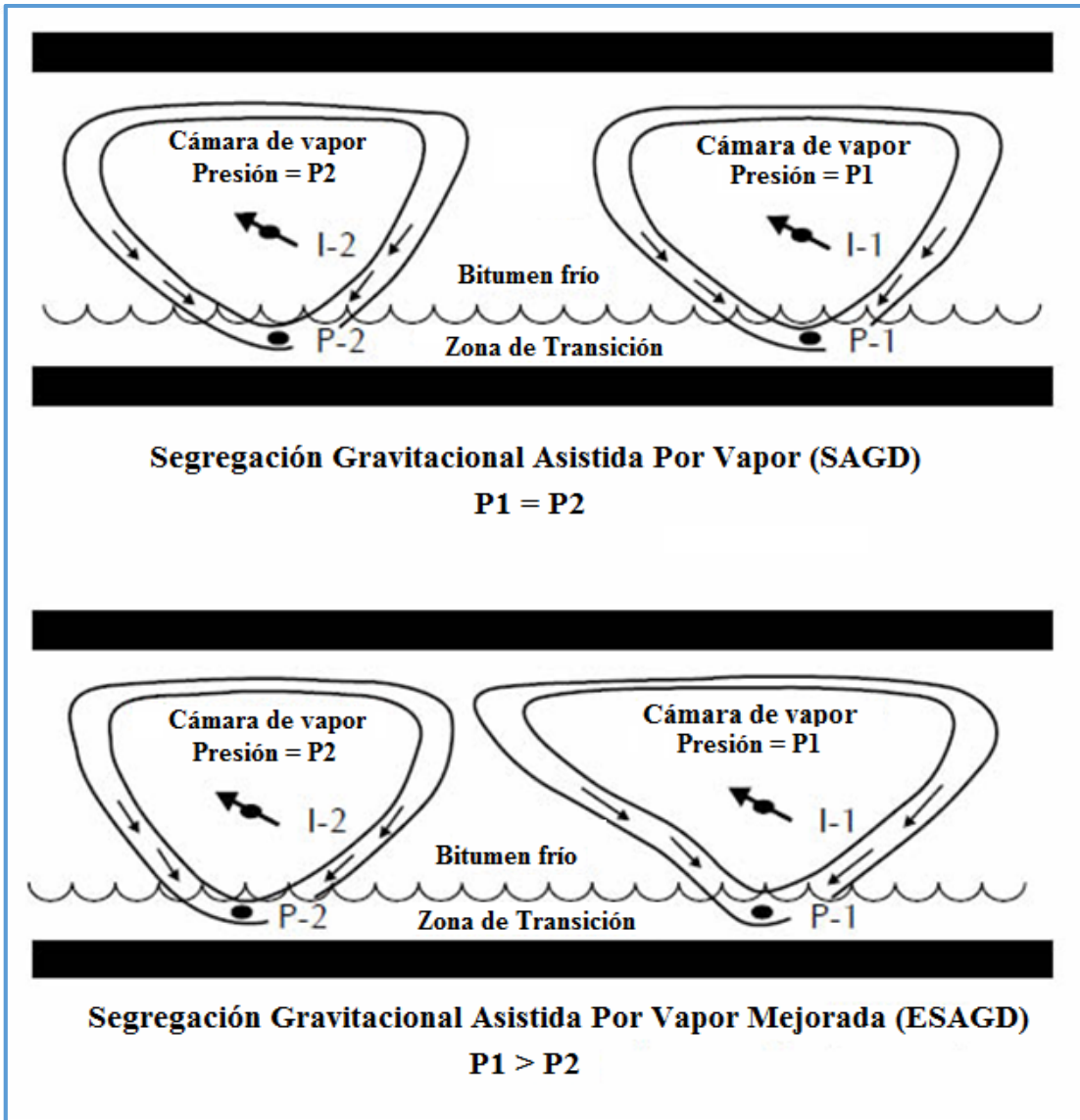


Figura 3.26. ESAGD, proceso SAGD Mejorado con $P1 > P2$.

3.10. Otros Casos

Las siguientes variaciones fueron hechas y propuestas en la década de 1990, como una mejora al, ya probado pero con poca aplicación, SAGD, con el fin de llegar a zonas difíciles de alcanzar. Si bien SAGD ha evolucionado favorablemente y ha ganado un amplio lugar en la industria canadiense, estos métodos sólo se utilizaron unas cuantas veces y no se volvieron a aplicar debido a que SAGD ha mejorado y puede lidiar por si solo con problemas de este tipo sin necesidad de estas tecnologías, pero cabe mencionar que fueron parte de su desarrollo temprano.

3.10.1. Acceso de Túnel y Pozo (SATAC)

El Acceso de Túnel y Pozo o SATAC (Shaft and Tunnel Access), involucra el acceso a la formación a través de minería (túneles) y perforación subterránea. Desde las paredes del túnel, se perforan pozos horizontales a través de las capas que estén por debajo de la zona de interés, entrando horizontalmente en las arenas bituminosas (**figura 3.27**). Este tipo de SAGD se aplica principalmente en formaciones muy someras (menos de 120 m) que contengan arenas bituminosas y crudos muy viscosos (mayores a 5,000,000 cP).

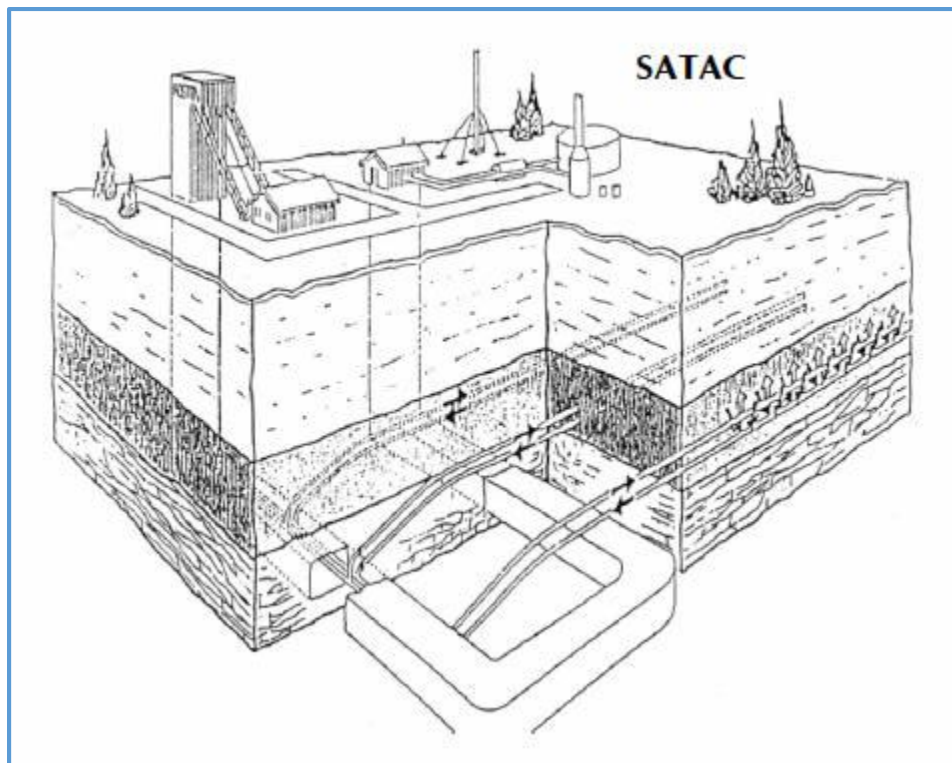


Figura 3.27. SAGD tipo SATAC.

Para validar el concepto de SAGD, Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA, Autoridad de Tecnología e Investigación en Arenas Bituminosas de Alberta) inició el proyecto UTF (Underground Test Facility, Instalaciones de Pruebas Subterráneas) en 1984 en Fort McMurray. Para desarrollar el proyecto UTF participaron AOSTRA y nueve socios de la industria. La prueba consistió en perforar a partir de un túnel tres pares de pozos productores e inyectores, de 60 m de longitud.

El proyecto UTF, está localizado en arenas bituminosas, con una profundidad de 160 m, y con 20 m de espesor, donde la roca sello es caliza. La minería a cielo abierto en

esta zona no resultaba rentable debido al poco espesor de la zona de interés y tampoco resultaba económico explotarla con procesos de recuperación a partir de pozos verticales. Por esta razón, se decidió utilizar SATAC en esta zona para acceder al yacimiento a partir de túneles dentro de la roca sello y hacer las pruebas piloto de SAGD.

3.10.2. Acceso y Perforación Desde Superficie (SAC-SAGD)

Esta es la configuración usual (**figura 3.28**) y la mayoría de los proyectos la han desarrollado. Esta es una evolución de SAGD tipo SATAC, y se puede aplicar en campos donde no es posible o no es rentable utilizar minería. El primer proyecto exitoso fue en la Formación McMurray en Canadá, donde recuperaron más del 50% del volumen de original de aceite con una relación de vapor-aceite menor a 2.5.

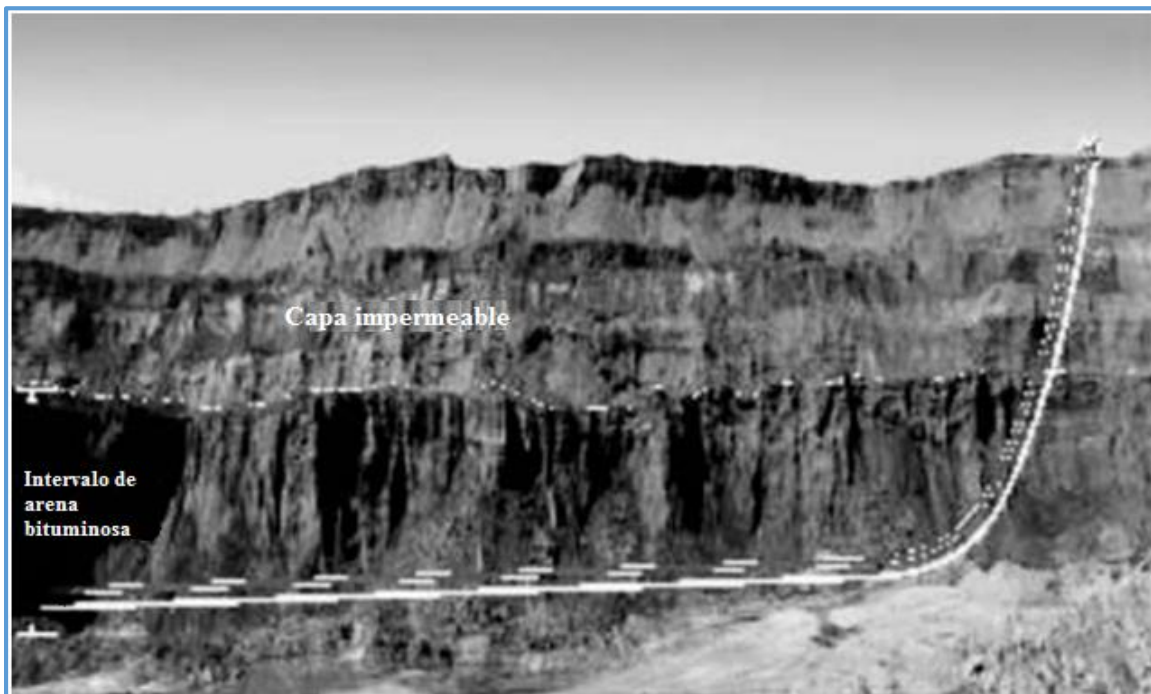


Figura 3.28. SAGD tipo SAC.

3.11. Análisis de las Diferentes Configuraciones de Pozos

En la siguiente tabla, la cual se encuentra dividida en tres partes (**tabla 3.a, 3.b, 3.c**), se presentan los aspectos más importantes de los diferentes arreglos de pozos para SAGD, tomando en cuenta diferentes aspecto como ventajas, desventajas y su aplicación.

	Principio de Operación	Diferencia con SAGD	Ventajas	Desventajas	Costos	Aplicación	Autor / Compañía / País
Pozo simple SAGD (SW-SAGD)	Utiliza un pozo vertical a través del cual se inyecta vapor y produce aceite simultáneamente,	Se utiliza un solo pozo vertical, el cual tiene una tubería de producción que circula el vapor y a través del espacio anular fluyen los fluidos producidos.	Aplicación en yacimientos de poco espesor, mejor recuperación de aceite debido a que se tiene una mayor área de contacto pozo-yacimiento, factor de recuperación cercano a 60%.	Es un proceso técnicamente difícil en yacimientos donde el aceite es muy viscoso y no fluye fácilmente. Tiene un alto consumo de energía.	Mayor rentabilidad al utilizar un solo pozo en lugar de dos. Bajos costos en la perforación y terminación.	Ha sido aplicado en el campo Lake Field, en Alberta; además se hicieron 5 pozos en Celtic, operados por Mobil Oil Canada, obteniendo bajas SOR (1.2-1.4) y producciones de 75 bpd.	Nzekwu, B., et al. Canadá, 1997.
Pozo vertical simple SAGD multiproductor	Se perfora un pozo simple SAGD (que inyector y productor) a partir del cual se apuntalan planos a distintos ángulos, una variación de esta configuración es perforar un pozo al extremo de cada plano disparado, siendo el pozo central inyector/productor y los demás, productores.	Utilizar un pozo (inyector/productor) en lugar de un par de pozos y cuenta con zonas apuntaladas.	La profundidad no es un limitante del proceso y la permeabilidad vertical y zonas ladronas tienen poco impacto en la SOR y gastos de producción.	Sólo es aplicable en formaciones poco cementadas, la dureza del yacimiento es una limitante.	De acuerdo a simulaciones, tiene es un 40% tanto en OPEX como en CAPEX comparado con SAGD, debido a una menor cSOR.	Se realizó una simulación que dio como resultados, una recuperación más rápida de aceite, con gastos de inyección menores, lo que resultó en una menor cSOR.	Hocking (GeoSierra LLC) y Walters (Taurus Reservoir Solutions Ltd). E.U.A - Canadá, 2013.
Pozo en J (JAGD)	Operativamente es igual que SAGD, con la diferencia que el tiempo inicial de circulación de vapor es menor y se requiere menos vapor para producir.	El pozo productor tiene forma de J, es decir, su sección horizontal está inclinada, siendo el talón la parte más profunda, y la punta la parte más somera y cercana al inyector.	Control más sencillo de la irrupción de vapor y agua en el productor, habilidad de atravesar capas de lutitas que pudieran evitar la formación de la cámara de vapor, una cSOR reducida comparada con SAGD.	Sólo ha sido llevada a prueba en simulaciones, sin que haya alguna prueba piloto o de campo de este método, o de alguno similar.	Al tener una menor cSOR que SAGD para producir los mismos volúmenes de aceite, se presenta un ahorro en los costos de generación de vapor.	La simulación mostró mayores volúmenes de aceite acumulado para el mismo tiempo y una utilización entre 50 y 60% menor en JAGD, comparado con SAGD.	Gates, Larter y Adams (University of Calgary). Canadá, 2007.

Tabla 3.a. Resumen de las principales características de las distintas configuraciones de pozos.



	Principio de Operación	Diferencia con SAGD	Ventajas	Desventajas	Costos	Aplicación	Autor / Compañía / País
SAGD cruzado (XSAGD)	Se crea una malla de pozos de producción e inyección, con los pozos de inyectores y productores en distintos planos, y los inyectores pasando por encima de los productores.	Los pares de pozos productores e inyectores perpendiculares entre sí. Los pozos van alternado su función.	A presiones bajas y arenas con un espesor entre 10 y 40 m, resultaría mejor que SAGD. Acelera la recuperación y reduce los requerimientos de vapor.	Tasa de producción inicial baja, posible entrada de vapor a los pozos productores (cortocircuito), operaciones complicadas para evitar cortocircuitos.	Operaciones en los pozos más costosas, un CAPEX inicial alto debido a que se requieren múltiples pozos productores e inyectores para crear la malla. Menores costos relacionados con la generación de vapor.	Sólo ha sido llevado a nivel de simulación, mostrando una mejor eficiencia térmica y favorece las operaciones a baja presión (hasta 1,500 kPa).	Stalder, J., (ConoccoPhillips) Canadá, 2005.
SAGD con pozos más largos	Perforar pozos convencionales SAGD pero más largos, alcanzando la mayor parte del yacimiento posible.	Comúnmente los pozos SAGD alcanzan hasta los 700 m de longitud, la longitud de los pozos propuestos podría llegar a los 1,400 m.	Alcanza una mayor longitud en el yacimiento con un solo pozo, se necesitan menos risers.	Posible formación no uniforme de la cámara de vapor por las heterogeneidades del yacimiento, posible desviación del pozo al perforarlo.	Menores costos al usar menos risers, pero mayores costos para las tuberías de revestimiento.	Se cuenta con simulaciones de los autores resultando que un pozo de 1,400 m es tan efectivo como dos pozos de 700 m.	Parappilly y Zhao (Petro-Canada). Canadá, 2009.
Desplazamiento horizontal alternativo con vapor (HASD)	Es una combinación de inyección cíclica y continua de vapor usando pozos horizontales. Se utiliza un par de pozos, donde cada uno alterna entre inyector/productor durante un periodo determinado de tiempo, pero teniendo al mismo tiempo siempre un productor y un inyector.	Al igual que SAGD cuenta con dos pozos horizontales pero éstos se encuentran uno al lado del otro además que cada pozo toma el papel de inyector o productor alternándose cada cierto tiempo.	Es aplicable en yacimientos de poco espesor (desde 6 m o 20 pies), contrario a SAGD que necesita al menos 15 m (50 pies).	Estrés térmico al que se somete el fondo del pozo, la cementación y las terminaciones.	Menores costos que SAGD, ya que requiere la mitad de los pozos que SAGD para el mismo volumen de hidrocarburos.	Se realizó una simulación con datos de un campo venezolano encontrando los parámetros que afectan al proceso como: la profundidad de los pozos afecta la recuperación, el aumento de la inyección de vapor aumentará la producción de aceite.	TOTAL Francia, 2000.

Tabla 3.b. Resumen de las principales características de las distintas configuraciones de pozos.

	Principio de Operación	Diferencia con SAGD	Ventajas	Desventajas	Costos	Aplicación	Autor / Compañía / País
SAGD con pozos de producción multilaterales	Perforación de pozos horizontales multilaterales, considerando que los principales son el inyector y productor, pudiendo ser multilaterales el pozo productor, inyector o ambos, pudiendo ser paralelos o contrarios.	A partir de uno o de los dos pozos convencionales SAGD, se tienen "ramificaciones" que son otros pozos que abarcan una mayor área del yacimiento.	Mejora la producción, evita filtraciones de vapor hacia el productor, reduce la cSOR.	Se necesitan técnicas especiales de perforación multilateral, especialmente para pozos horizontales.	Mayores costos si los pozos SAGD son modificados y convertidos en multilaterales, contrario a si los multilaterales son planeados desde el inicio del proyecto.	Sólo hay simulaciones del autor, obteniendo que se tienen mayores productores con SAGD multilateral que con SAGD convencional.	Jorshari, K., (Husky Energy). Canadá, 2011
Combinación de pozos verticales y horizontales (SAGD multidrene)	Se perforan varios pozos horizontales de inyección y se conectan a un pozo vertical productor.	El pozo productor es vertical y se necesitan más pozos horizontales inyectores.	Aplicable para espesores de formación mayores a 45 pies (13.7 m) y con casquete de gas.	No puede aplicarse en aceites muy viscosos (menores a 35,000 cP).	Ahorro asociado a la perforación de más pozos horizontales (de 2 a 8) para un solo productor, abarcando un área amplia del yacimiento.	Prueba en Joslyn Lease, con una tasa de producción promedio de 600 bpd en 2005.	Deer Creek. Canadá, 1998.
Proceso SAGD mejorado (ESAGD)	Se aplica una pequeña diferencia de presión entre las cámaras de vapor adyacentes entre dos pares de pozos, bajando la presión en uno de los pares de pozos, mejorando el empuje del vapor.	La diferencia es operativa solamente y es crear la diferencia de vapor para que el vapor fluya de una cámara de alta presión a una de baja.	Minimizar los costos y consumo de vapor al enviar el vapor de una cámara a otra.	El vapor podría migrar a otras zonas.	El mismo costo que SAGD, dado que sólo hay una reducción de presión en una de las cámaras.	Prueba piloto por ConocoPhillips-TOTAL en Surmont Canadá, sin resultados documentados.	Nasr, T., (ConocoPhillips). Canadá, 2008.

Tabla 3.c. Resumen de las principales características de las distintas configuraciones de pozos.



Lista de tablas y figuras.

Figura 3.1. Gates, I., et al., The Impact of Oil Viscosity Heterogeneity on Production from Heavy Oil and Bitumen Reservoirs: Geotailoring Recovery Processes to Compositionally Graded Reservoirs. Recorder, Vol. 33, Núm., 3, septiembre de 2008. CSEG. Canadá.

Figura 3.2. Rodríguez, E., Orjuela, J., Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, vol. 2, núm. 5, diciembre, 2004, pp. 7-22.

Figura 3.3. Baldomir M., Efectos de Flujo en Tubería en los Procesos de Inyección de Vapor en Pozos Horizontales, Universidad Central de Venezuela, abril de 2004, págs. 30, 53 - 55, 115 – 128.

Figura 3.4. Hocking, G., Walters, D., Vertical Single-Well SAGD with Multiple Producers. SPE 165433. 2013.

Figura 3.5. Hocking, G., Walters, D., Vertical Single-Well SAGD with Multiple Producers. SPE 165433. 2013.

Figura 3.6. Hocking, G., Walters, D., Vertical Single-Well SAGD with Multiple Producers. SPE 165433. 2013.

Figura 3.7. Hocking, G., Walters, D., Vertical Single-Well SAGD with Multiple Producers. SPE 165433. 2013.

Figura 3.8. Hocking, G., Walters, D., Vertical Single-Well SAGD with Multiple Producers. SPE 165433. 2013.

Figura 3.9. Gates, I., et al., The Impact of Oil Viscosity Heterogeneity on Production from Heavy Oil and Bitumen Reservoirs: Geotailoring Recovery Processes to Compositionally Graded Reservoirs. Recorder, Vol. 33, Núm., 3, septiembre de 2008. CSEG. Canadá.

Figura 3.10. Gates, I., et al., The Impact of Oil Viscosity Heterogeneity on Production from Heavy Oil and Bitumen Reservoirs: Geotailoring Recovery Processes to Compositionally Graded Reservoirs. Recorder, Vol. 33, Núm., 3, septiembre de 2008. CSEG. Canadá.



Figura 3.11. Gates, I., et al., The Impact of Oil Viscosity Heterogeneity on Production from Heavy Oil and Bitumen Reservoirs: Geotailoring Recovery Processes to Compositionally Graded Reservoirs. Recorder, Vol. 33, Núm., 3, septiembre de 2008. CSEG. Canadá.

Figura 3.12. Gates, I., et al., The Impact of Oil Viscosity Heterogeneity on Production from Heavy Oil and Bitumen Reservoirs: Geotailoring Recovery Processes to Compositionally Graded Reservoirs. Recorder, Vol. 33, Núm., 3, septiembre de 2008. CSEG. Canadá.

Figura 3.13. Pérez-Damas, C., Application of Avant-Garde Simulation Technology to Explore the Complexity of the SAGD Process. World Heavy Oil Conference. Paper 2006-458. 2006.

