



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR
VAPOR,
PROCESO SAGD
(STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE)

T E S I S P R O F E S I O N A L
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A

FRANCISCO MONTER GARCÍA

DIRECTOR DE TESIS

MI. HERON GACHUZ MURO

MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2010



TU ERES EL RESULTADO DE TI MISMO.

No culpes a nadie, nunca te quejes de nada ni de nadie porque fundamentalmente Tú has hecho tu vida.

Acepta la responsabilidad de edificarte a ti mismo y el valor de acusarte en el fracaso para volver a empezar, corrigiéndote.

El triunfo del verdadero hombre surge de las cenizas del error.

Nunca te quejes del ambiente o de los que te rodean, hay quienes en tu mismo ambiente supieron vencer, las circunstancias son buenas o malas según la voluntad o fortaleza de tu corazón.

No te quejes de tu pobreza, de tu soledad o de tu suerte, enfrenta con valor y acepta que de una u otra manera son el resultado de tus actos y la prueba que has de ganar.

No te amargues con tu propio fracaso ni se lo cargues a otro, acéptate ahora o seguirás justificándote como un niño, recuerda que cualquier momento es bueno para comenzar y que ninguno es tan terrible para claudicar.

Deja ya de engañarte, eres la causa de ti mismo, de tu necesidad, de tu fracaso.

Si Tú has sido el ignorante, el irresponsable, Tú únicamente Tú, nadie pudo haberlo sido por ti.

No olvides que la causa de tu presente es tu pasado, como la causa de tu futuro es tu presente.

Aprende de los fuertes, de los audaces, imita a los violentos, a los enérgicos, a los vencedores, a quienes no aceptan situaciones, a quienes vencieron a pesar de todo.

Piensa menos en tus problemas y mas en tu trabajo y tus problemas sin alimento morirán Aprende a nacer del dolor y a ser más grande, que es el más grande de los obstáculos.

Mírate en el espejo de ti mismo.

Comienza a ser sincero contigo mismo reconociéndote por tu valor, por tu voluntad y por tu debilidad para justificarte.

Recuerda que dentro de ti hay una fuerza que todo puede hacerlo, reconociéndote a ti mismo, mas libre y fuerte, y dejaras de ser un títere de las circunstancias, porque Tu mismo eres el destino y nadie puede sustituirte en la construcción de tu destino.

Levántate y mira por las montañas y respira la luz del amanecer.

Tú eres parte de la fuerza de la vida.

Nunca pienses en la suerte, porque la suerte es el pretexto de los fracasados.

Pablo Neruda

A Dios por nunca dejarme solo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi otra casa.

M.I. Heron Gachuz Muro. Gracias por ser su gran apoyo y empuje para ser una mejor persona

✚ **A mis padres Rosa García Hernández y Francisco Monter Hernández por hacerme la persona que soy hoy en día, brindándome su amor, comprensión y consejos. Saben que los amo y que siempre he estado orgulloso de ser su hijo.**

✚ A mis hermanos Agustín (por cuidarme), Margarita (enseñarme parte de la vida), Karina (por ser mi amiga), Oscar (Por cuidarme), por estar a mi lado cuando los he necesitado, con sus consejos. Los amo, no pude tener mejores hermanos que ustedes.

✚ A los Macuarrones Con Queso: MCQ. Jagudu (alias José Antonio Gallegos Dimas), MCQ. Ruboroso (alias Rubén Camacho Guadarrama) y MCQ. Nata Arias. Han sido parte fundamental de mi vida. Los amo. Gracias por ser mis mejores amigos durante estos últimos 14 años.

✚ A L. Verónica Zepeda Guerrero por su apoyo y comprensión. Por todo lo que pasamos juntos.

✚ A Mis mejores amigos de la facultad Ricardo, Jonathan, Omar, Lourdes, Irene, Gabriela, Walter, José, Dante, ustedes son a los que quiero ver toda mi vida. Gracias. Hicieron mas tranquilo mi paso por la Facultad de Ingeniería

✚ A Bogdad, Ramón, Luís, Eury, Cesar, Thalia, Rafa, Hugo, los jairos, los chuchos.

✚ Y a todos aquellos con los que compartí copas y me dieron un poco de su valioso tiempo.

Gracias a todos por ayudarme, soportarme y alentarme a ser mejor persona.