Figura 3.14. Monter, F., Segregación Gravitacional Asistida por Vapor, Proceso SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM. 2010.

Figura 3.15. Parappilly, R., Zhao, L., SAGD with a Longer Wellbore. JCPT, junio 2009, Vol. 28, No. 6, pp. 71-77.

Figura 3.16. Bermúdez Gustavo, Video Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales (HASD), Petróleo América.com, 27 abril 2011, Internet < <http://www.petróleoamerica.com/2011/04/inyeccion-alterna-de-vapor-en-pozos.html>>

Figura 3.17. Camacho U. José A., Pérez O. Argenis J., Estado del Arte de las Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Noviembre de 2011, págs. 76.

Figura 3.18. Jorshari, K., SAGD Oil Recovery Method Utilizing Multi-Lateral Production Wells and/or Common Flow Direction. Publicación US20140124194 A1, mayo 2014. E.U.A.

Figura 3.19. Jorshari, K., SAGD Oil Recovery Method Utilizing Multi-Lateral Production Wells and/or Common Flow Direction. Publicación US20140124194 A1, mayo 2014. E.U.A.

Figura 3.20. Jorshari, K., SAGD Oil Recovery Method Utilizing Multi-Lateral Production Wells and/or Common Flow Direction. Publicación US20140124194 A1, mayo 2014. E.U.A.

Figura 3.21. Jorshari, K., SAGD Oil Recovery Method Utilizing Multi-Lateral Production Wells and/or Common Flow Direction. Publicación US20140124194 A1, mayo 2014. E.U.A.

Figura 3.22. Jorshari, K., SAGD Oil Recovery Method Utilizing Multi-Lateral Production Wells and/or Common Flow Direction. Publicación US20140124194 A1, mayo 2014. E.U.A.

Figura 3.23. Jorshari, K., SAGD Oil Recovery Method Utilizing Multi-Lateral Production Wells and/or Common Flow Direction. Publicación US20140124194 A1, mayo 2014. E.U.A.



Figura 3.24. Jorshari, K., SAGD Oil Recovery Method Utilizing Multi-Lateral Production Wells and/or Common Flow Direction. Publicación US20140124194 A1, mayo 2014. E.U.A.

Figura 3.25. Rodríguez, E. Orjuela, J., Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, vol. 2, núm. 5, diciembre, 2004.

Figura 3.26. Rodríguez, E. Orjuela, J., Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, vol. 2, núm. 5, diciembre, 2004.

Figura 3.27. Rodríguez, E. Orjuela, J., Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, vol. 2, núm. 5, diciembre, 2004.

Figura 3.28. Rodríguez, E. Orjuela, J., Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, vol. 2, núm. 5, diciembre, 2004.

Tabla 3.1. Camacho U. José A., Pérez O. Argenis J., Estado del Arte de las Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Noviembre de 2011, págs. 77.

Tabla 3.a. Análisis de la tesis.

Tabla 3.b. Análisis de la tesis.

Tabla 3.c. Análisis de la tesis.



CAPÍTULO 4. MÉTODOS ALTERNATIVOS A SAGD

Los métodos de recuperación de aceite pesado y bitumen se dividen en dos tipos principalmente. El primer tipo son los térmicos, ya que la propiedad clave del fluido, es decir, la viscosidad depende significativamente de la temperatura, haciendo que el crudo pesado se vuelva menos viscoso y fluya fácilmente. Entre estos métodos térmicos, se encuentra el proceso de segregación gravitacional asistida por vapor, como ya se vio en capítulos anteriores.

El segundo consiste en los métodos de producción en frío, como VAPEX Y CHOPS, los cuales no requieren la adición de calor y pueden ser utilizados cuando la viscosidad del crudo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el aceite fluya a regímenes económicos.

El objetivo del capítulo consiste en analizar y comparar algunos de los diferentes métodos de recuperación, alternativos a SAGD, para la recuperación de aceites pesados y bitumen.



4.1. Inyección Cíclica de Vapor (CSS)

La inyección cíclica de vapor también conocida como impregnación con vapor o inyección alternada de vapor, o bien, por sus siglas en inglés CSS (Cyclic Steam Stimulation), consiste en inyectar vapor por un periodo de días o semanas con el fin de lograr una distribución del calor inyectado; luego cerrar el pozo por un corto periodo de tiempo, y ponerlo nuevamente en producción.

Es uno de los pocos métodos de los que se tiene la certeza de ser efectivos en la recuperación de crudos pesados, con costos entre 15 y 25 USD por barril (Abarasi Hart, 2013), además de ser usado para mejorar la inyectividad antes de aplicar la inyección continua de vapor, combustión in situ y SAGD. Fue descubierto accidentalmente por Shell en el año 1959, mientras realizaba un proyecto de inyección continua en Mene Grande, Venezuela.

4.1.1. Descripción del Proceso CSS

El proceso consiste en tres etapas, en la primera se inyecta a través de un pozo un volumen preestablecido de vapor por un periodo de tiempo que puede ir de una a tres semanas, esta inyección se realiza a altos gastos para minimizar las pérdidas de calor. En la segunda etapa, el pozo es cerrado y se deja en una fase de impregnación (remojo) de uno a cinco días o incluso hasta dos semanas, con el fin que el vapor caliente el yacimiento y se disperse de forma uniforme alrededor del pozo; durante la inyección de vapor y fase de impregnación, la viscosidad del aceite disminuye dentro de la zona de vapor, ocurriendo una expansión del mismo y del agua. En la última etapa el pozo es nuevamente abierto a producción, se procede al bombeo en donde la producción aumenta y tiende mantenerse así por un periodo de cuatro a seis meses hasta que esta deje de ser económicamente rentable. Se puede repetir el ciclo tanto tiempo como sea redituable la producción de aceite; sin embargo, el aceite recuperado durante tales ciclos será cada vez menor (**figura 4.1**).

Se han reportado casos de hasta 22 ciclos pero se duda que más de tres ciclos resulten comercialmente atractivos. Debido a la alternabilidad existente entre las etapas de inyección de vapor y producción para un mismo pozo este esquema recibe el calificativo de inyección cíclica. Las etapas de inyección, impregnación y producción, junto al tiempo que duran, constituyen un ciclo en el proceso (**figura 4.2**). Este ciclo es también conocido, por su denominación en inglés, como "huff and puff".

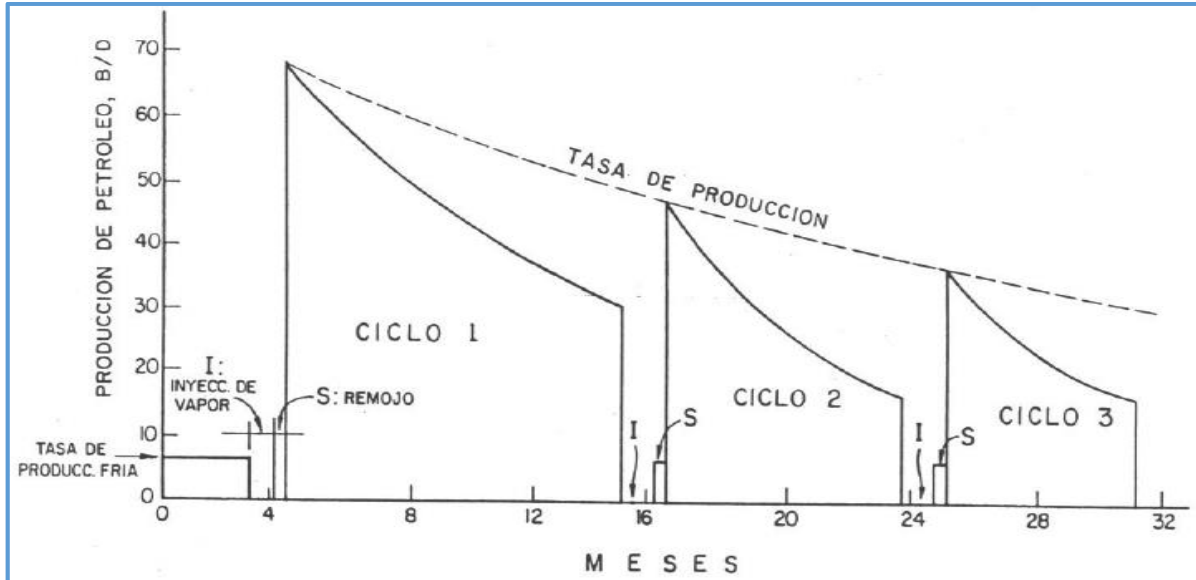


Figura 4.1. Comportamiento típico en un proceso de Inyección Cíclica de Vapor

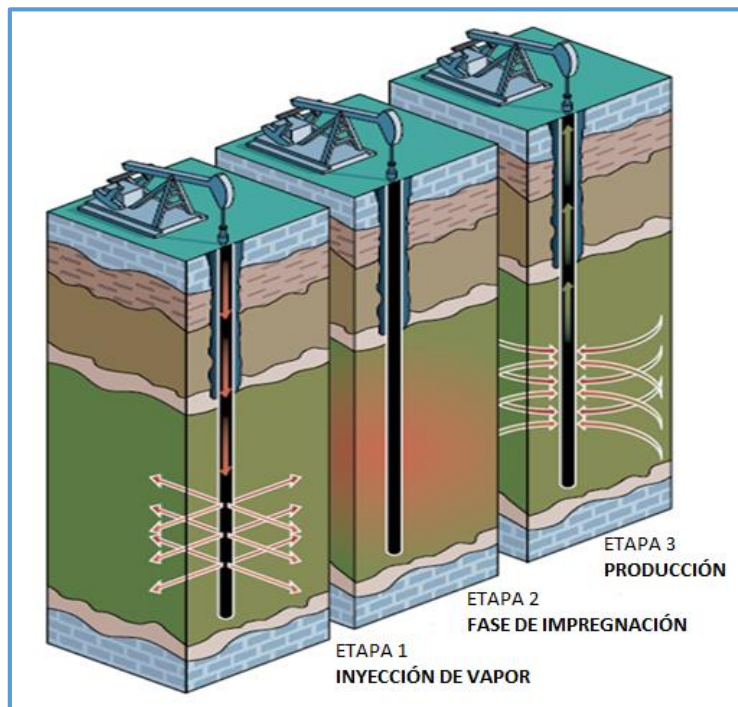


Figura 4.2. Esquema de las etapas de inyección cíclica de vapor.

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 Banzer, 2002).



4.1.2. Mecanismo de Recuperación

Los mecanismos involucrados en la producción de aceite durante la inyección cíclica de vapor son los siguientes:

- I. Expansión térmica de los fluidos: durante la inyección de vapor y los periodos de impregnación, la viscosidad del aceite es disminuida dentro de la zona de vapor, ocurriendo una expansión térmica del aceite y del agua.
- II. Gravedad: si el yacimiento cuenta con un espesor significativo y pocas estructuras que actúen como barreras verticales, el aceite calentado fluirá al pozo gracias al efecto gravitacional.
- III. Gas en solución: debido a la presurización del yacimiento por el gas inyectado, cualquier gas libre es forzado en solución, resultando como una fuerza de producción efectiva para el primer ciclo de inyección, ya que para el segundo es probable que parte de éste, sea producido.
- IV. Reducción de la viscosidad del crudo en la zona calentada cerca del pozo: gracias al aumento de la temperatura, las fuerzas de cohesión se reducen, lo que provoca una disminución de la resistencia al movimiento (aumento de la movilidad).

Otros factores que contribuyen en menor grado a la recuperación de aceite en la inyección cíclica de vapor son:

- 💧 El calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor.
- 💧 La compactación de la roca-yacimiento en caso de existir.
- 💧 La imbibición del agua caliente en estratos de baja permeabilidad resultando flujo de aceite a los estratos permeables y finalmente al pozo.
- 💧 La influencia del calentamiento sobre las permeabilidades relativas de los fluidos.

4.1.3. Criterios de Selección y Diseño

Debido a que la mayoría de los criterios de diseño están basados en experiencias de campo, es difícil establecer criterios que garanticen un buen proyecto de estimulación cíclica. Existen pocos procesos donde se utilizó la teoría para el diseño del proceso.



- I. La permeabilidad debe ser lo suficientemente alta para permitir una inyección rápida del vapor y un alto flujo de aceite hacia el pozo. Para obtener el mayor éxito en el proceso, la viscosidad del aceite debe ser alrededor de 4,000 cP a condiciones del yacimiento, aunque han existido proyectos exitosos donde la viscosidad es del orden de 200 cP.
- II. El orden del petróleo In Situ se cree que debe ser del orden de 1,200 bls/acrepie o más, mientras que la densidad del aceite es conveniente entre 8 a 15 °API.
- III. La profundidad máxima es de 3,000 pies o 914 m, incluso cuando son preferibles profundidades menores debido a que las pérdidas de calor en el pozo son menores y las presiones de inyección requeridas también serán menores.
- IV. El gasto de inyección debe ser tan alto como sea posible, del orden de 10 a 50 MM BTU/pie de espesor por ciclo, con la finalidad de inyectar el calor requerido en el menor tiempo posible. De esta forma se disipa menos calor.
- V. Es conveniente que la presión del yacimiento sea moderadamente alta, aunque existen proyectos exitosos donde la presión del yacimiento es baja, del orden de $40 \frac{lb}{pg^2}$. El espesor del yacimiento debe ser mayor a 20 pies.
- VI. Es difícil decidir la cantidad de vapor a ser inyectado, la mejor guía se obtiene en base al radio de calentamiento que se desea obtener. El tiempo de impregnación puede ser de 1 a 4 días aunque se han utilizado periodos más largos.
- VII. Se cree que las temperaturas óptimas de operación deberían estar en el orden de 300 °F – 400 °F. En los casos donde se presenten presiones por encima de los $700 \frac{lb}{pg^2}$, se requerirán temperaturas de 500 °F o mayores (Finol, 1978).
- VIII. Uno de los criterios más importantes es el factor económico. Se pueden utilizar dos indicadores económicos para los procesos de inyección Cíclica de Vapor según Prats (1987), estos son el promedio diario acumulado de la ganancia y el valor presente.

En la **tabla 4.1** se muestra los criterios propuestos por Alvarado y Banzer, 2002.



Criterios de Diseño para Proyectos de Inyección Cíclica de Vapor		
Parámetros		Criterio
Aceite	Viscosidad	> 400 cP (Con. Yac.)
	Gravedad	< 16 °API
Yacimiento	Profundidad	< 1,372 m (4500 pies)
	Espesor	≥ 9 m (30 pies)
	Porosidad	> 25%
	Petróleo In Situ	> 1000 $\frac{bls}{acre*pie}$
	Permeabilidad	> 1000 mD
	Transmisibilidad	> 100 $\frac{md*pie}{cP}$
	Temperatura	No Crítica
	Contenido arcilla	< 35%
	Relación $\frac{Kv}{Kh}$	< 0,6
	Recuperación	15% - 20%
	Saturación agua	< 40%
	Calidad del vapor	80% - 85%
	P de inyección	< 1800 $\frac{lb}{pg^2}$
	SOR	3.3 - 5
	Agua	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
Litología	Bajo contenido de arcillas	
Factores favorables	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.	
Factores desfavorables	Presión de yacimiento adecuada en arenas más finas. Formación homogénea	
	Fuerte empuje de agua	
	Capa de gas	
Factores desfavorables	Fracción de arena total baja	

Tabla 4.1. Criterios de diseño para CSS.



Para calcular la operación óptima del proceso CSS es necesario contar con la información que proporciona la respuesta de producción así como el criterio del operador, esta información se pueden catalogar en las siguientes categorías (Prats, 1987):

- 💧 Características de yacimiento:
 - Permeabilidad.
 - Porosidad.
 - Espesor total de arena.
 - Espesor neto de arena.
 - Viscosidad del aceite a condiciones iniciales de yacimiento.

- 💧 Inyección acumulada de vapor.
- 💧 Calidad promedio de vapor.
- 💧 Duración de la fase del remojo.
- 💧 Número de ciclos.

Por otra parte durante la implementación y evaluación del esquema CSS se pueden encontrar dificultades que harían del proceso de optimización un objetivo más difícil, estas pueden ser:

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

Es necesario tomar en cuenta que los pozos que se someten al proceso CSS 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.

4.1.4. Cálculo de la Producción

Existen diversos modelos matemáticos que predicen la recuperación de crudo. Cada modelo se basa en uno u otro de los mecanismos que hacen que el pozo produzca después de la inyección. El caso más común es aquel donde el pozo se encuentra



en un yacimiento con una energía (presión) pero que produce a una tasa muy baja debido a la alta viscosidad del crudo. Los modelos son:

- 💧 Método de Boberg y Lantz.
- 💧 Modelo de Boberg y Towson.
- 💧 Modelo de Davidson, Miller y Mueller, y de Martin
- 💧 Modelos de Seba y Perry, y de Kuo, Shain y Phocas
- 💧 Modelo de Closmann, Ratliff y Truitt.
- 💧 Modelo de Swaan.

La manera más simple de calcular la recuperación de crudo mediante la estimulación con vapor, consiste en calcular el radio calentado para un determinado gasto de inyección, calidad y presión del vapor, espesor de la formación y propiedades de las rocas y de los fluidos, utilizando algún modelo matemático para el calentamiento de la formación como el de Marx y Langeheim, y luego suponer que ocurre flujo radial a través de un sistema radial compuesto de dos elementos de flujo en serie.

4.1.5. Parámetros Afectados por el Proceso CSS

En la **tabla 4.2** se muestran los efectos generales que tiene la Inyección Cíclica de Vapor sobre los diferentes parámetros roca – fluido (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	Disminuye
Humectabilidad al agua	Aumenta
Presión de abandono	Disminuye

Tabla 4.2. Parámetros afectados por la Inyección Cíclica de Vapor

4.1.6. Ventajas

- 💧 Funciona bien en yacimientos estratificados.
- 💧 Regímenes de producción iniciales altos.
- 💧 Factibilidad técnica de aplicación a gran escala.
- 💧 Adaptabilidad a diferentes características de yacimiento y aceites viscosos.



- Dependiendo de la naturaleza del yacimiento se pueden obtener factores de recuperación hasta de 40%.

4.1.7. Desventajas

- Sólo una parte del agua inyectada como vapor es producida (30% - 35%) cuando el pozo se abre a producción, lo que en un futuro podría causar que se obtengan resultados ineficientes al aplicar procesos de recuperación del tipo desplazamiento, debido a que el agua que se queda en el yacimiento forma zonas de alta saturación de agua alrededor de los pozos productores lo cual afecta al barrido.
- Puede ser un proceso indeseable en áreas donde ocurra un hundimiento activo de la tierra.
- Puede dañar a la formación si el vapor se pone en contacto con arcillas hinchables.
- Debido a las pérdidas de calor asociadas se reduce la eficiencia del ciclo, no todo el calor suministrado por el vapor es transmitido a los fluidos del yacimiento, sino que una parte se transfiere a las formaciones adyacentes.

4.1.8. Aplicación

El proceso de Inyección Cíclica de Vapor ha sido aplicado en la región de Cold Lake situado en Alberta, Canadá, con el objetivo del bitumen contenido en la Formación Clearwater. Bajo operaciones normales CSS, la planta usualmente generó vapor con una calidad entre 75% y 80%, el cual fue inyectado al pozo sin separarlo del condensado lo que disminuyó el consumo de energía. Se tuvo un factor de recuperación entre el 25% y 35%.

En el año 2008 se llevó una prueba piloto del proceso en el campo Samaria Neógeno en México a 17 km al oeste de Villahermosa, donde se perforaron 8 pozos y se llevó un ciclo de inyección de vapor en 7 de ellos. Se inyectaron 5,000 Ton de vapor y se dejó una fase de remojo de 7 a 15 días, la producción duró un periodo de seis meses. Se tenía una producción inicial entre 30 bpd y 60 bpd la cual después del proceso subió entre 3,000 a 5,000 bpd. El 70% del agua inyectada se quedó en el yacimiento.



Otros países donde se ha aplicado la tecnología CSS (Li, Astete y Wang, 2010) son Issaran en Egipto con una densidad entre 10 - 12 °API, Oudeh en Siria donde se realizó una prueba piloto con un crudo entre 8 - 16 °API y, el campo Bare en Venezuela con 9.6 °API y una viscosidad de 1,219 cP.

4.2. Combustión In Situ

La combustión In Situ es un método de recuperación mejorada para hidrocarburos pesados, que consiste en la generación de calor en el yacimiento mediante la inyección de aire, generando un frente de combustión que propaga el calor y reduce la viscosidad del crudo para aumentar su movilidad.

Este proceso probablemente tuvo su origen en la ejecución de proyectos de inyección de aire usados a principios de siglo para mejorar la extracción de petróleo, pero se desarrolló rápidamente en USA, tal como es conocido en la actualidad, a partir de las investigaciones de Kuhn y Koch en 1953, y las de Grant y SAS al año siguiente.

4.2.1. Descripción del Proceso

Está basado en el principio de transmisión de energía calorífica a los hidrocarburos, mediante la creación de una reacción de combustión, en la cual se utiliza como combustible una parte del propio hidrocarburo (cerca del 10%), y la inyección de aire en el interior de la formación durante un periodo de tiempo; la ignición puede ser espontánea o inducida.

El proceso se inicia bajando un calentador o quemador que se coloca en el pozo inyector, seguidamente se inyecta aire hacia el fondo del pozo, se pone a funcionar el calentador hasta lograr el encendido. Después que se calientan los alrededores del fondo del pozo, se saca el calentador pero se continúa con la inyección de aire a la formación para mantener el avance del frente de combustión, pues la reacción de combustión in situ se mantiene mientras que ésta no sea suspendida, ya que el oxígeno presente en el aire se combina con el combustible, formando dióxido de carbono y agua, lo que genera una liberación de calor.

Si se desea lograr una mayor eficiencia en el barrido, el aire debe ser enriquecido con oxígeno o bien utilizar oxígeno puro, el cual requiere una menor cantidad de energía para la compresión. En ambos casos, se forman grandes cantidades de CO₂,

lo que mejora la recuperación; sin embargo, el oxígeno tiene la desventaja de ser muy corrosivo.

Existen dos modalidades para la Combustión In Situ:

- 💧 Combustión Convencional
- 💧 Combustión en Reverso

4.4.1.1. Combustión Convencional

En la también conocida como combustión hacia adelante, los fluidos inyectados y el frente de combustión se mueven en el mismo sentido, es decir, del pozo inyector hacia los pozos productores. El aire se inyecta para oxidar el crudo produciendo grandes volúmenes de gas; delante de la zona de combustión ocurre el craqueo, originando el depósito de las fracciones más pesadas, en esa misma zona existe una segregación por gravedad lo que genera que la temperatura del pozo aumente y que el gasto de producción sea más elevado.

Durante el proceso, debido a las altas temperaturas generadas dentro del medio poroso se forman varias zonas perfectamente diferenciadas, las cuales se muestran en la **figura 4.3**.

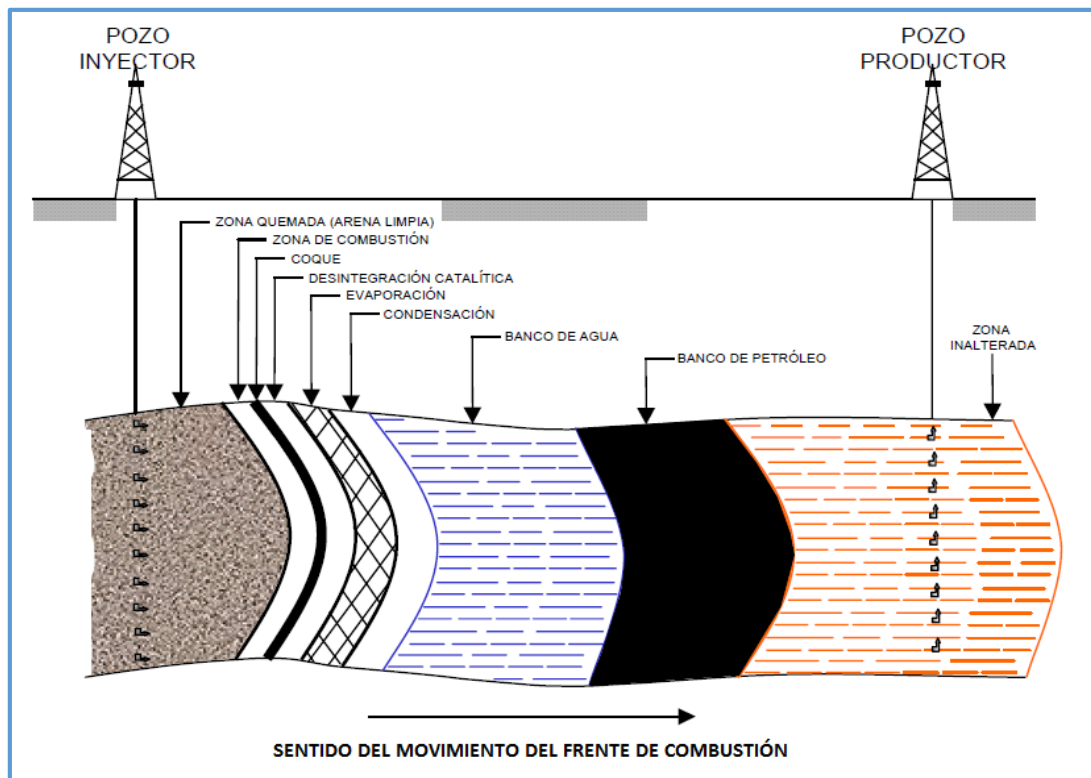


Figura 4.3. Zonas formadas durante el proceso de Combustión In Situ.



En estas zonas ocurre un incremento en la presión debido principalmente al aumento del volumen de fluidos por expansión térmica, la cual produce un aumento de la tasa de flujo hacia los pozos productores (Alvarado y Banzer).

La eficiencia del esquema convencional se puede mejorar mediante la inyección alternada de agua o simultáneamente con aire, a la cual se le denomina como combustión húmeda, que a su vez puede subdividirse dependiendo de las características de los perfiles de temperatura, saturación y relación agua – aire inyectado, en:

- 💧 Combustión In Situ Húmeda Normal.
- 💧 Combustión In Situ Húmeda Incompleta.
- 💧 Combustión In Situ Superhúmeda.

En los dos primeros casos, el agua inyectada se evapora al entrar en contacto con la zona quemada y fluye a través del frente de combustión como parte de la fase gaseosa, ya que la máxima temperatura del frente de combustión es mayor que la temperatura de vaporización del agua a la presión del sistema; cuando el coque depositado se consume completamente se le denomina normal, mientras que cuando el agua inyectada hace que el combustible depositado no se queme por completo, se le llama incompleta.

Por otra parte, la Combustión Superhúmeda o parcialmente apagada, es lograda cuando la cantidad de calor disponible en la zona quemada no es suficiente para vaporizar toda el agua inyectada al sistema; en este proceso, la máxima temperatura de combustión desaparece y la zona de vaporización – condensación se esparce por todo el medio poroso.

4.4.1.2. Combustión en Reverso

En este caso, el frente de combustión se mueve en dirección opuesta al flujo de aire, induciéndose la ignición del crudo en el pozo productor. El movimiento del frente de combustión es hacia las zonas de mayor concentración de oxígeno y los fluidos desplazados atraviesan dicho frente de combustión como parte de la corriente de gas, siendo transportados a través de la zona caliente hacia los pozos productores por segregación gravitacional y por empuje de gas (**figura 4.4**).

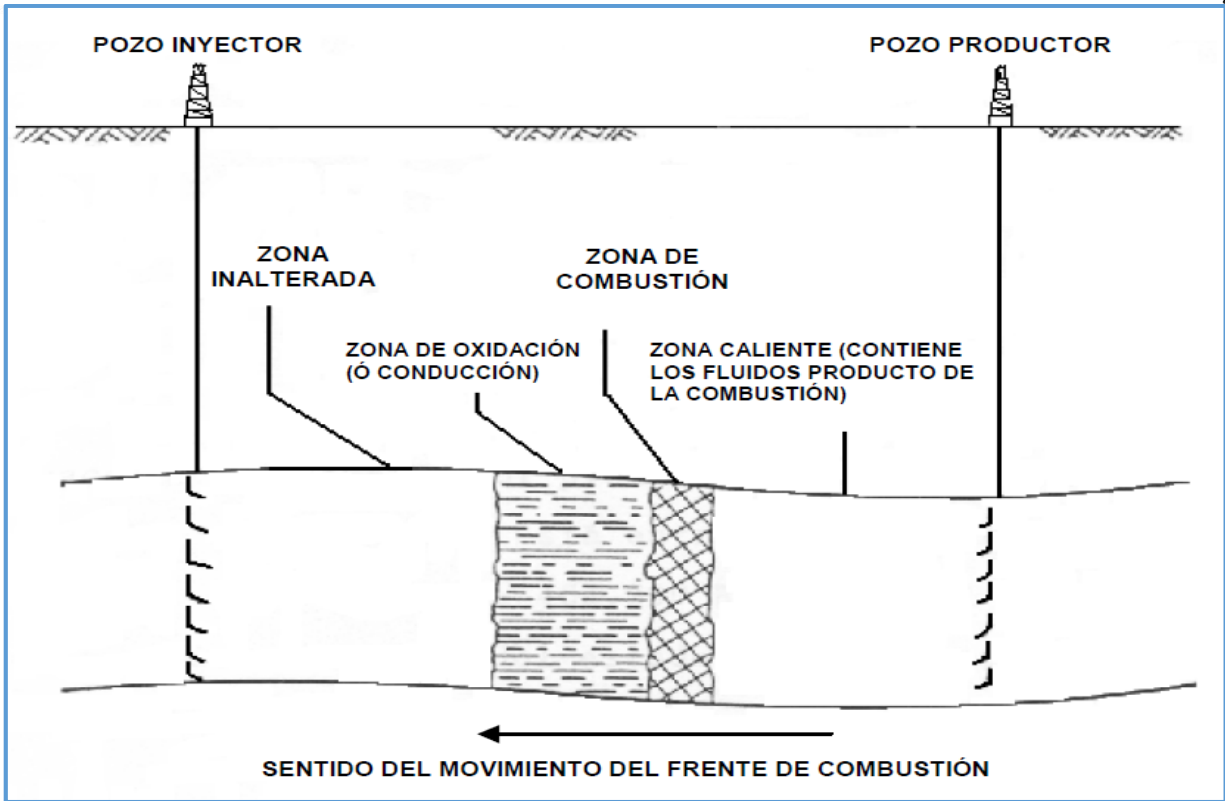


Figura 4.4. Zonas formadas durante el proceso de Combustión In Situ en Reverso

A diferencia del proceso convencional, la zona de combustión no consume todo el combustible depositado delante de ella, pero sí parte de los componentes medianos y ligeros del petróleo in situ. No hay producción significativa de CO_2 , pero las reacciones ocurridas durante la oxidación del crudo originan compuestos oxigenados como aldehídos, ácidos, peróxidos y otros.

4.2.2. Mecanismos de Recuperación

La energía térmica generada da a lugar una serie de reacciones químicas como la oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización, que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos tales como empuje por gas, desplazamientos miscibles, condensación, empuje por vapor y vaporización, para mover el aceite desde la zona de combustión hacia los pozos productores (Alvarado y Banzer).

4.2.3. Criterios de Selección y Diseño

En la **tabla 4.3** se muestran los criterios de diseño propuestos por Alvarado y Banzer en el año 2002.

Criterios de diseño para proyectos de combustión In Situ	
Parámetro	Criterio
Espesor de arena	> 3 m (10 pies)
Profundidad	> 152 m (500 pies)
Porosidad	> 16 %
Permeabilidad	> 100 md
Gravedad	< 40 °API
Viscosidad del aceite	< 5,000 cP
Esparcimiento	< 40 acres
Presión de inyección	> 250 $\frac{lb}{pg^2}$
Φ, S_o	> 0.05 fracción
$\frac{kh}{\mu}$	> 20 $\frac{md \cdot pie}{cP}$

Tabla 4.3. Criterios de diseño para la selección de yacimiento en un proceso de Combustión In Situ

4.2.4. Ventajas

- 💧 Mejora el crudo mediante el craqueo o separación de las moléculas pequeñas respecto a las grandes.
- 💧 Recuperación hasta del 80% según cálculos computarizados.
- 💧 Disminuye la viscosidad del crudo que se encuentra en el yacimiento.
- 💧 Se estima una reducción del 22% de emisión de dióxido de carbono en comparación con SAGD debido a que no se quema gas natural en superficie para generar vapor.
- 💧 En comparación con la inyección tradicional de vapor, se requiere menos energía para generar vapor.
- 💧 Disponibilidad de aire en todo momento.



- Mejora la densidad API de 11° hasta 26°.

4.2.5. Desventajas

- El aceite que se produce tiene que pasar por una zona fría lo que puede traer problemas de fluidez.
- Difícil control sobre la trayectoria de flujo del aire dentro del pozo.
- Alto costo de inversión en la planta compresora y elevado gasto de mantenimiento.
- Debido a que las temperaturas pueden tan altas, el pozo productor puede llegar ser destruido al ser alcanzado por el frente de combustión.

4.2.6. Aplicaciones

Desde inicios de 1950, se han realizado más de 270 pruebas de campo en E.U.A. y algunas otras partes del mundo. Obteniéndose muchas de estas pruebas exitosas, tanto económico como técnicamente. Los proyectos fallidos fueron resultado de características desfavorables del yacimiento y de los fluidos, un diseño pobre y problemas operativos, además que la mayoría de los proyectos fallidos, eran proyectos pilotos pequeños. En el mundo, la combustión in situ representa aproximadamente el 10% del aceite producido por métodos térmicos.

Algunos de los proyectos en el mundo están detallados a continuación:

- Rumania: Supplacu de Barcau es el proyecto de combustión más grande del mundo. Inició en 1964 y sigue operando.
- India: Balol, inició como una prueba piloto en 1990, fue expandido a todo el campo. Fue diseñado como un proyecto de combustión húmeda.
- Kazajistán, Rusia y Azerbaiyán: tienen proyectos pero no han sido bien descritos para literatura.
- Canadá: Batrum es un proyecto exitoso de Mobil, utilizando pozos horizontales como productores. El campo Eyehill y Wabaska, son proyectos similares.



4.3. Inyección de Punta a Talón (THAI)

El proceso de inyección de punta a talón, o por sus siglas en inglés, THAI (Toe-to-Heel Air Injection), surgió como una evolución de la Combustión In Situ, en el cual se tiene una configuración especial que permite la propagación de un frente de combustión estable a través de la capa de hidrocarburos, mejorando la eficiencia de barrido y proporcionando una mayor recuperación de crudo. Es un método de recuperación para yacimientos de crudos pesados y extrapesados que fue desarrollado en 1993 por el investigador Malcom Graves de la Universidad de Bath en Inglaterra y Alex Turta del Instituto de Recuperación del Petróleo; fue patentada por Petrobank.

4.3.1. Descripción del Proceso THAI

Este esquema hace uso de un pozo vertical de inyección de aire con uno horizontal de producción; con el fin de lograr un óptimo desarrollo del proceso, el pozo vertical debe estar ubicado echado arriba en el yacimiento, y el pozo horizontal en las zonas relativamente más bajas (**figura 4.5**).

El proceso THAI comienza con el precalentamiento con vapor, tanto del pozo horizontal como el vertical, durante un corto periodo de tiempo que normalmente consta de tres meses, con el fin de mejorar la movilidad alrededor del pozo vertical y facilitar la inyección de aire.

Es detenida la inyección de vapor para comenzar con la inyección del aire; al inyectar aire dentro del yacimiento, se autoincendia el crudo y se crea la zona de combustión de alta temperatura (400 °C – 700 °C), la cual se expande a medida que se comprime e inyecta una mayor cantidad de este. El frente de combustión que se mueve a razón de cien metros por año, consume alrededor del 10 por ciento del crudo presente originalmente en el yacimiento (el coque es el combustible para el proceso), generando calor, lo que reduce la viscosidad del crudo y mejora su movilidad, desplazándolo e induciéndolo a que éste fluya por gravedad hacia el pozo horizontal, al mismo tiempo se craquean los componentes de alto peso molecular. El crudo ligero y el agua del yacimiento vaporizada son barridos dentro del pozo horizontal hasta la superficie.

Mientras se continúa con la inyección de aire, el frente de la zona de drene del crudo aumenta hasta llegar al borde de la zona modelada. En ese momento, se establece un flujo de aire continuo y se espera a que la producción se estabilice; una vez que ésta ha sido estabilizada, se puede controlar el flujo de oxígeno y garantizar que

predomine el proceso de oxidación a altas temperaturas. Una vez que el volumen de drenaje alcance el talón (Heel) del pozo productor horizontal, y como el pozo está ya precalentado, el proceso puede continuar del estado de equilibrio a los gastos de producción máxima.

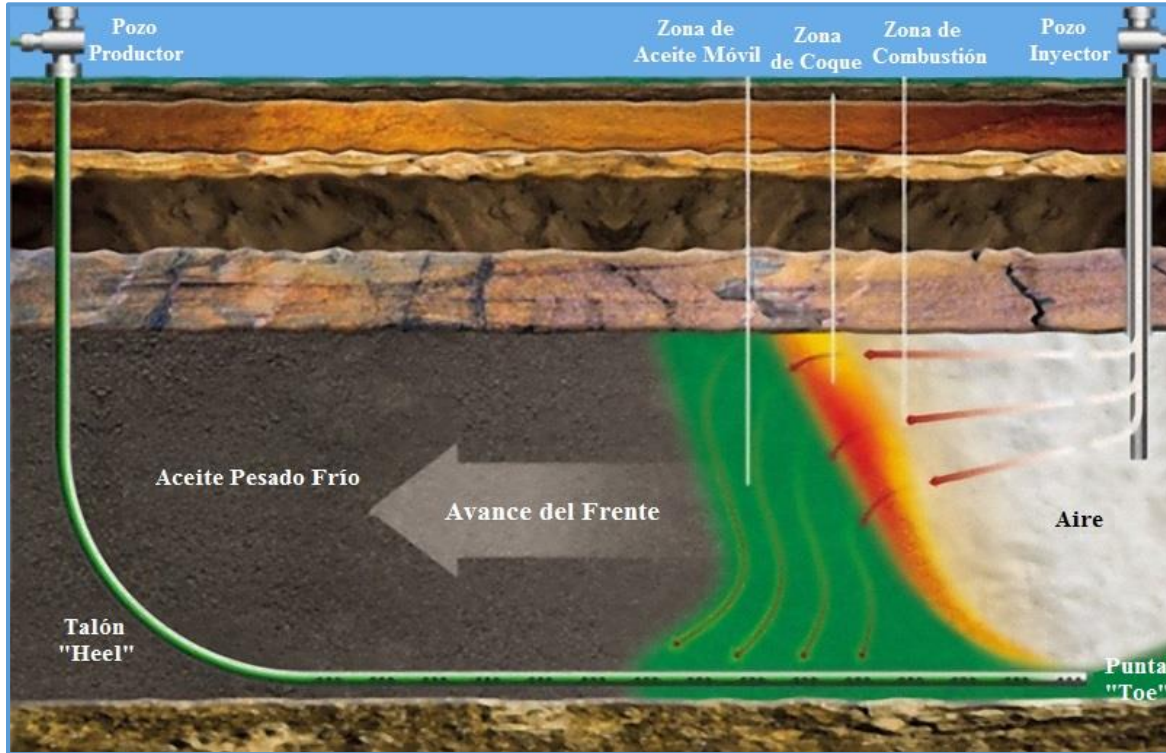


Figura 4.5. Representación conceptual del proceso THAI. El frente de combustión barre la formación desde la punta hasta el talón del pozo horizontal (Toe to Heel).

El alto potencial de THAI está en el desarrollo de un frente de combustión estable, en el que las fuerzas gravitacionales, viscosas y cinéticas se combinan para generar un frente de combustión cuasi-vertical, sin el “overriding” del gas inyectado (sobre posición de gases y vapores en la parte más alta de la formación) y mejor aún, con cero ruptura del oxígeno inyectado, beneficiando la operación general, la eficiencia térmica y la eficiencia del barrido del proceso (Guerra y Grosso, 2005).

4.3.2. Mecanismos de Recuperación

La disposición horizontal del pozo productor proporciona una geometría exclusiva de extracción por gravedad y presión, además la recuperación del crudo ocurre a través de un mecanismo de desplazamiento corto en trayectoria descendente entre 5 y 10 m.



4.3.3. Criterios de Aplicación y Diseño

Los criterios de aplicación y diseño que se deben tomar en cuenta en un proyecto THAI son los siguientes:

- 💧 Crudo con alto contenido de componentes pesados.
- 💧 El yacimiento debe ser lo más uniforme posible.
- 💧 La presencia de gas libre es perjudicial.
- 💧 Crudo con cierto porcentaje de asfáltenos.
- 💧 El espesor de la arena debe estar entre 8 pies y 100 pies (2 m y 30 m).
- 💧 La gravedad del crudo debe ser de 8 a 25 °API.
- 💧 Se recomienda que la profundidad se encuentre entre 3,000 pies y 5,000 pies.
- 💧 La presencia de zonas con lentes de lutitas que actúen como barreras para el vapor, no es crítica.

La estabilidad del método THAI depende de dos factores clave:

- I. Una zona de quemado de alta temperatura (450 a 650 °C).
- II. Un sello en el pozo productor horizontal, que prevenga que el gas se canalice desde atrás del frente de combustión hacia el pozo productor horizontal; el efecto de sello dinámico se crea cuando la temperatura cerca del pozo horizontal comienza a incrementarse.

4.3.4. Comparación del proceso THAI y SAGD

En la **tabla 4.4** realizada por Carol Marzuola en 2003, se muestran las diferencias entre ambos procesos, tanto ambientales como económicas.

THAI	SAGD
Uso de agua y gas sólo en la etapa inicial	Empleo de agua y gas durante todo el proceso
85% menos agua	Alta producción de agua
Cambios en la composición del crudo	Sin cambios significativos en la composición del crudo
22% menos de CO ₂	Alta producción de CO ₂
Recuperación de recursos: 70% – 80%	Recuperación de recursos: 40% - 60%
Aplicable a arenas de 8 pies a 100 pies de espesor	Aplicable a arenas mayores de 50 pies de espesor.

Tabla 4.4. Comparación de los beneficios del proceso THAI frente a SAGD.



4.3.5. Ventajas

- Requiere menos energía.
- Genera gases como nitrógeno, los cuales se pueden comercializar.
- Requiere menos instalaciones en superficie.
- Proceso de combustión a corta distancia.
- No hay segregación gravitacional del aire o adedamiento.
- Uso mínimo de gas natural y agua dulce.
- Mejor control sobre la dirección hacia la cual se mueve el frente.
- Requerimientos más bajos de diluyente para el transporte del crudo.
- Es tres veces más eficiente energéticamente que la inyección de vapor.
- La recuperación promedio es del 70% al 80% del aceite original in-situ.
- Potencialmente más factible para una gama más amplia de yacimientos.

Entre otras ventajas se tienen:

- El combustible para mantener la combustión es el coque resultante del proceso.
- El gas natural y el agua se utilizan durante los primeros tres meses para generar el vapor que se inyecta en el pozo vertical.
- Disminuye apreciablemente el contenido de metales, azufre (20% – 30%) y fracciones pesadas (90%), haciéndolo compatible con un amplio rango de refinerías.
- El agua producida es de muy alta calidad y requieren de poco tratamiento para adecuarlas a usos industriales.
- No deteriora el medio ambiente pues tiene menores emisiones de gases invernadero; puede reducir en 22% las emisiones de CO₂.
- Produce un crudo mejorado hasta en 10 °API en promedio con viscosidades de 50 a 100 cP.

4.3.6. Desventajas

- Es necesario que las tuberías de revestimiento, cubiertas y cabezales del pozo resistan al calor debido a las temperaturas extremadamente altas.



- Los remanentes de coque quemado pueden sellar el pozo horizontal mientras avanza el frente de combustión.
- Cambios en la composición del crudo producido, pudiendo perder características importantes, lo que haría más difícil el proceso de refinación.
- Severa corrosión en los equipos de subsuelo en caso de realizarse el proceso en modalidad de combustión húmeda, debido a la presencia de agua, CO₂ como gas proveniente del proceso de combustión y las altas temperaturas manejadas en el proceso.

4.3.7. Aplicación

En el año 2004, Petrobank y WhitesandIn situ se asociaron para desarrollar un proyecto a unos 13 km al oeste de Conklin con la finalidad de probar la tecnología THAI. El Proyecto Whitesands se diseñó para producir hasta 1,800 bpd de bitumen mejorado de la Formación McMurray en las arenas bituminosas de Athabasca. Se estimó que es posible recuperar del 70% al 80% del bitumen presente en el yacimiento. La densidad aumentó de 7.9 a 12.3 grados API.

PetrobankEnergy and Resources se encuentra realizando un proyecto de demostración de THAI para recuperar el crudo pesado de la Formación Waseca en el área de Kerrobert a 16 km de Kerrobert Saskatchewan, Canadá. El proyecto se ha diseñado para manejar una producción de 7,200 bpd. Asimismo, está desarrollando un proyecto con el objetivo de recuperar el bitumen de la Formación Bluesky en la zona de arenas bituminosas del Río Peace en el noreste de Alberta, Canadá, el cual tiene un potencial de 70 millones de barriles.

4.4. CAPRI

El método CAPRI, por sus siglas en inglés Controlled Atmospheric Pressure Resin Infusion (Presión Atmosférica Controlada por Infusión de Resina), es simplemente THAI más un catalizador, similar a los usados en refinerías en todo el mundo, que se agrega al empacamiento de grava alrededor del pozo de producción (**figura 4.6**). Su principal objetivo es convertir el aceite pesado en aceite ligero In Situ sin necesidad de recurrir a una mayor mejora en la superficie. Fue desarrollado por el Petroleum

Recovery Institute y Malcolm Greaves, ingeniero químico de la Universidad de Bath en Inglaterra. Actualmente Petrobank tiene la propiedad intelectual y sigue trabajando con Greaves y otros expertos para mejorar la tecnología.

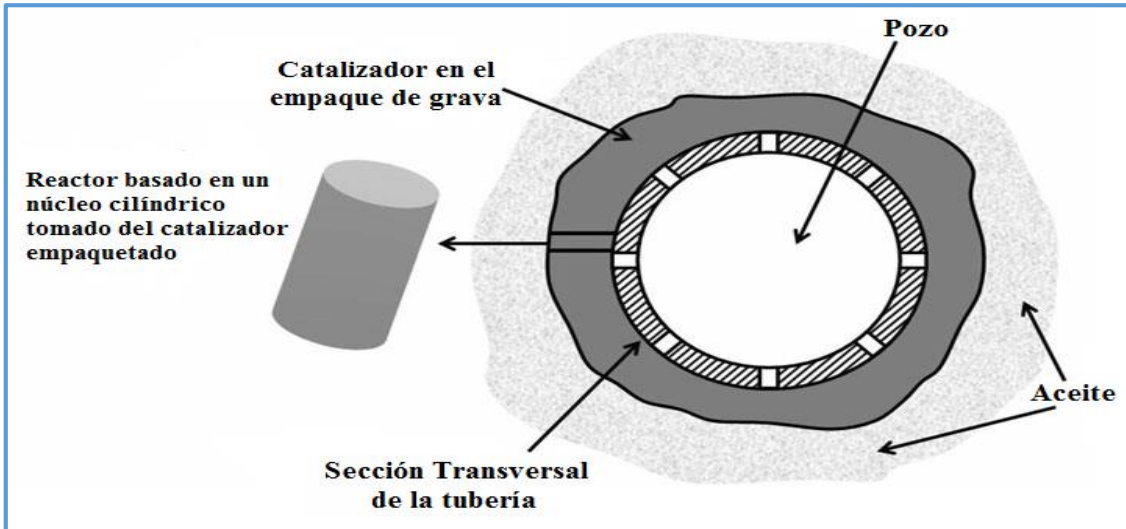


Figura 4.6. Sección transversal del pozo productor horizontal.

De acuerdo a sus autores, se producen condiciones idénticas a las de una refinería con 400 °C y presencia de hidrógeno. La idea que sustenta al proceso consiste en iniciar fuego subterráneo y hacer fluir el bitumen o el crudo pesado y al mismo tiempo, mejorar el crudo antes de que salga del subsuelo.

Según Malcolm Greaves (2002), CAPRI es la versión catalítica del proceso THAI y emplea una película externa de catalizador en el pozo productor horizontal para mejorar la calidad de los hidrocarburos, de al menos 8 °API. Al llevar esto a cabo, existiría un gran potencial para mejorar los crudos pesados de 8 °API a 10 °API, y mejorar los crudos de 24 °API hasta 26 °API.

El primer pozo piloto de producción CAPRI inició en agosto de 2006, en el proyecto Whitesands de Petrobank en Athabasca, con una producción de 1,900 bpd, sin producción de arena. No se cuenta con más información después del año 2009.

4.4.1. Proceso CAPRI

El proceso CAPRI o THAI/CAPRI al igual que THAI, usa un pozo de inyección vertical combinado con un pozo de producción horizontal, en lugar de únicamente pozos verticales. La sección horizontal del pozo productor contiene un catalizador granulado, que incrementa y acelera el craqueo térmico, permitiéndole a un crudo pesado alcanzar un gravedad de 26 °API y viscosidades finales de 40 cP.

En primer lugar, los operadores encienden fuego que se alimenta con parte del crudo In Situ y aire que se bombea hacia abajo por medio del pozo vertical; en el fondo del pozo vertical se encuentra el extremo, o punta (toe) del pozo horizontal. Al bombear aire, crece la cámara de combustión y se desarrolla calor dentro del yacimiento; la reacción creada por el frente de combustión provoca que los fluidos descendan al pozo productor y entren en contacto con el catalizador, el crudo caliente drena a través del catalizador hasta el pozo, y es aquí donde ocurre la reacción química.

Los productos no deseados como azufre, asfáltenos y metales pesados se separan del crudo, este mejoramiento del aceite se produce al activarse la conversión catalítica, ya que el aceite movilizado pasa a través de la capa del catalizador. Finalmente, el gas producido a partir de la combustión facilita el ascenso del crudo hasta la superficie. En la **figura 4.7** se puede ver la representación esquemática del proceso.

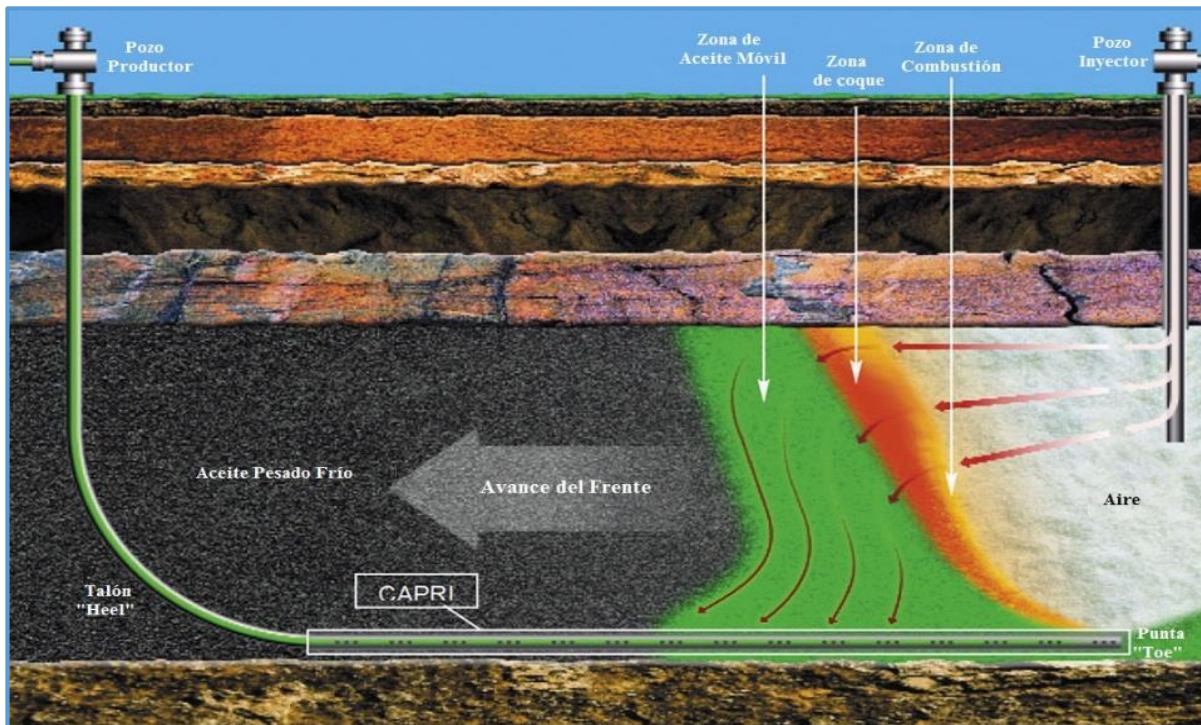


Figura 4.7. Representación esquemática del proceso CAPRI

Las temperaturas generadas por el frente de combustión son de alrededor de 400 °C a 600 °C o mayores y la presión es igual a la presión del yacimiento. Los reactivos comprenden agua (vapor), gases y aceite de combustión, incluyendo monóxido de carbono y una pequeña cantidad de oxígeno.



4.4.2. Comparación Entre el Proceso CAPRI y SAGD

De manera similar, el sistema CAPRI, SAGD y VAPEX, son clasificados como métodos de desplazamiento de corta distancia, ya que la distancia que viaja el aceite movilizado hacia el pozo productor es de unos cuantos metros, comparados con los cientos de metros en desplazamientos de larga distancia como los procesos convencionales de combustión in situ.

SAGD ha sido probado en campo desde 1984, con más de 20 campos piloto y tiene recuperaciones en el rango del 20 al 60% del volumen original de aceite del yacimiento. Su aplicabilidad se ve afectada porque requiere alta permeabilidad del yacimiento, formaciones con espesores altos y su eficiencia en etapas tardías del proceso decrece debido a las pérdidas de calor. Además, los procesos de recuperación mejorada se enfrentan con problemas de pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes, lo que disminuye la eficiencia térmica conforme el proceso progresa y también utiliza una gran cantidad de gas y agua para la energía y la generación de vapor, lo que podría hacer estos métodos caros y no rentables.

Por otro lado, el empuje de la gravedad obliga el flujo hacia abajo del proceso CAPRI y lo hace más eficiente, el flujo continuo de aire estabiliza el rendimiento, creando condiciones ideales para una mejora en la recuperación de aceite hasta un factor entre 79% y 85%, eliminando la necesidad de mezclar con diluyentes costosos para mejorar el transporte, y los fluidos producidos tienen una densidad API alta y una viscosidad menor, al igual que un menor contenido de sulfuro, metales pesados y nitrógeno, comparado con el aceite original. Sin embargo, el proceso THAI-CAPRI se enfrenta a problemas de una rápida desactivación catalítica debido al depósito de asfaltenos y coque.

Usualmente, el aceite extraído es mezclado con diluyentes costoso para reducir la viscosidad y ayudar a su transporte a través de las tuberías, pero el proceso CAPRI puede eliminar la necesidad de estos diluyentes. A diferencia, en SAGD, CSS y procesos convencionales de combustión in situ, que sí se requieren un tratamiento superficial antes de refinar el aceite. Las características del aceite producido con CAPRI son casi equivalentes a las de un aceite ligero con pocas impurezas y con una viscosidad baja, fácil de transportar a través de los ductos.

En cualquier sistema térmico de recuperación mejorada, el gas es el combustible para la generación de vapor, pero para un proceso CAPRI, el aceite del propio yacimiento es el combustible, reduciendo costos operativos. En este método se alcanzan temperaturas entre 400°C y 650°C, permitiendo al calor penetrar las posibles barreras en el yacimiento, comparadas con las temperaturas de 200 a



300°C obtenidas en otros métodos térmicos. CAPRI se ve menos afectado por las variables geológicas.

Los pronósticos de costos para algunos métodos basados en vapor como SAGD están en el rango de los \$20.00 USD a \$25 USD por barril, mientras que en CSS están entre \$15 y \$25 USD por barril, y en el proceso CAPRI tiene un costo operativo menor debido al consumo mínimo de gas natural, vapor y agua, y los catalizadores utilizados son relativamente baratos. Adicionalmente, los métodos térmicos basados en vapor son muy sensibles a los precios del crudo y la SOR.

Un incremento en la relación vapor-aceite, causa un incremento considerable en la cantidad de vapor y agua, requerida para producir la misma cantidad de aceite. Además, los problemas de tratamiento, desecho y manejo de grandes cantidades de agua producida, resulta un gran reto, al igual que la gran cantidad de emisiones de gases. CAPRI tiene un impacto ambiental mucho menor. Una buena evaluación de varios métodos para aceite pesado, debería estar basada en el consumo de energía, economía, impacto ambiental y factor de recuperación de aceite.

4.4.3. Ventajas

El catalizador utilizado puede ser desecho de refinería, por lo que es de muy bajo costo.

Tiene un mejor control sobre el frente de combustión.

Una recuperación hasta del 80% de crudo.

En comparación con la inyección tradicional de vapor, el proceso requiere de menor energía en la superficie para hacer que fluya el bitumen o crudo pesado.

No deteriora el medio ambiente, al no quemar gas natural en la superficie para generar vapor como en SAGD; puede reducir en 22% las emisiones de dióxido de carbono.

Quema el coque no deseado en el subsuelo.

Los gases arrastrados como el nitrógeno, suben junto con el crudo hasta la superficie donde son separados y comercializados.

El agua producida requiere un tratamiento mínimo para poder ser usada, por ejemplo, en irrigación.



4.4.4. Desventajas

Las temperaturas extremadamente altas podrían dañar el yacimiento.

Los equipos tales como tuberías de revestimiento, cubiertas y cabezales de pozo tienen que resistir al calor.

El proceso podría cambiar la composición del crudo producido haciendo que éste pierda sus características importantes lo que haría más difícil o imposible la refinación.

Los remanentes de coque quemado pueden sellar el pozo horizontal mientras avanza el frente de combustión.

4.5. Extracción de Petr6leo Asistido por Vapor (VAPEX)

En 1974, Allen present6 una variaci6n de la estimulaci6n c6clica de vapor (CSS), proceso en el que los ciclos alternos de vapor de agua y solventes como propano y butanos se usaron; debido a eso habían otras pruebas experimentales de m6todos de recuperaci6n de aceite pesado a partir de solventes pero los resultados eran desalentadores, por lo que en 1989, gracias al avance tecnol6gico en la perforaci6n horizontal, Butler Y Mokrys presentaron el proceso VAPEX como an6logo con solventes del proceso SAGD.

El esquema VAPEX (por sus siglas en ingl6s, Vapor Assisted Petroleum Extraction) es el mismo que SAGD desde el punto de vista f6sico y de procesos de flujo, excepto que se inyecta un solvente de hidrocarburo vaporizado de bajo peso molecular o una mezcla de estos en el yacimiento, el cual forma una c6mara solvente en donde ocurre una difusi6n molecular en el aceite haciendo que reduzca su viscosidad y aumente su movilidad; este tipo de difusi6n es m6s lento pero con un impacto potencial en el gasto de producci6n.

Es un m6todo similar a la “inyecci6n de solventes” donde se inyectan solventes dejando que causen efecto de separaci6n y suban por s6 solos a la superficie pero para la extracci6n de aceite en arenas bituminosas, la inyecci6n de solventes es peligrosa por el daño ambiental. El proceso ha sido probado en Canad6.

4.5.1. Concepto del Proceso VAPEX

En la configuración VAPEX, por lo general, es usado un par de pozos horizontales, uno encima de otro con un espacio entre ellos de aproximadamente cinco metros, en donde se inyecta un solvente en el yacimiento a través del pozo inyector localizado en la parte superior; el solvente vaporizado se eleva lentamente para formar una cámara de vapor en la matriz de la arena sobre el pozo inyector (**figura 4.8**), éste se disuelve en el bitumen hasta que el aceite diluido es drenado por gravedad hacia el pozo de producción. El método puede también aplicarse en un pozo por vez pero en este enfoque se inyecta solvente desde el extremo de un pozo horizontal. El uso de solventes vaporizados produce empujes mayores en la segregación gravitacional, reducen la cantidad residual de solvente en el yacimiento y pueden causar efectos de remoción de asfalto en el crudo pesado o bitumen dependiendo de su composición.

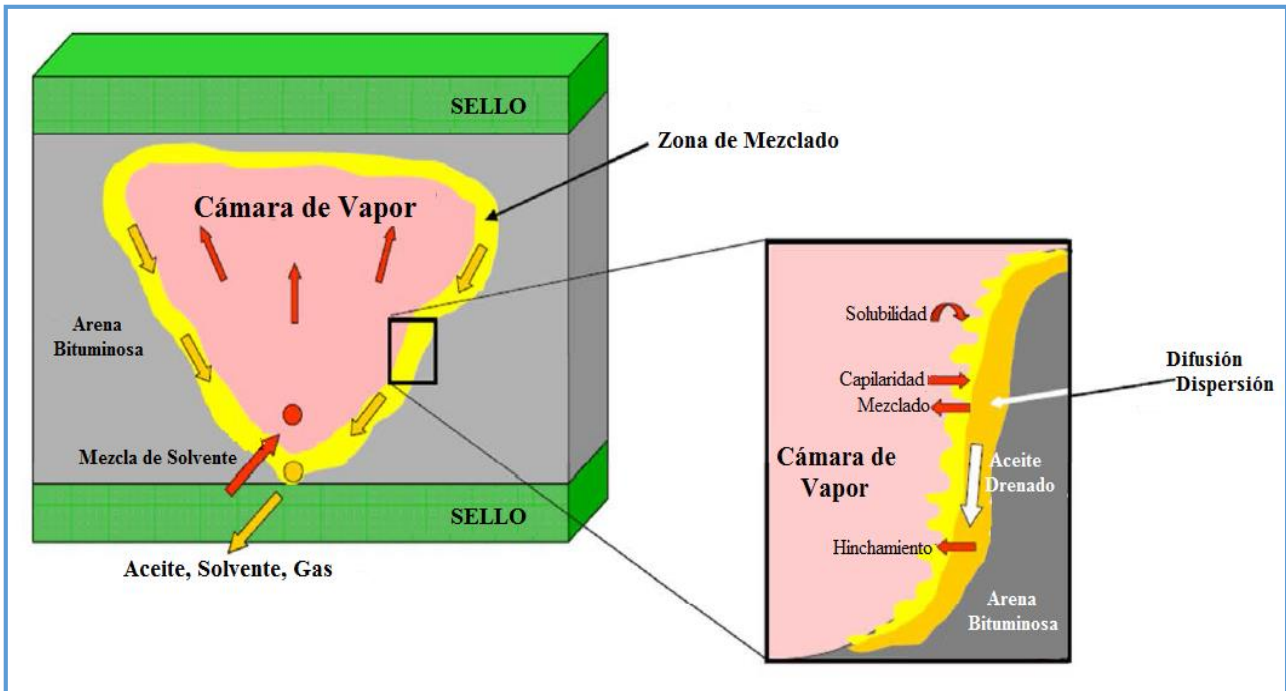


Figura 4.8. Comportamiento de la cámara de vapor de proceso VAPEX

Las condiciones de operación son controladas con el objetivo de mantener al solvente muy cercano a su presión de vapor, para así aumentar al máximo sus efectos de disolución. Al final del proceso de inyección, cuando el yacimiento comienza a producir, se recupera parte del solvente aunque puede recuperarse aún más si es separado del aceite producido.



Como VAPEX es una técnica análoga a SAGD, es afectada de igual manera por la permeabilidad horizontal, la viscosidad, saturación de aceite y gravedad API, por lo que el área de interés debe de tener alta permeabilidad y, gravedad API característica de los crudos pesados y extra pesados.

4.5.2. Mecanismo de Operación en el Medio Poroso

El mecanismo básico del proceso consiste en los siguientes pasos.

- 💧 Disolución del solvente vaporizado en la interfase solvente-bitumen.
- 💧 Difusión del solvente disuelto en la mayor parte del bitumen.
- 💧 El solvente disuelto y difuso diluye el aceite reduciendo su viscosidad.
- 💧 Existe remoción de asfalto si la concentración de solvente es adecuada.
- 💧 Empieza la producción de aceite por segregación gravitacional.

El mecanismo de transferencia de masa molecular es caracterizado por transferir una sustancia a través de otra a escala molecular, es decir, cuando se ponen en contacto dos fases que tienen diferentes composiciones la sustancia que se difunde abandona un lugar de una región de alta concentración y pasa a un lugar de baja concentración, como el caso de VAPEX, donde ocurre básicamente una redistribución de las moléculas pesadas del crudo al solvente que presentan moléculas livianas.

4.5.3. Criterios de Selección del Solvente

En este proceso, el gasto de producción está directamente relacionado con la cantidad de disolvente disuelto en el bitumen. Un aspecto importante es que la remoción de asfalto ayuda a reducir muchos problemas corriente abajo y también depende de la cantidad de disolvente.

Las propiedades críticas más determinantes para la selección del solvente es la solubilidad y la difusividad en el tipo de crudo. La solubilidad de un solvente vaporizado es máxima cerca de su punto de rocío, por lo tanto, la presión del solvente debe ser lo más cercana posible a su presión de vapor a la temperatura del yacimiento; si la presión de rocío del solvente es inferior a la presión del yacimiento, el solvente se licuaría y llenaría la matriz de arena, entonces cada barril de petróleo sería reemplazado por un barril de solvente líquido, lo cual no resultaría económico, entonces para que sea adecuado para el proceso, el solvente debe tener una presión



de rocío ligeramente superior a la presión del yacimiento de manera que pueda ser inyectado de forma segura sin que la licuefacción y la solubilidad máxima puedan ser alcanzadas al mismo tiempo.

Estos criterios junto con el costo y la disponibilidad de los solventes limita la elección a etano, propano y butano. Se ha observado que el rendimiento del proceso con etano es inferior a la de propano y butano, estos dos últimos producen gastos comparables; sin embargo, el propano mejora el aceite por remoción de asfalto. Hay muchos yacimientos de aceite pesado y bitumen donde la presión se encuentra en el intervalo de presión del punto de rocío de propano. En yacimientos someros el butano puede ser adecuado.

Cuando se desea llevar a cabo el proceso a presiones muy por encima a la presión de vapor del solvente puro se debe de usar mezclas de solventes o mezclas de solventes con un gas no condensable.

El modelo de estado Pseudo-Estacionario desarrollado por Butler y Mokrys, modificado para el proceso usando solventes vaporizados predice el gasto de producción.

$$q = 2La\sqrt{H} \dots \dots \dots [Ec. 4. 1]$$

Donde
$$a = \sqrt{2kg\phi^{1-m}\Delta S_o N_s} \dots \dots \dots [Ec. 4. 2]$$

Y
$$N_s = \int_{c_m}^{c_i} \frac{\Delta\rho D_s(1-c_s)}{\mu c_s} dc_s \dots \dots \dots [Ec. 4. 3]$$

- H** = Altura del yacimiento
- L** = Longitud horizontal del pozo
- q** = Gasto de producción
- k** = Permeabilidad
- g** = Aceleración de la gravedad
- φ** = Porosidad
- ΔS_o** = Cambio en la saturación de aceite
- μ** = Viscosidad de la mezcla en la concentración de solvente, C_s



$\Delta\rho$ = Diferencia de densidad entre el solvente y el bitumen

D_s = Difusividad intrínseca del propano en el bitumen

C_s, C_i, C_m = Fracción mol del solvente a diferentes puntos en el límite de la capa.

m = Factor de cementación

El gasto de producción es directamente proporcional al parámetro VAPEX, “a”, por lo que puede ser utilizado para evaluar el rendimiento del proceso a diferentes condiciones. Tanto el gasto de producción y “a” son proporcionales a la raíz cuadrada de la permeabilidad, por lo que esta relación puede ser usada para aumentar la producción a distintas permeabilidades.

4.5.5. Ventajas

- 💧 Altamente eficiente energéticamente debido a que cerca de 0.5 kg de solvente es inyectado por cada kilogramo de crudo producido a diferencia de otros métodos como el In Situ donde, por lo general, más de 3 kg de agua se inyecta para producir sólo 1 kg de crudo (Mokrys et. al., 1993).
- 💧 La configuración de los pozos es similar a la del método SAGD, por lo que permite combinar ciclos de inyección de vapor con inyección de solventes.
- 💧 Los costos de operación son inferiores a otros procesos de recuperación térmica como SAGD o CCS.
- 💧 Se puede obtener una recuperación hasta del 80% de solvente, de 0.5 kg de solvente inyectado sólo el 0.1 kg es dejado en el yacimiento.
- 💧 Debido al uso de solventes se puede inducir la precipitación de asfaltenos en la formación, lo cual aumenta la calidad del crudo al quedarse estos en el yacimiento.
- 💧 Ausencia de costosas instalaciones para el tratamiento de agua.
- 💧 Menor impacto ambiental al eliminar la emisión de cantidades grandes de gases de invernadero inherentes en la generación de vapor de agua.
- 💧 Si las condiciones son apropiadas, su vida productiva puede extenderse por décadas.



- 🔹 Puede ser aplicado en yacimientos profundos, donde los métodos de inyección de vapor no son prácticos.

4.5.6. Desventajas

- 🔹 Los disolventes inyectados pueden ser costosos por lo que si no se recupera con el crudo producido, el costo del proceso puede aumentar considerablemente.
- 🔹 Diseño complejo de infraestructura.
- 🔹 Ritmo de producción más bajo comparado con SAGD
- 🔹 Se encuentra sometido a pruebas piloto, por lo que no cuenta con gran aplicabilidad a nivel de operaciones en campo.
- 🔹 La precipitación de asfaltenos debido a los solventes, también puede traer efectos negativos, como el bloqueo de las arenas que reduce la movilidad del crudo.
- 🔹 La producción puede ser menor a la obtenida en SAGD.

4.5.7. Aplicación

Se llevó a cabo una simulación basada en el yacimiento Bach-01, ubicado en la costa oriental del lago de Maracaibo, al sur de la ciudad de Lagunillas, Venezuela; con un área aproximada de 95 km², una viscosidad de 636 cP y una gravedad de 12 °API. El simulador utilizado fue STARS. Las condiciones óptimas fue inyectar una mezcla de solventes de hidrocarburos ligeros (50% metano + 50% propano) debido a que se obtuvo un mayor factor de recuperación (entre 10% y 27%).

4.6. Producción en Frío de Aceite Pesado y Arena (CHOPS)

El método CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand) o Producción en Frío de Aceite Pesado con Arena, involucra el influjo deliberado de arena al pozo, con una producción continua de aceite con cantidades sustanciales de arena junto con él a lo

largo de muchos años. CHOPS requiere mantener grandes cantidades de arenas en todas las fases de la producción; esto es un concepto radicalmente distinto a los métodos de producción de aceite convencionales. También existen procesos físicos que ocurren en el yacimiento que son completamente distintos a la producción convencional (comportamiento de aceite espumado, redistribución de los esfuerzos, licuefacción de la arena). Es un método de producción primaria debido a que explota la energía natural del yacimiento: energía de la disolución y expansión del gas, y del efecto vertical de la sobrecarga.

4.6.1. Descripción del Proceso CHOPS

El método CHOPS es un proceso no térmico para producir aceite pesado. En este método, la producción continua de arena mejora la recuperación de aceite pesado del yacimiento. En muchos casos, se forman agujeros de gusano en el yacimiento de arenas no consolidadas, incrementando la productividad, el factor de recuperación de aceite oscila entre 10 y 20% (**figura 4.9 y figura 4.10**). En la mayoría de los casos, se utiliza un sistema artificial de producción para levantar el aceite y la arena, como Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP).

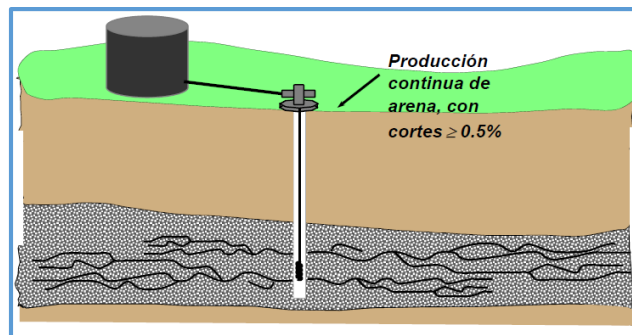


Figura 4.9. Configuración típica de un pozo CHOPS.

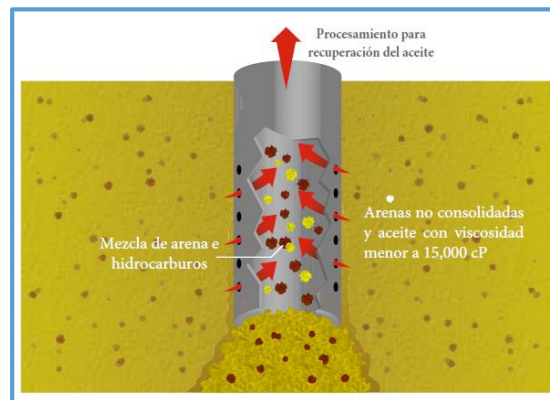


Figura 4.10. Entrada de arena al pozo CHOPS.



En la explotación de aceite pesado, se puede evitar la producción de arena durante la producción primaria a través del uso de empaques de grava en pozos verticales; sin embargo, producir de esta manera no resulta rentable. La producción de cada pozo vertical sería sólo de unos cuantos metros cúbicos por día (0.5 a 5 m³/d ó 3 a 31 bpd), y la mayor de estas producciones se obtendrá solamente en los aceites de densidades menores a 1,000 cP y en los mejores yacimientos ($k > 2 D$, $h > 10 m$). Si se tiene un yacimiento con las características adecuadas y se permite el ingreso de arena y se mantiene, la producción de aceite alcanzará un rango entre 15 y 50 m³/d (entre 94 y 314 bpd).

CHOPS implica permitir la entrada de arena a propósito durante el procedimiento de terminación del pozo y mantener el influjo de arena durante la vida productiva del mismo, separar la arena del aceite, y finalmente desechar la arena. No se utilizan dispositivos que impidan la entrada de arena al pozo (liners, empaques de grava) y no se utilizan filtros ni separadores a alta presión en superficie. La arena se produce junto con el aceite, agua y gas, y se separa del aceite por asentamiento antes de que el crudo sea enviado a instalaciones de procesamiento.

4.6.2. Perfiles de Producción

El perfil de producción de un pozo consta de tres ciclos como se muestra en la **figura 4.11**. Sus características principales se muestran a continuación:

- 🔹 Inmediatamente después del inicio del flujo de arena y aceite en un pozo CHOPS, la fracción volumétrica de arena es extremadamente alta, frecuentemente entre 30 y 45% del volumen total de sólidos y líquidos producidos. Esta producción elevada de arena depende del yacimiento y de la viscosidad: yacimientos con aceite de baja viscosidad pueden alcanzar un máximo de 20% de arena, mientras que un yacimiento con una alta viscosidad y alto contenido de gas puede exceder un 50% del volumen total producido de arena, aceite y agua.
- 🔹 El gasto de arena tiende a caer en un periodo de semanas a meses, hasta llegar a un valor del 1 al 8% del volumen total de líquidos y aceite.
- 🔹 En los aceites más viscosos ($>2,000$ cP), existe una etapa de producción constante de varios meses con cortes de arena entre 10 y 20%, antes de que declinen a un 2 a 6% que pueden ser mantenidos por varios meses o años.

- La producción de aceite comienza a incrementar por un periodo de varios meses, hasta que alcanza un máximo que puede ser entre un 30 y 60% más alto que el gasto inicial, excediendo los 50 m³/d (314 bpd) en los mejores pozos, pero comúnmente están en un rango de 20 a 40 m³/d (125 a 250 bpd).
- Después de que se alcanza este máximo, la producción declina gradualmente, aunque también depende de la estrategia de bombeo.
- Después de un periodo de producción, que puede durar desde uno a varios años, el pozo gradualmente llega a una producción que no es aceptable para el operador. En este momento (usualmente en el rango de 2 a 3 m³/d, ó 13 a 19 bpd) se inicia una intervención para intentar reestablecer gastos de producción altos.
- El comportamiento después de la intervención en casos exitosos, es similar al primer ciclo de producción, pero el pozo raramente vuelve a alcanzar los picos de producción de arena y de aceite. Pueden suceder excepciones cuando se vuelve a perforar al pozo durante la intervención con un diámetro más grande.

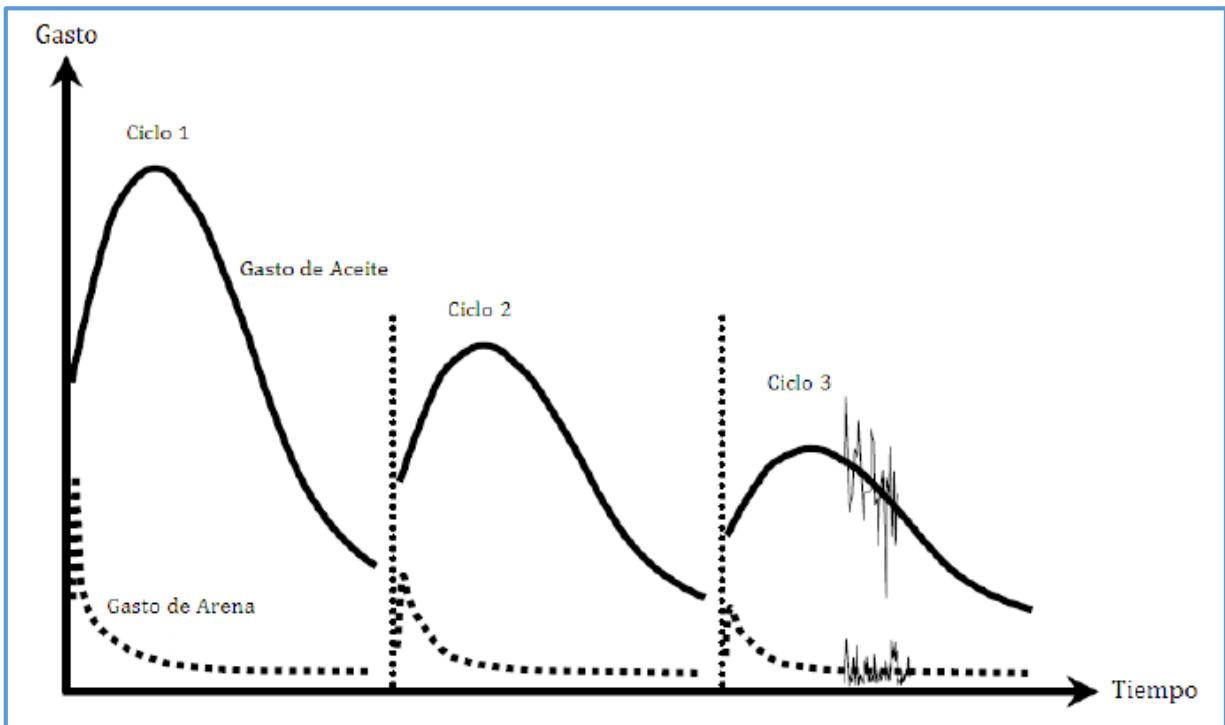


Figura 4.11. Comportamiento de un pozo CHOPS con tres ciclos de producción, separados por las intervenciones para mantener la producción de arena.



4.6.3. Criterios de Aplicación y Diseño

La producción de crudos pesados con el método CHOPS, se obtiene de cuerpos de areniscas limpias y no consolidadas con ausencia de una zona cercana de agua móvil. La porosidad depende del tamaño de los granos, que son entre medio y fino (entre 80 y 150 micrones). Los intervalos productores comúnmente están separados por cuerpos de limos y lutitas arcillosas. La **tabla 4.5** muestra las propiedades características de un yacimiento con CHOPS.

Criterios para Proyectos de Producción en Frío de Aceite Pesado y Arena		
Parámetros		Criterio
Aceite	Viscosidad	1000 cP – 12000 cP
Yacimiento	Profundidad	500 m – 650 m
	Espesor	5 m – 12 m
	Porosidad	28 % – 32 %
	Permeabilidad	1 D – 4 D
	Presión Inicial	$600 \frac{lb}{pg^2_{abs}} - 900 \frac{lb}{pg^2_{abs}}$
	Temperatura	20 °C – 25 °C
	Saturación de Aceite	87 %
	Saturación de Agua	13 %
	Salinidad	60000 ppm

Tabla 4.5. Criterios para la aplicación de proyectos CHOPS.

Al principio de la explotación de un yacimiento con CHOPS, no hay gas libre en los poros de la arena; en muchos casos, el aceite se encuentra con una buena cantidad de gas disuelto. Es necesario terminar el pozo de manera que permita la entrada de arena y un sistema PCP que maneje la producción de ésta.

4.6.4. Ventajas

El costo de un pozo horizontal es de tres a cinco veces el costo de un pozo vertical, y los costos de intervención del pozo son extremadamente altos en pozos horizontales. Los pozos horizontales usualmente tienen una vida productiva de 3 a 6 años solamente, y normalmente no se produce más del 10% del volumen original de aceite, por lo que resultan los pozos CHOPS más económicos y con una vida más larga.



4.6.5. Desventajas

El método CHOPS produce grandes cantidades de arenas así como varios fluidos indeseados, tales como: agua rica en cloruros (NaCl disuelto), emulsiones agua-aceite-arcilla, lodos. El manejo de todos estos desperdicios, incluyendo los volúmenes masivos de arenas producidas, puede añadir tanto como \$3.00 USD/bl^[10] a los costos operativos (OPEX) para el método CHOPS. El manejo de los residuos es considerado como un factor mayor en el costo para las operaciones CHOPS, resultando su costo en aproximadamente el 15 a 35% ^[10] del OPEX, dependiendo de los gastos de aceite y de arena. Otro costo mayor en OPEX es el costo del mantenimiento de los pozos, ya que el método requiere con más frecuencia trabajos de mantenimiento que los pozos convencionales de aceite, y esto resulta en aproximadamente un 15 a 25% ^[10] del OPEX dependiendo del campo y los pozos.

También representa un problema el desecho de las arenas, las cuales están contaminadas con petróleo. En algunos lugares se utiliza esta arena para la construcción de caminos, pero no son muy efectivas. Actualmente, la mayoría de la arena se deposita en cavernas de sal.

Se recomienda para yacimientos de baja energía debido a que presiones iniciales elevadas aumentarían la velocidad de la mezcla producida, ocasionando graves problemas de abrasión en la tubería de producción, en el sistema artificial de producción instalado y en los equipos superficiales.

Se considera que las saturaciones de agua mayores al 25% causan ineficiencia económica debido a que aumentan los costos de tratamiento del crudo (deshidratación).

4.6.6. Aplicaciones

Hasta la fecha, CHOPS ha sido un método ampliamente usado sólo en Canadá; sin embargo, han existido algunas otras aplicaciones alrededor del mundo, tal es el caso de China con los campos Nanyang, Liaohe, y Jilin. En el campo Nanyang, del año 1997 a 2000 se probó con algo de éxito pero no se adoptó permanentemente. También en el campo Liaohe en el mismo país, se realizaron pruebas bajo condiciones difíciles, y se intentó continuarlo pero no resultó tan favorable como en Canadá. En 2001, se inició un proyecto CHOPS en un depósito de aceite pesado a 300 m de profundidad, en arena de grano fino. Aunque se obtuvieron producciones entre 2 y 6 m³/d (12 a 38 bpd), que resultan pequeñas comparadas con las canadienses, mayores a 10 m³/d (63 bpd).



Algunas otras aplicaciones en Canadá han sido las mostradas en la **tabla 4.6**.

Operadora	PanCanadian	Mobil	Suncor	Amoco	Texaco
Formación	Mannville	Mannville	Clearwater	Clearwater	Mannville
Campo	Lindbergh, Frog Lake	Celtic	Burnt Lake	Elk Point	Frog Lake
Saturación de aceite (%)	-	-	80	87	70 a 80
RGA ($\frac{m^3}{m^3}$)	-	10	5 a 11	11 a 15.2	10
Viscosidad del aceite (cP)	3,000 a 10,000	1,200 a 3,000	40,000 (aceite muerto)	2,000 a 55,000	20,000 a 50,000
Presión ($\frac{lb}{pg^2}$)	580.1	478.6	478.6	551.1	406.1 a 493.1
Permeabilidad (D)	1.5 a 2.5	0.5 a 4.0	2.0	-	1.0 a 5.0
°API	12 a 14	-	12	11	-
Zona productora (m)	14	3 a 5	20	11 a 14	4 a 11
Porosidad (%)	32	33	34	34	33

Tabla 4.6. Casos de campo en CHOPS.

4.7. Análisis de los Método Alternativos a SAGD

En la siguiente tabla, que está dividida en dos partes (**tabla 4.a. y 4.b.**), se muestra un resumen de los aspectos más importantes de los métodos alternativos a SAGD.



	Principio de Operación	Diferencia con SAGD	Ventajas	Desventajas	Costos	Aplicación	Autor / Compañía / País
Inyección cíclica de vapor (CSS)	Consiste en inyectar vapor por un periodo de días o semanas con el fin de lograr una distribución del calor inyectado; Cerrar el pozo por un corto periodo de tiempo y, ponerlo nuevamente en producción.	Consiste en un solo pozo vertical por el cual se lleva a cabo la inyección de vapor y producción de hidrocarburos.	Regímenes de producción iniciales altos. Posee una adaptabilidad a diferentes características de yacimientos y aceites viscosos. Funciona bien en yacimientos estratificados. Dependiendo de la naturaleza del yacimiento se pueden obtener factores de recuperación hasta de 40 por ciento.	Sólo una parte del agua inyectada como vapor es producida (30% - 35%). Puede dañar a la formación si el vapor se pone en contacto con arcillas hinchables.	Los costos por barril se encuentran en el rango de 15 y 25 USD.	En 2008 Petróleos mexicanos (PEMEX) llevó una prueba piloto en el campo Samaria en México. Se tenía una producción inicial de 1000 bpd a cual después de proceso subió a 1700 bpd, también aplicado en el campo Cold Lake en Canadá con recuperación entre el 25% y el 35%.	Fue descubierto accidentalmente por la compañía Shell en Venezuela en el año de 1959 mientras realizaba un proyecto de inyección continua.
Combustión In Situ	Consiste en a generación de calor en el yacimiento mediante la inyección de aire, generando un frente de combustión que propaga el calor y reduce la viscosidad del crudo	Su configuración consiste en dos pozos verticales; uno inyector y otro productor. Se hace uso de un calentador y de la inyección de aire normalmente enriquecido con O ₂ .	Mejora el crudo mediante el craqueo desde 11°API hasta 26°. Se estima una reducción del 22% de emisión de dióxido de carbono.	El crudo que se produce tiene que pasar por una zona fría lo que puede traer problemas de fluidez. El pozo productor puede ser destruido al ser alcanzado por el frente de combustión.	Tiene un alto costo de inversión en la planta compresora y elevado gasto de mantenimiento.	En 1964 se inició proyecto el proyecto de Suplacu de Barcau en Rumania, es cual hasta el momento sigue operando. Balol en India inició una prueba piloto en 1990, fue diseñado como combustión húmeda. Battrum en Canadá es un proyecto exitoso de Mobil,	Probablemente tuvo su origen a principios de siglo pero tal como es conocido en la actualidad se debe a Kuhn, Koch, Grant y SAS (1953 – 1954).
Inyección de punta a talón (THAI)	Permite la propagación de un frente de combustión a través de la capa de hidrocarburos, mejorando la eficiencia de barrido y proporcionando una mayor recuperación de crudo.	Utiliza un pozo vertical inyector y un pozo horizontal productor además de la inyección de aire. Alrededor del 10% del crudo presente en el yacimiento se usa como combustible.	Los gases generados pueden ser comercializados. Requiere de menos instalaciones en superficie. Un uso mínimo de gas natural y agua dulce. Potencialmente más factible para una gama más amplia de yacimientos. Produce un crudo mejorado hasta en 10 °API.	Es necesario que las tuberías de revestimiento, cubiertas y cabezales resistan al calor debido a las temperaturas extremadamente altas.	Menor CAPEX inicial, debido a que solo se necesita un pozo horizontal y vapor mínimo. Menor costo de operación porque se utiliza el vapor mínimo posible.	Fue aplicado en 2004 a 13 km de Conklin por Petrobank y WhitesandInsitu. El aceite mejoro de 7 a 123 °API. PetrobankEnergy and Resources está realizando un proyecto a 16 km de Kerrobert Saskatchewan, Canadá.	Fue desarrollado en 1993 por Malcom Graves de la Universidad de Bath en Inglaterra Alex Turta. Patentada por Petrobank

Tabla 4.a. Resumen de las características principales de los métodos alternativos a SAGD.



	Principio de Operación	Diferencia con SAGD	Ventajas	Desventajas	Costos	Aplicación	Autor / Compañía / País
CAPRI	Se genera un frente de combustión que desarrolla calor en el yacimiento y provoca que los fluidos desciendan al pozo productor y entren en contacto con el catalizador el cual mejora el aceite.	Su configuración al igual que THAI consiste en un pozo inyector vertical y uno productor horizontal. Usa la inyección de aire además de un catalizador.	El catalizador puede ser desecho de refinería por lo cual puede ser de muy bajo costo. El agua producida requiere de un tratamiento mínimo para ser usada en irrigación. Los gases arrastrados junto con el crudo pueden ser comercializados.	Las temperaturas extremadamente altas podrían dañar al yacimiento. Los equipos como tuberías de revestimiento, cabezales etc., tienen que resistir al calor.	Relativamente barato si se utilizan catalizadores estándar de refinería. 20 ton de un catalizador estándar para un pozo horizontal de 500 m, cuesta \$60k-\$100k (USD).	Se realizó una prueba piloto en Athabasca en 2006, sin resultados concluyentes.	Conrad Ayasse, Alex Turta (Petroleum Recovery Institute) y Malcolm Graves.
Extracción de petróleo asistido por vapor (VAPEX)	Se inyecta un solvente, el cual forma una cámara de solvente donde ocurre una difusión molecular en el aceite que hace que este reduzca su viscosidad y aumente su movilidad.	Se inyecta un solvente de hidrocarburo vaporizado de bajo peso molecular o una mezcla de esto al yacimiento.	Posee un bajo consumo energético debido a que cerca de 0.5 kg de solvente es inyectado por cada kilo producido. Se puede recuperar hasta 80% del solvente. Puede ser aplicado en yacimientos profundos. Menor impacto ambiental.	Los solventes inyectados pueden ser costosos. Ritmo de producción más bajo comparado con SAGD. La precipitación de asfaltenos debido a los solventes puede bloquear la formación.	Depende del costo del solvente, ya que el metano y propano resultan muy caros, se podría utilizar CO ₂ .	De acuerdo a su simulación, se obtuvo que el solvente que obtenía mayores factores de recuperación (10-27%) era una mezcla del 50% de metano y 50% de propano.	Fue presentado por Butler y Mokrysen el año de 1989.
Producción en frío de aceite pesado y arena (CHOPS)	Es un método de producción primaria que explota la energía natural del yacimiento: Energía de la disolución y expansión del gas, y del efecto vertical de la sobrecarga.	Se forman canales denominados de agujeros de gusanos que crean una zona de alta permeabilidad creciente alrededor del pozo. Se requieren sistemas de bombeo multifásicos.	El costo del pozo vertical usado en el proceso, es menor debido a que el de un pozo horizontal es de tres a cinco veces mayor.	Produce grandes cantidades de arenas así como fluidos indeseados. El manejo de los residuos es considerado como un factor de mayor costo para CHOPS. Los pozos requieren de mantenimiento constante.	Es un proceso considerado completamente comercial.	Hasta la fecha ha sido un método ampliamente usado en Canadá aunque han existido otras aplicaciones como en los campos Nanyang (1997 – 200), Liaohe y Jilin en china. En el campo Liaohe los resultados no fueron tan favorables como los de Canadá.	Fue desarrollado en Canadá.

Tabla 4.b. Resumen de las características principales de los métodos alternativos a SAGD.



Lista de tablas y figuras.

Figura 4.1. Hidalgo Emily, González Alonso, et. al., Tecnologías Usadas Para La Extracción de Crudos Pesados, Universidad Nacional Experimental Politécnica De La Fuerza Armada, Barinas, 7 Agosto 2011, pág. 10.

Figura 4.2. D. Bott Robert, Carson M. David, Centre for Energy. Canada's Oil Sands. 3ra Edición, Petroleum Communication Foundation, 38 pp. Canadá, noviembre de 2011.

Figura 4.3. Alvarado Douglas A., Banzer S. Carlos, Recuperación Térmica de Petróleo, Caracas, Venezuela, 2002, pág. 8.

Figura 4.4. Alvarado Douglas A., Banzer S. Carlos, Recuperación Térmica de Petróleo, Caracas, Venezuela, 2002, pág. 11.

Figura 4.5. Merino Luciana, Proyectos de Productor, Novedades Tácticas, New Technology Magazine, Julio – Agosto, 2005, Internet < [http://www. petrolnews.net/Novedadestecnicas/refineria2.php](http://www.petrolnews.net/Novedadestecnicas/refineria2.php)>.

Figura 4.6. Abarasi Hart, The Novel THAI-CAPRI Technology and Its Comparison to OTHER Thermal Methods For Heavy Oil Recovery and Upgrading, University of Birmingham, Edgbaston, Birmingham, UK, 9 diciembre de 2013, pág. 4.

Figura 4.7. Kendall Rob, Using Timelapse Seismic to Monitor The THAI Heavy Oil Production Process, Petrobank Energy and ResorcesLtd, Vol. 34 ISSUE 07, Calgary, Alberta, Canadá, septiembre de 2009. Internet < [http://csegrecorder .com/articles/view/using-timelapse-seismic-to-monitor-the-thai-heavy-oil-production-process](http://csegrecorder.com/articles/view/using-timelapse-seismic-to-monitor-the-thai-heavy-oil-production-process)>.

Figura 4.8. Canadian Heavy Oil Association, Recovery Process – Thermal Heavy Oil, Heavy Oil, Internet < www.chao.ab.ca>, págs. 28.

Figura 4.9. Canadian Heavy Oil Association. Heavy Oil. Recovery Process – Cold Heavy Oil. Canadá, (s.f.).

Figura 4.10. Exploration & Production. Extra-Heavy Oils and Bitumen Reserves for the Future. TOTAL. Canadá, 2006.

Figura 4.11. Dusseault, M., CHOPS: Cold Heavy Oil Production with Sand in the Canadian Heavy Oil Industry. Canadá, 2002.



Tabla 4.1. Camacho U. José A., Pérez O. Argenis J., Estado del Arte de las Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Noviembre de 2011, pág. 52.

Tabla 4.2. Camacho U. José A., Pérez O. Argenis J., Estado del Arte de las Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Noviembre de 2011, pág. 57.

Tabla 4.3. Alvarado Douglas A., Banzer S. Carlos, Recuperación Térmica de Petróleo, Caracas, Venezuela, 2002, pág. 293.

Tabla 4.4. Merino Luciana, Proyectos de Productor, Novedades Tácticas, New Technology Magazine, Julio – Agosto, 2005, Internet < <http://www.petronews.net/Novedadestecnicas/refineria2.php>>.

Tabla 4.5. Martínez Juan, Morales Ricardo, Producción en Frío de Crudos Pesados con Arena (CHOPS), Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F., 2011, pág. 61.

Tabla 4.6. RECON. Cold Heavy Oil Production with Sand Workshop. Canadá, 2011.

Tabla 4.a. Análisis de la tesis.

Tabla 4.b. Análisis de la tesis.



CAPÍTULO 5. CASOS DE APLICACIÓN EN EL MUNDO

En este capítulo se presentaran diversos casos en Canadá y Venezuela, ya que estos países cuentan con los depósitos más grandes del mundo, siendo Canadá el que cuenta con mayores aplicaciones de SAGD debido al amplio desarrollo que ha tenido este proceso en Canadá durante los últimos años.

La magnitud de los depósitos de aceite extrapesado de Canadá y Venezuela ha sido conocida al menos desde mediados de la década de 1970. El desarrollo comercial en Canadá inició con las minas de Suncor en la década de 1960, seguido por el proyecto Cold Lake (inyección cíclica de vapor) de Imperial Oil Ltd. a principios de la década de 1970, después siguió Syncruid con minería a finales de esta misma década; y a finales de la década de 1980 e inicios de la década de 1990, se dio un rápido desarrollo en aceites pesados (>10 °API) con el método CHOPS.

Por el contrario, en Venezuela no hubo un desarrollo significativo en los crudos extrapesados hasta 2000, excepto por la operación BITOR S.A., donde se produjeron mediante producción primaria, aproximadamente 100,000 bpd de 9 °API, tal crudo era entregado como una emulsión (Orimulsion) siendo una mezcla de 70% de aceite y 30% de agua, utilizado para la combustión directa en plantas de energía térmica.

5.1. Canadá

Con la continua disminución de las reservas de crudo convencional, el enfoque se ha ido orientando hacia la exploración, desarrollo y producción de las arenas bituminosas. Canadá tiene las terceras reservas más grandes del mundo después de Arabia Saudita y Venezuela, de los 173 billones de barriles de reservas de crudo de Canadá, 170 billones están localizados en Alberta y cerca de 168 billones de barriles son bitumen; estos 168 billones de bitumen representan una cantidad que es considerada económicamente recuperable con la tecnología actual, pero con nuevas tecnología, esta estimación de las reservas podría ser significativamente incrementada; de hecho las reservas totales en arenas bituminosas están estimadas en 1.8 trillones de barriles.

Existen tres mayores depósitos de bitumen en Alberta, el más grande es el depósito de Athabasca, que está localizado al noreste de la provincia Wood Buffalo, en segundo más grande es Cold Lake justo al sur de Athabasca; el depósito más pequeño es conocido como Peace River, que está localizado en la parte noroeste central de Alberta (**figura 5.1**).

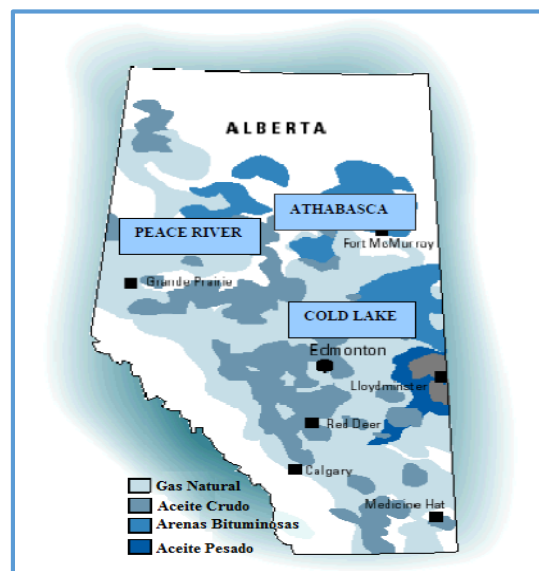


Figura 5.1. Regiones de Alberta, donde se muestra Athabasca, Peace River y Cold Lake.



Por primera vez en 2012 la producción en arenas por métodos In Situ excedió a la minería en Alberta.

En 2013, el 53% de los volúmenes producidos en la provincia fueron producidos utilizando los métodos In Situ. Alberta continuará aumentando la producción con estos métodos ya que el 80% de las reservas probadas de bitumen están demasiado profundas para ser recuperadas utilizando minería.

Existen esencialmente dos métodos comerciales In Situ (Vocablo latín para “en el lugar”, esencialmente significa que se utilizan pozos en lugar de camiones y palas), estos métodos son CSS y SAGD.

Tanto SAGD como CSS son usados en los depósitos de Cold Lake y Peace River mientras que SAGD es la tecnología más utilizada en Athabasca; la selección está basada en cierto número de factores, incluyendo geología; las tecnologías combinadas actualmente producen un poco más de 1 millón de barriles por día.

Las siguientes tablas (**tabla 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4**) presentan los proyectos realizados con anterioridad y hasta la fecha (verano de 2014) utilizando SAGD como tecnología de recuperación y sus resultados. Existen más proyectos ya aprobados por el gobierno de Alberta, pero que su arranque y pruebas serán los siguientes años. Asimismo, se muestran las fases en la que se encuentra cada proyecto.

REGIÓN COLD LAKE				
Proyecto actual	Capacidad (bpd)	Arranque	Estado	Tecnología
BAYTEX ENERGY CORP.				
Gemini				
Piloto	1,200	2014	Operativo	SAGD
HUSKY ENERGY INC.				
Tucker				
Fase 1	30,000	2006	Operativo	SAGD
PENGROWTH ENERGY CORPORATION				
Lindbergh				
Piloto	1,260	2012	Operativo	SAGD
Fase 1	11,240	2015	En construcción	SAGD
ROYAL DUTCH SHELL PLC				
Orion				
Fase 1	10,000	2007	Operativo	SAGD

Tabla 5.1. Proyectos actuales en Cold Lake.



REGIÓN DEL NORTE DE ATHABASCA				
Proyecto actual	Capacidad (bpd)	Arranque	Estado	Tecnología
BRION ENERGY CORPORATION				
MacKay River				
Fase 1	35,000	2015	En construcción	SAGD
HUSKY ENERGY INC.				
Sunrise				
Fase 1	60,000	2014	En construcción	SAGD
SOUTHERN PACIFIC RESOURCE CORP.				
STP-McKay				
Fase 1	12,000	2012	Operativo	SAGD
SUNCOR ENERGY				
Dover				
Planta de demostración	500	2013	En construcción	SAGD
Firebag				
Etapa 1	35,000	2004	Operativo	SAGD
Etapa 2	35,000	2006	Operativo	SAGD
Cogeneración y expansión	25,000	2007	Operativo	SAGD
Etapa 3	42,500	2011	Operativo	SAGD
Etapa 4	42,500	2012	Operativo	SAGD
MacKay River				
Fase 1	33,000	2000	Operativo	SAGD
Debottleneck	5,000	-	En construcción	SAGD

Tabla 5.2a. Proyectos actuales en el norte de Athabasca.



REGIÓN SUR DE ATHABASCA

Proyecto actual	Capacidad (bpd)	Arranque	Estado	Tecnología
ALBERTA OILSANDS INC.				
Hangingstone				
Piloto Fase 1	12,000	2015	En construcción	SAGD
BLACKPEARL RESOURCES INC.				
Blackrod				
Piloto	800	2011	Operativo	SAGD
CANADIAN NATURAL RESOURCES LIMITED				
Kirby				
KS1 – Kirby South	40,000	2013	Operativo	SAGD
CENOVUS ENERGY INC.				
Christina Lake				
Fase 1A	10,000	2002	Operativo	SAGD
Fase 1B	8,800	2008	Operativo	SAGD
Fase C	40,000	2011	Operativo	SAGD
Fase D	40,000	2012	Operativo	SAGD
Fase E	40,000	2013	Operativo	SAGD
Optimización (Fases C,D, E)	22,000	2015	Aprobado	SAGD
Fase F	50,000	2016	En Construcción	SAGD
Fase G	50,000	2017	Aprobado	SAGD
Fase H	50,000	2019	Solicitado	SAGD
Foster Creek				
Fase A	24,000	2001	Operativo	SAGD
Fase B	6,000	2003	Operativo	SAGD
Fase C Etapa 1	10,000	2005	Operativo	SAGD
Fase D Etapa 2	20,000	2007	Operativo	SAGD
Fase D	30,000	2009	Operativo	SAGD
Fase E	30,000	2009	Operativo	SAGD
Fase F	45,000	2014	En Construcción	SAGD
Fase G	40,000	2015	En Construcción	SAGD
Fase H	40,000	2016	En	SAGD



			Construcción	
Grand Rapids				
Piloto	600	2011	Operativo	SAGD
CNOOC LIMITED				
Long Lake				
Fase 1	72,000	2008	Operativo	SAGD
Kinosis (K1A)	40,000	-	En Construcción	SAGD
CONNACHER OIL AND GAS LIMITED				
Great Divide				
Pod One	10,000	2007	Operativo	SAGD
Algar	10,000	2010	Operativo	SAGD
CONOCOPHILLIPS CANADA				
Surmont				
Piloto	1,200	1997	Operativo	SAGD
Fase 1	27,000	2007	Operativo	SAGD
Fase 2	109,000	2015	En construcción	SAGD
DEVON CANADA CORPORATION				
Jackfish				
Fase 1	35,000	2007	Operativo	SAGD
Fase 2	35,000	2011	Operativo	SAGD
Fase 3	35,000	2014	En construcción	SAGD
GRIZZLY OIL SANDS ULC				
Algar Lake				
Fase 1	5,500	2014	Operativo	SAGD
HARVEST OPERATIONS CORP.				
BlackGold				
Fase 1	10,000	2015	En Construcción	SAGD
HUSKY ENERGY INC.				
McMullen				
Piloto de Conducción Térmica	755	2012	Operativo	SAGD
JAPAN CANADA OIL SANDS LIMITED				
Hangingstone				
Expansión	20,000	2016	En	SAGD



			Construcción	
Hangingstone Pilot				
Piloto	11,000	1999	Operativo	SAGD
LARINCINA ENERGY LTD.				
Germain				
Fase 1 CDP	5000	2013	En Construcción	SC-SAGD
Saleski				
Piloto Experimental	1,800	2011	Operativo	Cíclico y SC-SAGD
MEG ENERGY CORP.				
Christina Lake				
Piloto Fase 1	3,000	2008	Operativo	SAGD
Fase 2	22,000	2009	Operativo	SAGD
Fase 3	35,000	2013	En Construcción	SAGD
STATOIL				
Kai Kos Dehseh				
Leismer Demonstration	10,000	2010	Operativo	SAGD

Tabla 5.2b. Proyectos actuales en el sur de Athabasca.

REGIÓN PEACE RIVER				
Proyecto actual	Capacidad (bpd)	Arranque	Estado	Tecnología
ANDORA ENERGY CORPORATION				
Sawn Lake				
Demostración	1,400	2014	Operativo	SAGD

Tabla 5.3. Proyectos actuales en Peace River.

5.1.1. Athabasca

La región de arenas bituminosas de Athabasca es la más extensa y con mayores reservas de bitumen. Existen muchas formaciones productoras y proyectos desarrollándose en la actualidad, pero en esta sección hablaremos del proyecto Foster Creek y Christina Lake, los proyectos más representativos.

5.1.1.1. Foster Creek

Foster Creek (**figura 5.2**) es el proyecto más grande de Cenovus y ConocoPhillips que involucra SAGD, incluso Cenovus está probando la inyección de solventes en sus proyectos SAGD en la región de Christina Lake. Foster Creek fue construido en 1996 y se convirtió en el primer proyecto comercial SAGD en el mundo en 2001, con una producción de 25,000 bpd.



Figura 5.2. Planta de Foster Creek en Athabasca.

Foster Creek se localiza en Cold Lake Air Weapons Range, aproximadamente a 330 km al noreste de Edmonton, Alberta (**figura 5.3**). Actualmente tiene cinco fases produciendo, con tres etapas más, bajo construcción y se está llevando a cabo un proceso de consulta pública para expandir su fase J. Cenovus espera alcanzar los 295,000 bpd para 2019, y alcanzar los 310,000 bpd en el futuro.



Figura 5.3. Localización de los proyectos en Athabasca.



Cenovus está proponiendo una expansión de su proyecto en Foster Creek, que ya cuenta con las instalaciones de la fase A a la H; esta expansión, llamada fase J, se espera que entre en operación en 2019.

Para el proyecto J se explotará la Formación McMurray, con profundidades entre 510 y 530 m, donde Cenovus propone 42 pares de pozos. A continuación, se presentan los parámetros típicos de yacimiento en Foster Creek (**tabla 5.5**).

Parámetros típicos	
Temperatura inicial	15 °C
Presión inicial	$406 \frac{lb}{pg^2}$ (2,800 kPa)
Profundidad	450 m a 510 m
Saturación de bitumen (promedio)	50 % a 80 %
Porosidad	30 % a 35 %
Permeabilidad	4 D a 6 D
Recuperación total	<75 %

Tabla 5.5. Propiedades típicas de un yacimiento en Foster Creek.

El bitumen de la Formación McMurray dentro del área del proyecto tiene densidades con rango entre 7 y 9 °API, y por lo general, los yacimientos en esta área tienen gas saturado a la presión inicial del yacimiento (es decir, el bitumen antes de extraerlo contiene el máximo gas disuelto a esas condiciones de yacimiento). La relación gas-aceite o RGA está en un rango aproximado de 10 a $20 \frac{m^3}{m^3}$. En la zona existen algunos pequeños acuíferos, pero sólo uno entraría en contacto con la cámara de vapor, por lo que en esta zona, se ajustarían continuamente las presiones de operación para balancear las presiones en la cámara de vapor y del acuífero de fondo de agua salada para evitar las pérdidas excesivas de vapor y minimizar la entrada de agua a la cámara de vapor.

La longitud de los pozos variará entre los 500 m y 1,000 m y se utilizarán sistemas artificiales de producción con una combinación de bombeo electrocentrífugo (BEC) y bombeo de cavidades progresivas (PCP), siendo BEC el más utilizado en la mayoría de los pozos productores.

Cenovus está planeando operar el proyecto con una presión de $580 \frac{lb}{pg^2}$ (4,000 kPa) al arranque del proceso SAGD y reducirlo a un rango entre $363 \frac{lb}{pg^2}$ y $508 \frac{lb}{pg^2}$ (2,500 kPa y 3,500 kPa) antes de que el vapor cubra todo el espesor del yacimiento. Con la reducción de la presión, la eficiencia de la transferencia de calor aumentará debido a que una unidad de masa de vapor tiene más calor latente a presiones más bajas. La

transferencia de calor hacia la roca sello también se verá reducida, por lo que se tendrá una diferencia de temperatura menor entre la cámara de vapor y la roca sello. Sin embargo, una menor presión en la cámara de vapor lleva a una menor temperatura en la misma, y como consecuencia, una reducción en el crecimiento de la cámara. Conforme el crecimiento de la cámara es disminuido, los gastos de producción también disminuyen. Una menor presión y temperatura en la cámara de vapor, también lleva a una reducción en el calor latente del yacimiento, menores pérdidas de calor, y un incremento en el calor latente del vapor, todo esto llevará a una menor SOR. Finalmente, se tendrá que cada par de pozos consumirá menos vapor, producirá menos, pero por un periodo más largo de tiempo.

La SOR del proyecto es de 2.05, con una densidad del bitumen esperada de 9.58°API, y se espera que para 2019, Foster Creek alcance una producción de bitumen de 294,520 bpd, con producciones de agua de 64,000 bpd.

5.1.1.2. *Christina Lake*

CLTP (por sus siglas en inglés, “Christina Lake Thermal Project”) ha sido operado por CENOVUS ENERGY INC., desde el año 2000, antiguamente Encana Corporation la cual surgió de la fusión de AEC y PanCanadian Energy Corporation, y se encuentra situado a unos 120 kilómetros del sur de Fort McMurray, en la región noreste de Alberta (**figura 5.4, 5.5**). Se planeó para recuperar bitumen de 7 a 9 °API de la Formación McMurray.



Figura 5.4 Planta del proyecto Christina Lake en Athabasca, Canadá.

La formación de interés presenta una porosidad que varía desde 30 a 35%, además de una permeabilidad entre 3 y 10 Darcies. El aceite se encuentra a unos 375 metros de profundidad. Los dos pozos horizontales se encuentran separados por 5 m.

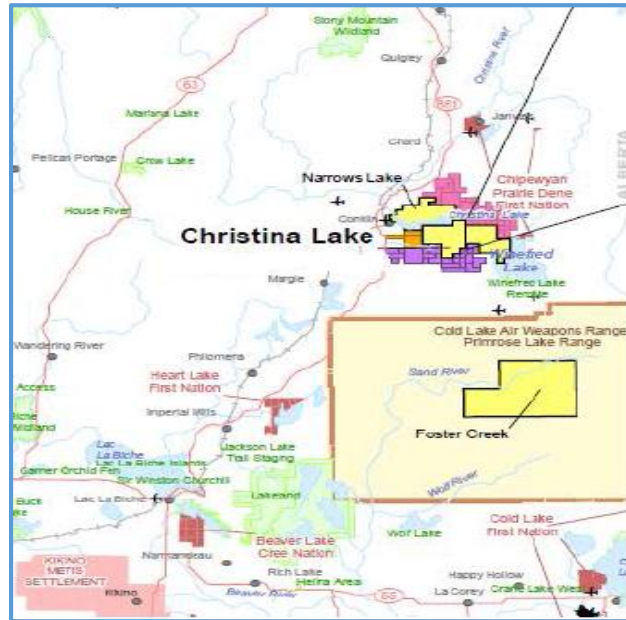


Figura 5.5. Localización de Christina Lake.

El proyecto fue solicitado el 15 de abril de 1998 con el propósito de construir y operar un esquema SAGD, que consistía de tres fases en donde cada una tendría su propia instalación para tratamiento de agua, generación de vapor, separación de la producción, entre otros. Un total de 700 pozos horizontales podrían ser perforados durante el desarrollo de las tres fases, además de incorporar instalaciones para la reutilización de agua en las fases dos y tres.

Actualmente cuenta con ocho fases de las cuales la fase 1A, 1B, C, D, E se encuentran operando mientras que la fase F está en construcción con planes de terminarse para el año 2016. Por otra parte, en 2011 la fase G obtuvo aprobación regulatoria para comenzar a funcionar en 2017 y la fase H aún se encuentra como solicitada por parte de la compañía. Además se ha aprobado una optimización de las fases C, D, y E para el siguiente año (2015). La primera fase inició operaciones en 2002, con una capacidad de producción de 10,000 bpd; la expansión de la fase B fue terminada en 2008 teniendo una capacidad de producción acumulada de 18,000 bpd con lo que con la dicción de las fases C, D y E se alcanzaría una de producción acumulada para 138,800 bpd. La expansión de la fase C inició la producción de bitumen en agosto de 2011, y seguido por la producción de bitumen de la fase D en julio de 2012. La construcción de la fase E se inició en 2011 comenzando a producir en el segundo semestre de 2013 (tabla 5.2).



En el segundo trimestre de este año (2014), la producción promedio fue de casi 68,000 bpd netos, un aumento del 77% en comparación con el mismo periodo del año 2013 antes de que la fase E alcanzara su capacidad de diseño (tabla 5.6). Asimismo, la inversión total de capital fue de 183 millones, 13% mayor, debido a la construcción de la fase F. Se cree que una vez que empiecen a funcionar todas las fases de expansión adicionales, más el trabajo de optimización se tendrá el potencial para poder alcanzar una capacidad total de producción bruta de 310,000 bpd.

Producción diaria (Mbbls/d)								
Christina Lake	2014		2013				2012	
	T ₂	T ₁	Año completo	T ₄	T ₃	T ₂	T ₁	Año completo
	68	66	49	61	53	38	44	32

Tabla 5.6. Producción diaria del proyecto Christina Lake

El proyecto Christina Lake es una de las operaciones SAGD más eficientes de la industria petrolera debido a que ha alcanzado a utilizar una relación vapor-aceite (SOR) de 1.8, lo que significa menor uso de agua y una reducción de la quema de gas natural para producir vapor, además de costos operativos de \$12.08 USD por barril. CENOVUS comparte con ConocoPhillips 50 por ciento del proyecto.

5.1.2. Cold Lake

En la región de Cold Lake existen diversos proyectos SAGD siendo ya aplicados (figura 5.6), tales como: Gemini, Tucker, Lindberg y Orion; en esta parte hablaremos de otros como Burnt Lake, Wolf Lake y los mencionados en la tabla, Orion y Tucker Lake.

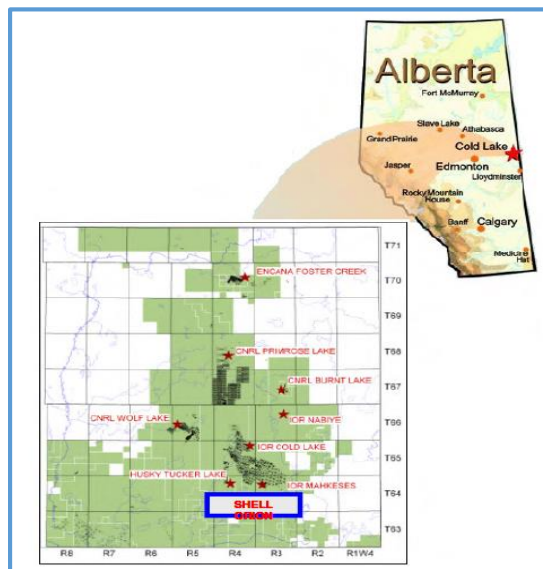


Figura 5.6. Localización de Cold Lake.



El proceso SAGD ha sido probado en campo y comercialmente expandido en las Formaciones Lower Grand Rapids y Clearwater en el área de Cold Lake. Existen muchos procesos SAGD en operación en distintos tipos de yacimientos en las áreas de Cold Lake y Llyodminster.

La Formación Clearwater es el principal objetivo para el desarrollo de métodos térmicos en Cold Lake, siendo la Formación Grand Rapids el segundo objetivo. Hasta la fecha existe un gran desarrollo comercial en Cold Lake. En la **figura 5.6** se muestra un mapa de localización donde los cuatro mayores operadores de esta área son IOL, CNRL, Husky y Shell.

El desarrollo de la Formación Clearwater en Cold Lake, puede ser dividido en las siguientes etapas:

- 1) Pruebas de laboratorio e investigación de 1960 a 1970.
- 2) Pruebas piloto en campo desde finales de la década 1970 hasta mediados de la década de 1980.
- 3) Operaciones comerciales CSS desde mediados de la década de 1980.

IOL y CNRL son los dos operadores térmicos más grandes de esta área, utilizando el proceso CSS, con una producción combinada de 210,000 bpd hacia finales de 2007.

La prueba piloto de SAGD en la Formación Clearwater inició a finales de la década de 1990 en Burnt Lake y Hilda Lake. La prueba piloto Burnt Lake tiene tres pares de pozos y Hilda Lake tiene dos pares de pozos. Estas dos pruebas pilotos están aún en producción en la actualidad. El primer proyecto comercial SAGD en la Formación Clearwater fue operado por Husky Oil en 2006 en la zona de Tucker Lake, con una producción esperada de 30,000 bpd de bitumen. Shell adquirió a Hilda Lake incluyendo las instalaciones de la prueba piloto que le pertenecían a Blackrock Venture Inc., y comenzó la primer inyección de vapor en 2007 con 10,000 bpd de producción.

BP Amoco probó el primer par SAGD en la Formación Lower Grand Rapids en Wolf Lake en 1997, debido a los buenos resultados obtenidos, CNRL decidió expandir el desarrollo de SAGD en esta formación en 2000 a 20 pares de pozos, los cuales siguen operando. La producción actual es de aproximadamente 5,000 bpd.

En la **tabla 5.7** se presentan las propiedades típicas del yacimiento y de los fluidos, para los proyectos en Cold Lake. La producción de cada proyecto se muestra en la **tabla 5.8**. Los dos proyectos comerciales en Tucker Lake y Orion tienen acuíferos de fondo directos. El proyecto B10 de Wolf Lake en la Formación Lower Grand Rapids no tiene acuífero.



Proyecto	Operador	Zona	Profundidad (m)	Φ promedio (%)	k (μm^2)	Soi (%)	Zona productora (m)
Burnt Lake	CNQ	Clearwater	500	32	2 – 4	65 – 70	10 – 30
Wolf Lake	CNQ	Lower Grand Rapids	400	33	3.2	75	10 – 14
Orion	Shell	Clearwater	425	35	3 – 5	60 – 64	20 – 27
Tucker Lake	Husky	Clearwater	450	33	1 – 5	55 – 69	30 – 60

Tabla 5.7. Resumen de las propiedades del yacimiento para proyectos SAGD en el área Cold Lake.

Proyecto	Zona	Acuífero (m)	Comercial desde	Producción actual de crudo (bpd)	SOR actual	cSOR
Burnt Lake	Clearwater	No	Piloto	700	4.9	3.7
Wolf Lake	Lower Grand Rapids	0 – 2	2001	5,000	3.7	4.2
Orion	Clearwater	0 – 10	2006	2,000	8.0	4.0
Tucker Lake	Clearwater	5 – 20	2006	2,500	13.0	-

Tabla 5.8. Resumen del comportamiento de producción para proyectos SAGD en el área Cold Lake.

5.1.3. Peace River

A inicios de 2014, empezó la producción de un sistema SAGD en el área de Peace River, en Sawn Lake, operado por Andora Energy Corp. Sawn Lake está dividida en tres bloques, donde el bloque central tiene 138 millones de barriles de bitumen, el bloque sur, 74 millones de barriles y el bloque norte tiene 2 millones.

Como se observa en la **figura 5.7**, la región Peace River cuenta con tres proyectos siendo desarrollados que son Red Hearth operado por North Peace Energy, Carmon Creek operado por Shell y Sawn Lake operado por Andora, siendo todos en la Formación Bluesky pero sólo el proyecto Sawn Lake utiliza el proceso SAGD, mientras que Red Earth utiliza CSS con pozos horizontales y Carmon Creek utiliza múltiples procesos.

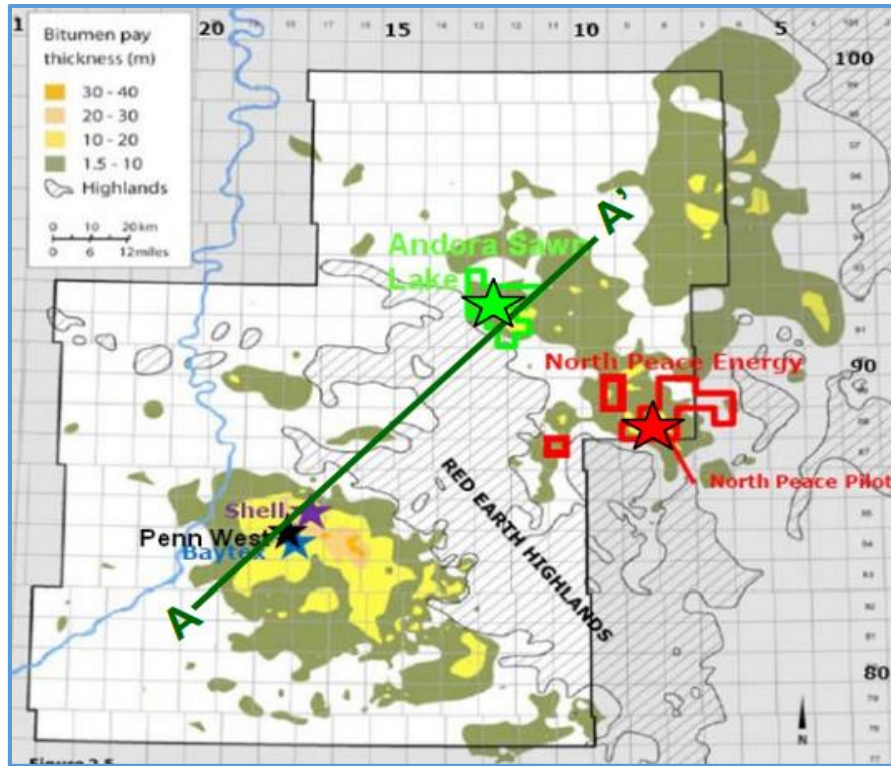


Figura 5.7. Localización de Peace River.

El proyecto de demostración se realizó en el bloque central. Los estudios geológicos de esta zona indicaron que se tienen zonas productoras con un espesor mayor a 20 m, con alta permeabilidad tanto horizontal como vertical. El objetivo del proyecto es determinar la relación vapor-aceite y la productividad de esta zona.

El proyecto se hizo con un par de pozos SAGD, instalaciones para la generación de vapor, manejo de agua y tratamiento de aceite; y también se cuenta con instalaciones para obtener y desechar agua, con un costo estimado de \$24.1 millones de USD. Los pozos tienen una longitud horizontal de 750 m y tienen 650 m de profundidad vertical verdadera.

La perforación del par de pozos inició en septiembre de 2013, y las operaciones con vapor iniciaron en diciembre de 2013, por lo que la producción de crudo inició en el primer cuarto de 2014. Se obtuvieron producciones de 1,400 bpd. En la **tabla 5.9** se muestran las principales características del proyecto Sawm Lake.

Operador	Andora
Proyecto	Sawn Lake
Formación	Bluesky
Profundidad	650 m -700 m
Zona productora	5 m – 30 m
Porosidad media	30 %
Permeabilidad	1D – 8 D
Saturación de aceite	65 % – 80 %
Densidad del bitumen	8 °API
Temperatura del yacimiento	17 °C
Viscosidad	100,000 – 500,000 cP @ 17 °C
RGA	$\sim 10 \frac{m^3}{m^3}$
Contenido de H ₂ S	~ 100 ppm

Tabla 5.9. Características del proyecto Sawn Lake.

5.2. Venezuela

La Faja Petrolífera del Orinoco es una de las reservas de hidrocarburos líquidos más grandes del mundo, que comprende una extensión de 55,314 km² y un área de explotación actual de 11,593km², ubicada al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Este gran yacimiento petrolero fue dividido en cuatro grandes áreas, siendo éstas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, y a su vez segmentado en 29 bloques de 500 km² cada uno aproximadamente, **Figura 5.8**.



Figura 5.8. Ubicación y división de la Faja del Orinoco.

5.2.1. Campo Tía Juana

En el año de 1997 la empresa estatal venezolana, PDVSA (Petróleos de Venezuela S.A.), comenzó la primera prueba piloto SAGD en Latinoamérica. Fue llevada a cabo en el Campo Tía Juana Tierra, bloque C-7, en el occidente de Venezuela (**figura 5.9**), donde el aceite es bastante viscoso (10,000 a 45,000 cP @ 110°F) y presentaba un bajo factor de recuperación (del orden del 10%) bajo condiciones de Estimulación Cíclica con Vapor (CSS) además de tener problemas con la producción en frío.

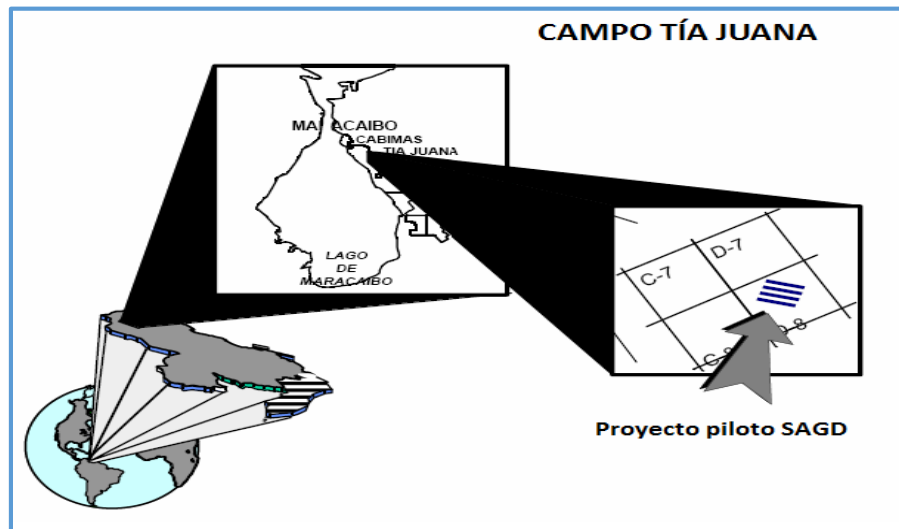


Figura 5.9. Campo Tía Juana.

La investigación de la tecnología SAGD empezó debido a los buenos resultados obtenidos en la primera implementación llevada a cabo en UTF (Underground Test Facility) en Fort McMurray, Canadá, donde se obtuvo un aumento en la recuperación mayor al 50%; por lo que se decidió perforar dos pozos paralelos perpendiculares al echado de la Formación Lagunillas Baja, escogiendo la cima para la implementación, debido a las condiciones homogéneas de la roca.

El Campo Tía Juana es una subdivisión del Campo Costa Bolívar, el cual se extiende paralelamente sobre la costa oriental del lago de Maracaibo en el estado de Zulia y presenta una longitud aproximadamente de 95 km con un área de 120,000 hectáreas; está constituido por un monoclin de rumbo noroeste – suroeste con un echado promedio de 4 a 6 grados hacia el suroeste.

Los yacimientos se encuentran en la Formación Lagunillas en donde se presentan arenas bituminosas no consolidadas, arcillas y lutitas carbonatadas. Esta formación se desarrolló en un sistema de sedimentación predominantemente fluvial, lo cual es



evidenciado por la lenticularidad de los cuerpos individuales de arenas, donde la parte superior se compone de canales desde 450 a 1000 pies (137 a 305 m); el espesor promedio total de la parte baja es de 280 pies (85 m) y se divide en dos capas principales la capa superior (40 a 85 pies) la cual se seleccionó para la prueba. Las características del campo se presentan en la **tabla 5.10**.

Características del Campo Tía Juana		
Parámetros		Criterio
Aceite	Viscosidad	10,000 cP – 45,000 cP
	Gravedad	9 °API - 11 °API
Yacimiento	Porosidad	38 %
	Permeabilidad	1 D – 2 D
	Saturación aceite	85 %

Tabla 5.10. Características del campo.

Se perforaron dos pares de pozos, con una distancia de 5 metros verticalmente, según la experiencia de los pozos pilotos en Canadá; uno de ellos perforado con la herramienta direccional convencional y el otro con una herramienta orientadora magnética (MGT) que permitía rastrear magnéticamente el primer pozo perforado (productor), manteniendo al pozo inyector con una distancia moderada y ubicándolo 5 metros por encima del productor.

El primer par (LSE 5085/5088) se terminó con seis termopares convencionales en el talón y la punta de las secciones horizontales. Un tubo capilar se instaló en el talón y en la punta de los pozos para monitorear la presión al mismo tiempo.

El segundo par (LSE 5091/5092) se terminó además con un sistema de fibra óptica para la medición de la temperatura en el perfil del pozo a tiempo real. Esta tecnología fue elegida en parte para evaluar la propia tecnología sino también para permitir el seguimiento del vapor en el pozo productos y el crecimiento progresivo de la cámara de vapor.

La producción promedio resultante durante el primer año de operación con SAGD fue de 700 bpd, resultando en un factor de recuperación del 60% aproximadamente después de cuatro años de operaciones.

El primer par fue puesto en producción desde el 15 de diciembre de 1997, con un promedio de producción de 700 bpd, de los cuales 50% era agua, mostrando una producción inicial por encima de las expectativas, ya que se tenían previstas que

eran de 300 bpd y 700 bpd un año después. La producción acumulada después de un año fue 230000 barriles, y el vapor inyectado fue 270,000 barriles, lo que indica una relación vapor-aceite de 0.8 B/B, lo que es considerado un excelente funcionamiento comparado con otros proyectos SAGD.

5.3. México

Si bien en México no se han realizado pruebas ni se ha contemplado la aplicación de SAGD, ya se realizaron pruebas pilotos de CSS en el Campo Samaria Neógeno en 2009 con buenos resultados. Comparando ambos métodos, existen muchas similitudes, por lo que si el método de inyección cíclica de vapor fue aplicado, SAGD también podría serlo. Las propiedades del campo se describen a continuación (**tabla 5.11 y tabla 5.12**).

El Campo Samaria Neógeno, se localiza en la Cuenca Terciaria en el sureste de México (**figura 5.10**) a 17 km al oeste de Villahermosa, tiene un volumen original de 650 MMB de crudo extrapesado y tiene una reserva de 129 MMB. El aceite que produce tiene una densidad menor a los 10 °API y su viscosidad está entre 1,000 y 5,000 cP a condiciones de yacimiento. Este campo está constituido por depósitos de arena de ambiente fluvial, con canales entrelazados y apilados, a profundidades de 600 a 1,000 m, en formaciones del Plioceno.



Figura 5.10. Localización de Samaria Neógeno.



Propiedades Petrofísicas	
Área	25 km ²
Yacimiento	Estructural – estratigráfico Arenas no consolidadas
Porosidad	20 % – 38 %
Permeabilidad	1 D - 6 D
Espesor neto	30 m
Profundidad	600 m – 1,000 m

Tabla 5.11. Propiedades petrofísicas del campo.

Aceite extrapesado	
Densidad	5 °API – 11 °API
Viscosidad @ Tr	2,000 cP – 23,000 cP
RGA	$10 \frac{m^3}{m^3} - 20 \frac{m^3}{m^3}$
Presión inicial	$1,340 \frac{lb}{pg^2}$
Presión actual (en 2013)	$1,300 \frac{lb}{pg^2}$
Temperatura	47 °C

Tabla 5.12. Tipos de fluidos y condiciones.

El yacimiento Samaria Neógeno es somero y de arenas débiles y no consolidadas, con granos de mediano a grueso, además en este proyecto se perforaron ocho pozos, 4 pozos verticales, 1 pozo desviado y 3 horizontales que primero fueron puestos a producir en frío y luego de unos meses se pusieron a producir con CSS.

Se obtuvo que la prueba piloto de PEMEX después de 2.5 años había recuperado 1.8 MMB con ocho pozos productores. Con producciones en frío de 78 a 278 bpd para los pozos verticales, 360 bpd para el pozo desviado y 400 bpd para los pozos horizontales. Y después de que se estimularon con vapor, las producciones aumentaron en los pozos verticales hasta 1,657 bpd, pero en los pozos horizontales no variaron.

Considerando todas las características del yacimiento, como que es de arenas no consolidadas, con profundidades menores a 1,000 m, con un espesor de 30 m, viscosidades entre 1,000 y 5,000 cP, entre 5 y 11 °API, permeabilidad de 1 a 6 D y porosidad entre 20 y 38%; siendo las condiciones mínimas de SAGD las siguientes: espesores mayores a 15 m, con viscosidades de hasta 10,000 cP, porosidad mayor a 20%, permeabilidad mayor a 780 mD, densidades API hasta 20°, y profundidades menores a 1,370 m, por lo que podemos observar que las condiciones de Samaria



Neógeno se ajustan a las condiciones mínimas necesarias para aplicar SAGD; sin embargo, no contamos con la información del contenido de agua, ni de la presencia de lutitas, acuíferos o casquetes de gas, lo que afectarían al proceso junto con la presencia de heterogeneidades, además que se necesita una capa de roca sello en la cima de la formación para evitar las pérdidas de vapor y no se cuenta con la información sobre el tipo de roca suprayacente a las arenas de Samaria Neógeno. Asimismo, es necesario hacer un análisis técnico-económico sobre la posible aplicación de SAGD, tal como se hizo con el método CSS antes de aplicarlo en este campo, donde se obtuvieron buenos indicadores económicos.



Lista de tablas y figuras.

Figura 5.1. Alberta Department of Energy, Alberta's Oil Sand, 8 diciembre de 2004, pág. 1.

Figura 5.2. Cenovus Energy. Foster Creek. En línea: <
<http://www.cenovus.com/operations/oil/foster-creek.html>>, (s.f.).

Figura 5.3. Cenovus Energy. Foster Creek Thermal Project Phase J Expansion. Application for Approval Amendment. Febrero de 2013, Canadá.

Figura 5.4. CENOVUS INC., Christina Lake Thermal Project Phase H and Eastern Expansion, Alberta, Canadá, 2013, Págs. 1.

Figura 5.5. CENOVUS INC., Cenovus Christina Lake In-Situ Oil Sands Scheme (8591) 2012 – 2013 Update, Canadá, Junio, 2003, pág. 10.

Figura 5.6. Shell, Hilda Lake Pilot 8093, Orion 10103. Agosto, 2011, Canadá.

Figura 5.7. Andora Energy Corp., ERCB Progress Presentation – 2010 Update Commercial Scheme Approval #11341. Septiembre 2010, Canadá.

Figura 5.8. Mene digital, Tu Revista Digital, Petróleo, Gas, Carbón, Energías Alternas, 01 diciembre de 2010, En línea: <http://www.revistamene.com>.

Figura 5.9. Monter García, Segregación Gravitacional Asistida por Vapor, Proceso SAGD, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F., 2010, págs. 84.

Figura 5.10. Arteaga, M., Logros y Retos de la Primera Prueba Piloto de Inyección de Vapor en México. Ingeniería Petrolera, AIPM. Agosto de 2013, Vol. 53, Núm. 8.

Tabla 5.1. Alberta Oil Sands Industry. Quarterly Update. Verano de 2014, Canadá.

Tabla 5.2. Alberta Oil Sands Industry. Quarterly Update. Verano de 2014, Canadá.

Tabla 5.3. Alberta Oil Sands Industry. Quarterly Update. Verano de 2014, Canadá.

Tabla 5.4. Alberta Oil Sands Industry. Quarterly Update. Verano de 2014, Canadá.

Tabla 5.5. Cenovus Energy. Foster Creek Thermal Project Phase J Expansion. Application for Approval Amendment. Febrero de 2013, Canadá.



Tabla 5.6. The Wall Street Journal, Cenovus Oil Sands Production Increases 33%, 30 de julio de 2014, En línea: <http://online.wsj.com/article/PR-CO-20140730-906613.html>.

Tabla 5.7. Jiang, Q., et al., Review of Thermal Recovery Technologies for the Clearwater and Lower Grand Rapids Formations in the Cold Lake Area in Alberta. CIPC 2009, Canadá.

Tabla 5.8. Jiang, Q., et al., Review of Thermal Recovery Technologies for the Clearwater and Lower Grand Rapids Formations in the Cold Lake Area in Alberta. CIPC 2009, Canadá.

Tabla 5.9. Andora Energy Corp., ERCB Progress Presentation – 2010 Update Commercial Scheme Approval #11341. Septiembre 2010, Canadá.

Tabla 5.10. Monter García, Segregación Gravitacional Asistida por Vapor, Proceso SAGD, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F., 2010, págs. 84

Tabla 5.11. Arteaga, M., Logros y Retos de la Primera Prueba Piloto de Inyección de Vapor en México. Ingeniería Petrolera, AIPM. Agosto de 2013, Vol. 53, Núm. 8.

Tabla 5.12. Arteaga, M., Logros y Retos de la Primera Prueba Piloto de Inyección de Vapor en México. Ingeniería Petrolera, AIPM. Agosto de 2013, Vol. 53, Núm. 8.



CONCLUSIONES

- I. Debido a que el aceite pesado, extrapesado y bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos petroleros totales del mundo. se necesita de métodos de recuperación de aceite pesado que sean muy eficientes, poco costosos y que no dañen al yacimiento, por lo que SAGD podría sustituir a otros métodos al mejorar los resultados.
- II. El proceso SAGD es una de las tecnologías más utilizadas para la extracción de bitumen en Canadá debido a su alta efectividad, obteniendo factores de recuperación mayores al 60%, por lo cual países como Venezuela e Irán decidieron ponerlo a prueba para la recuperación de aceite pesado; aunque tiene ciertas limitantes por las cuales se ve significativamente afectado se han propuesto diferentes tecnologías y configuraciones para contrarrestar estos efectos negativos.
- III. La mayoría de las características geológicas de la formación influyen en el proceso SAGD debido a que definen la forma y tamaño de la cámara de vapor, tales características son el espesor de arena, las propiedades petrofísicas, la presencia de un acuífero, casquete de gas y heterogeneidades en la formación.
- IV. SAGD posee una mayor eficiencia de barrido, una reducción del proceso de canalización de vapor, reducción el número de pozos requeridos en el desarrollo del campo, una mejor tasa de recuperación en menor tiempo y la reducción al mínimo de puntos ciegos gracias a su capacidad para la inyección y producción ortogonal de fluidos.
- V. SAGD es un método que involucra distancias cortas entre los pozos por lo que usa de forma más eficiente el vapor inyectado permitiéndole calentar yacimientos más grandes con una menor cantidad de vapor.
- VI. Debido a que el método fue desarrollado en Canadá se ve limitado su uso a formaciones de arenas; sin embargo, se han hecho algunos estudios disponibles sobre el proceso SAGD en yacimientos naturalmente fracturados mostrando que bajo ciertas consideraciones puede aplicarse lo que le permitiría a otros países poner en prueba la tecnología.



- VII. La posición de los pozos es muy importante en el desempeño del proceso, mientras más cerca se ubique el pozo productor del fondo de la formación mayor será la recuperación de aceite.
- VIII. A pesar de la implementación comercialmente exitosa de la tecnología SAGD, la industria petrolera aún tiene dos retos mayores que enfrentar; la dependencia del gas natural y el impacto ambiental; la mayoría de los proyectos aun dependen del gas natural como fuente energía para producir vapor por lo que la volatilidad de los precios del gas y la demanda a largo plazo del mismo impactan directamente a la rentabilidad y factibilidad. La cogeneración, el uso de agua salobre y otras mejoras han sido implementadas o considerados para minimizar el impacto ambiental.
- IX. La mayor limitación del proceso SAGD es su manejo de altas cantidades de vapor, particularmente para los intervalos de poco espesor y baja calidad, donde las pérdidas de calor debido a la capa impermeable son grandes.
- X. Debido a que la implementación de un solo método de recuperación puede no aumentar el factor de recuperación significativamente, se crearon los “esquemas secuenciales” los cuales consisten en la unión o aplicación en secuencia de distintas técnicas de recuperación junto con SAGD; estos tienen como objetivo maximizar la recuperación de los hidrocarburos tomando ventaja de las mejoras de ambas tecnologías.
- XI. En general, la presión óptima de operación estará por debajo del límite para un levantamiento efectivo de la producción y requerirá un sistema artificial de producción. En SAGD se utiliza Bombeo Electrocentrífugo metálico, es decir, que todas sus partes, incluyendo al elastómero, son de metal, con el fin de soportar las altas temperaturas manejadas en el proceso, las cuales llegan hasta los 250 °C
- XII. El tipo de SAGD que deba implementarse en el yacimiento dependerá de la adecuada caracterización de este.
- XIII. SAGD al igual que los procesos convencionales de inyección de vapor se ve limitado por las grandes profundidades por lo que se requiere de una tecnología, como la generación de vapor de fondo, que permita que el vapor llegue a la zona de interés con la mayor calidad posible.



- Inicialmente la tecnología SAGD fue desarrollada para los yacimientos de aceite pesado y de bitumen de Canadá para recuperar estos crudos con altas viscosidades (mayores a 50,000 cP). Para aplicar SAGD en otros países, como podría ser el caso de México, es necesario entender el proceso y sus aplicaciones a diferentes condiciones de yacimiento, como presión, temperatura y viscosidad, evaluando el nivel de productividad que podría ser esperado utilizando SAGD y proponer una configuración específica de SAGD de acuerdo a tales condiciones y que asegure el mayor rendimiento del proceso.
- XV. Debido a los próximos cambios en la industria petrolera mexicana, por la Reforma Energética, el sistema SAGD podría ser considerado como un nuevo método para explotar crudos extrapesados en el país, considerando la experiencia de los principales operadores del método, que son canadienses. Cabe mencionar que el método no es exclusivo de éstos, y que podría ser probado en México por cualquier operador que decidiera hacer los análisis y pruebas pilotos, tal como pasó con PEMEX en CSS (inyección cíclica de vapor), siendo la primer aplicación de este sistema en el país en Samaria Neógeno en 2009.
- XVI. En México, las características del Campo Samaria Neógeno se ajustan a las condiciones mínimas de operación del SAGD; sin embargo, se necesitan conocer otras condiciones del yacimiento como presencia de acuífero o de casquete de gas, o la inexistencia de roca sello suprayacente al mismo, que impedirían o disminuirían la posibilidad de aplicación en este campo.
- XVII. Finalmente, en este trabajo se presenta una investigación sobre todos los aspectos importantes de SAGD, incluyendo su funcionamiento, su aplicabilidad, variaciones del mismo y mejoras, otros métodos utilizados como alternativas al sistema y aplicaciones de campo del mismo. Considerando todos estos criterios, se tiene una guía general sobre SAGD. Analizando la información presentada y las experiencias previas en la aplicación del método, además de la comparación con el caso de primer inyección de vapor en el país, podemos concluir que el método sí puede ser aplicado en México, buscando y seleccionando el yacimiento adecuado, analizando su información, haciendo las simulaciones adecuadas y análisis económicos y técnicos, para poder dar pie a las pruebas piloto de SAGD.



RECOMENDACIONES

- I. Las operaciones de SAGD requieren de estrategias de monitoreo dirigidas al control de los procesos del fondo de pozo, para así evitar problemas operativos maximizar la eficiencia y la recuperación por lo que es recomendable equipar los pozos productores con múltiples dispositivos de medición de la temperatura y monitoreo de la presión.
- II. Para poder obtener éxito en la aplicación del método es recomendable tener un buen conocimiento de las propiedades petrofísicas debido a que el proceso requiere una alta relación de vapor-aceite (SOR) por lo que se necesitan de buenas propiedades tales como porosidad, permeabilidad y saturación de aceite altas; si éstas resultaran tener valores bajos se necesitarían incrementar los requerimientos de vapor por lo que el proceso no resultaría rentable.
- III. Para que el proceso SAGD resulte eficiente es recomendable tener en cuenta las condiciones mínimas de operación que se establecieron en base a una investigación, de una serie de factores, al desarrollo del proceso; éstas son el tipo de roca la cual debe ser arenisca, una saturación de agua menor al 40%, una densidad menor a 20 °API, viscosidad mayor a 100 cP a condiciones de yacimiento, permeabilidad mayor a 780 mD, entre otras como el contenido de arcillas, continuidad del área y contacto de agua.
- IV. Es recomendable iniciar la inyección de vapor a bajos gastos, e ir incrementando paulatinamente la cantidad de vapor suministrada a la formación debido a que la irrupción temprana del vapor en el pozo productor ocasiona una disminución del aceite recuperado y un aumento de la relación vapor – aceite (SOR) afectando la economía del proyecto.
- V. Se recomienda efectuar un análisis técnico y económico sobre la factibilidad del proceso SAGD en cada yacimiento, considerando las condiciones específicas del mismo y diseñando el proceso de acuerdo a las necesidades operativas y la producción deseada. Asimismo, se deben aprovechar las experiencias previas en países como Canadá y Venezuela.
- VI. Debido a que el sistema CSS (inyección cíclica de vapor) ya fue implementando en México en Samaria Neógeno y se consideró un éxito, se recomienda tomarlo como una referencia para una posible aplicación de SAGD en el país, debido a que el yacimiento tiene las condiciones de operación de SAGD. Asimismo, buscar yacimientos con similitudes a Samaria Neógeno donde la aplicación de SAGD podría resultar exitosa.



REFERENCIAS

1. Chen, Q., et al. Effects of Reservoirs Heterogeneities on the Steam Assisted Gravity Drainage Process. SPE Reservoir Evaluation. 2008.
2. Strobl, Rudy. Impact of Reservoir Quality on SAGD Production. Statoil Canada Ltd. 2011.
3. Silje Janet Sjølyst, Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) in Heavy Oil. Statoil. 2006.
4. Schlumberger, La Importancia del Petróleo Pesado. Oilfield Review, otoño de 2006.
5. Alberta Energy. Facts and Statistics. (s.f.) Recuperado el 24 de marzo de 2014 de <http://www.energy.alberta.ca/oilsands/791.asp>.
6. Rodríguez, E., Orjuela, J., Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. Ecopetrol, 2004.
7. Salcedo, V., et al. Steam Assisted Gravity Drainage. FUNDAUDO. 2013.
8. Drilling Lexicon. Oil & Gas Drilling Glossary. IADC. 2013.
9. Behles, J., et al., New Solution Polymer for SAGD Production Optimization. SPE 146415. 2012.
10. Dusseault, M., CHOPS: Cold Heavy Oil Production with Sand in the Canadian Heavy Oil Industry. Canadá, 2002. Brigham, W., Castanier, L., Reservoir Engineering Section on In-Situ Combustion, Annual Report. Stanford University. 2000.



BIBLIOGRAFÍA

Introducción

Alvarado, V., Manrique, E., Enhanced Oil Recovery: An Update Review. Energies 2010. ISSN 1996-1073. E.U.A., 2010.

Cuong T.Q., et al. Investigation of SAGD Recovery Process in Complex Reservoir. SPE 133849. 2010.

Dusseault, M., CHOPS: Cold Heavy Oil Production with Sand in the Canadian Heavy Oil Industry. Canadá, 2002. Brigham, W., Castanier, L., Reservoir Engineering Section on In-Situ Combustion, Annual Report. Stanford University. 2000.

Gault, S., An In-Depth Look at How In Situ Oil Sands Development has Evolved. Alberta Oil. Canadá, 2014.

Capítulo 1

Alberta Energy. Facts and Statistics. (s.f.) Recuperado el 24 de marzo de 2014 de <http://www.energy.alberta.ca/oilsands/791.asp>.

Alturki, A., et al. On SAGD in Oil Sands Reservoir With No Caprock and Top Water Zone. SPE 137234. 2011.

Alvarado, D., Banzer, C., Recuperación Térmica de Petróleo. Venezuela, 2002.

Badry Rob, Chas Bremner, et. al., Schlumberger, Oilfield Review, La Importancia del Petróleo Pesado, página 56, otoño, 2006

Canadian Centre for Energy Information. Alberta Energy. (s.f.) Recuperado el 9 de marzo de 2014, de <http://www.energy.alberta.ca/oilsands/793.asp>

Collins, P., et al., Effective Caprock Determination for SAGD Projects. SPE 149226. 2012.

Fattahi, A., et al., Optimization of SAGD in Conductive Fractured Reservoir. SPE 152753. 2012.

Guzmán G. A. et al., Yacimientos de Petróleo Pesado, Schlumberger, Oilfield Review, pág. 35 - 34, invierno, 2002/2003



Halari, A., Jergeas, G., Lessons Learned from Execution of Oil Sands' SAGD Projects. Diciembre de 2011.

Lock, J., Bringing Butler Back. Oil & Gas Monitor. 2013.

Medina, M., SAGD: R&D for Unlocking Unconventional Heavy-Oil Resources. Weatherford Completion and Line Services, Canadá. 2010.

Osmina Valera et. al., Drenaje por Gravedad Asistido con Vapor. Universidad Experimental Politécnica. Barinas, Venezuela, enero de 2011.

Rodríguez, E., Orjuela, J., Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, vol. 2, núm. 5, diciembre, 2004, pp. 7-22.

Salcedo, V., et al., Steam Assisted Gravity Drainage. FUNDAUDO, 2013.

Schlumberger, La Importancia del Petróleo Pesado. Oilfield Review, otoño de 2006, Págs. 38 – 42.

Steam Assisted Gravity Drainage. (s.f.). Recuperado el 9 de marzo de 2014, de http://www.devonenergy.com/Operations/Canada/Pages/jackfish_sagd.aspx#terms?disclaimer=yes

Xie, J., et al., Slotted Liner Design for SAGD Wells. World Oil, junio, 2007, pp. 67-75.

Capítulo 2

Ardali, M., Investigation of Hybrid Steam/Solvent Injection to Improve the Efficiency of the SAGD Process. Texas A&M University. 2013.

Bagci Suat A., Samuel O.M., et. al., Recovery Performance of Steam Alternating Solvent (SAS) Process in Fractured Reservoirs, Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum, Alberta, Canadá, 12 Junio de 2007, Pág 1 – 7.

Baysic, J., Wang, L., The Optimal Process of Bitumen Recovery Oil Sands in Alberta. (s.f.)

Behles, J., et al., New Solution Polymer for SAGD Production Optimization. SPE 146415. 2012.
Bremner, C., et al, Tecnologías en Evolución: Bombas Eléctricas Sumergibles. Schlumberger, Oilfield Review, primavera 2007.

Caridad, J., Drever, C., Where the Elite Meets the Heat. Schlumberger, marzo 2013.



Chen, Q., et al., Improving Steam-Assisted Gravity Drainage Using Mobility Control Foams: Foam Assisted-SAGD (FA-SAGD). SPE 129847. 2010.

Chung, S., et al., Sensitivity Analysis on Steam and Gas Push to Reduce Heat Loss in to the Top Water-Bearing Area Overlaying Oil Sands. ISOPE I-13-189. 2013.

Collins, P.M., The False Lucre of Low-Pressure SAGD. JCPT, enero 2007, vol. 26, no. 1, pp. 20-27.

Core Laboratories Canada Ltd., High Temperature ESP Monitoring. Promore. Calgary, Alberta Canadá.

Das, S., Improving the Performance of SAGD. SPE 97921. 2005.

Deng X., Huang H., et. al., Simulating the ES-SAGD Process With Solvent Mixture in Athabasca Reservoirs, Alberta Research Council, Journal of Canadian Petroleum Technology, Canadá, Diciembre de 2009, págs. 38-45

Edmunds, N., Chhina, H., Economic Optimum Operating Pressure for SAGD Projects in Alberta; Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 40, No. 12, pp. 13-17. 2001.

Fatemi, S., et. al., Investigation of Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) and Expanding Solvent-SAGD (ES-SAGD) Processes in Complex Fractured Models: Effects of Fractures Geometrical Properties, the Society of Petroleum Engineers Kuwait, 12 Diciembre 2011, págs. 1-16

James, M., Wing, R., High Temperature Electric Submersible Pumps Effective in Oil Sands Production. Wood Group ESP, Inc. 2009.

Jiang H., Huang H., at. al., Study of Solvent Injection Strategy in ES-SAGD Process, Society of Petroleum Engineers, Alberta, Canadá, Junio, 2012, págs. 1-4.

Kisman, K., Artificial Lift – A Major Unresolved Issue for SAGD. Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 42, No. 8., pp. 39-45. 2003.

Li, J., et al., Design and Numerical Study of a New Hybrid CSS-SAGD Process Using Horizontal Wells for Recovering Heavy Oil. Petroleum Science and Technology. 2011.

Li, W., Mamora, D., Solvent-Type and -Ratio Impacts on Solvent-Aided SAGD Process, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Texas A&M University, junio 2012 págs 320-331.



Mieres Karinella, Rosal Zulay, Evaluación de Diferentes Procesos de RS en el yacimiento Bach-01, República Bolivariana de Venezuela, Universidad del Zulia, Maracaibo, julio de 2008, págs. 38 – 41.

Monte, E., et. al., Aplicación de Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos, Universidad Industrial de Santander, Julio, 2009, págs. 42-51.

Nguyen, H., et al., Optimization of Operating Design and Production Strategies in Discontinuos SAGD Technique. Vietnam, 2012.

Peréz Argenis J., Camacho U. José, Estado del Arte de las Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Noviembre de 2011, págs. 82-87.

Rodríguez, E., Orjuela, J., Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, vol. 2, núm. 5, diciembre, 2004, pp. 7-22.

Shin, H., Polikar, M., Fast-SAGD Application in the Alberta Oil Sands Areas. JCPT vol. 45, no.9, pp.46-53. Septiembre de 2006.

Souraki, Y., et.al. Application of Solvent Alternating SAGD Process to Improve SAGD Performance in Athabasca Bitumen Reservoir, SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting, 19 Abril 2013, págs. 1-10.

Speight, J., Heavy Oil Production Processes. 1ra ed., pp.180, Ed. Gulf Professional Publishing. E.U.A. 2013.

Speight, J., The Chemistry and Technology of Petroleum. 5ta ed., pp. 928, Ed. CRC Press. E.U.A. 2014.

Thimm, H., Dependence of Some SAGD Operations Characteristics on Steam Zone Pressure. 8th Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, AB. 2001.

Trigos E., Rueda S., Nuevas Estrategias de Implementación del Proceso SAGD, Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, UIS Ingenierías, Volumen 9, No. 2, 15 diciembre 2010, págs. 238-244.

Wang, J., et al., Energy (Heat) Distribution and Transformation in the SAGP Process. SPE 157808. 2012.



Wiltse, D. J., An ALS Solution to Low-Pressure SAGD. SPE 97683. 2005.

Capítulo 3

Abahlani, A., Babadagli, T., A Critical Review of the Status of SAGD: Where Are We and What is Next? 2008, SPE 113283.

Jorshari, K., SAGD Oil Recovery Method Utilizing Multi-Lateral Production Wells and/or Common Flow Direction. Publicación US20140124194 A1, mayo 2014. E.U.A.

Baldomir M., Efectos de Flujo en Tubería en los Procesos de Inyección de Vapor en Pozos Horizontales, Universidad Central de Venezuela, abril de 2004, págs. 30, 53 - 55, 115 – 128.

Bermúdez Gustavo, Video Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales (HASD), Petróleo América.com, 27 abril 2011, Internet < <http://www.petróleoamerica.com/2011/04/inyeccion-alterna-de-vapor-en-pozos.html>>

Jorshari, K., SAGD Oil Recovery Method Utilizing Multi-Lateral Production Wells and/or Common Flow Direction. Publicación US20140124194 A1, mayo 2014. E.U.A.

Espinoza, Rosa. Estudio del Comportamiento del Proceso HASD en arenas delgadas del área San Diego, bloque Junín. Universidad Central de Venezuela, 2008.

Elliot, K., Kovscek, A., A Numerical Analysis of the Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage Process (SW-SAGD). Department of Petroleum Engineering, Stanford University.

Gates, I., et al., The Impact of Oil Viscosity Heterogeneity on Production from Heavy Oil and Bitumen Reservoirs: Geotailoring Recovery Processes to Compositionally Graded Reservoirs. Recorder, Vol. 33, Núm., 3, septiembre de 2008. CSEG. Canadá.

Hocking, G., Walters, D., Vertical Single-Well SAGD with Multiple Producers. SPE 165433. 2013.

Parappilly, R., Zhao, L., SAGD with a Longer Wellbore. JCPT, junio 2009, Vol. 28, No. 6, pp. 71-77.

Rodríguez, E., Orjuela, J., Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, vol. 2, núm. 5, diciembre, 2004, pp. 7-22.



Stalder, J., Cross-SAGD (XSAGD) – An Accelerated Bitumen Recovery Alternative. 2005, SPE 97647.

Stalder, J., Unlocking Bitumen in Thin and/or Lower Pressure Pay Using Cross SAGD (XSAGD). 2009, SPE 1330443.

Tavallali, M., et al., Evaluation of New Well Configurations for SAGD in Athabasca McMurray Formation. 2011, SPE 143487.

Rodríguez, D., Proceso HASD, La Comunidad Petrolera, 16 noviembre 2008, Internet <<http://ingenieria-deyacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/proceso-hasd.html>>

Capítulo 4

Alvarado Douglas A., Banzér S. Carlos, Recuperación Térmica de Petróleo, Caracas, Venezuela, 2002.

Arciniegas López Emilio, Molinet Suárez Julián, Estudio de la Aplicación de la Tecnología THAI para la Optimización de la Producción de Crudos Pesados y Extrapesados, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Maturín, Venezuela, Octubre de 2011.

Arteaga Cardona Marcela, Aguilar Rodríguez Alfredo, et. al., Prueba Piloto de Inyección Alternada de Vapor Campo Samaria Neógeno – México, Petróleos Mexicanos, diaps. 5,6, 9, 10.

Camacho U. José A., Pérez O. Argenis J., Estado del Arte de las Tecnologías de Inyección Cíclica de Vapor, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Noviembre de 2011.

Canadian Heavy Oil Association. Heavy Oil. Recovery Process – Cold Heavy Oil. S.F.

Das Swapan K., Butler M. Roger, Vapour Extraction of Heavy Oil and Bitumen, Department of Chemical and Petroleum Engineering, The University of Calgary, Canadá, págs. 962 – 966.

Dusseault, M., CHOPS: Cold Heavy Oil Production with Sand in the Canadian Heavy Oil Industry. Canadá, 2002. Brigham, W., Castanier, L., Reservoir Engineering Section on In-Situ Combustion, Annual Report. Stanford University. 2000.

Fuentes José, Recuperación Térmica, Yacimientos III, Universidad Nacional Experimental Politécnica, Barinas, Venezuela, 6 Julio 2012, Págs. 11, 12.



Hidalgo Emily, González Alonso, et. al., Tecnologías Usadas para La Extracción de Crudos Pesados, Universidad Nacional Experimental Politécnica, Barinas, Venezuela, 7 agosto 2011, págs. 34, 35.

Martínez, J., Morales, R., Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas (CHOPS), Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F., 2011.

Pantigoso, F., Alternativas para La Explotación de Crudo Pesado en La Selva Norte Del Perú – Propuestas Para Un Desarrollo Integral Estado/ Contratista, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú, 2006, págs. 25.

Sepúlveda, A., Montaña W., Evaluación del Comportamiento de un Yacimiento de Crudo Pesado Mediante la Aplicación de la Técnica THAI “Toe To Heel Air Injection”, Revista Ingeniería y Región, Vol. 6, No. 1 Facultad de Ingeniería, Universidad Surcolombiana, págs, 7,8.

Silva, B., Evaluación de Tecnologías de Recuperación Mejorada No Térmica en el Campo Cerro Negro, Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Barcelona, julio 2011.

Capítulo 5

Alberta Energy and Utilities Board, PANCANADIAN RESORCES, Heavy Oil Businnes Unit Application For a Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD), Recovery Scheme Christina Lake Thermal Project, Calgary, Alberta, Canadá, febrero de 2000, pág. 1.

Alberta Oil Sands Industry. Quarterly Update. Verano de 2014, Canadá.

Andora Energy Corp., ERCB Progress Presentation – 2010 Update Commercial Scheme Approval #11341. Septiembre 2010, Canadá.

Arteaga, M., Logros y Retos de la Primera Prueba Piloto de Inyección de Vapor en México. Ingeniería Petrolera, AIPM. Agosto de 2013, Vol. 53, Núm. 8.

Cenovus Energy. Foster Creek Thermal Project Phase J Expansion. Application for Approval Amendment. Febrero de 2013, Canadá.

CENOVUS FCCL LTD., Christina Lake Thermal Project Phase H and Eastern Expansion, Calgary, Canadá, marzo de 2003, págs. 14.



Jiang, Q., et al., Review of Thermal Recovery Technologies for the Clearwater and Lower Grand Rapids Formations in the Cold Lake Area in Alberta. CIPC 2009, Canadá.

Jiang, Q., et al., Review of Thermal Recovery Technologies for the Clearwater and Lower Grand Rapids Formations in the Cold Lake Area in Alberta. CIPC 2009, Canadá.

Monter García, Segregación Gravitacional Asistida por Vapor, Proceso SAGD, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F., 2010, págs. 84

Oil & Gas Journal. Andora Sawn Lake SAGD Pilot Getting Under Way. Houston, E.U.A. Agosto de 2013.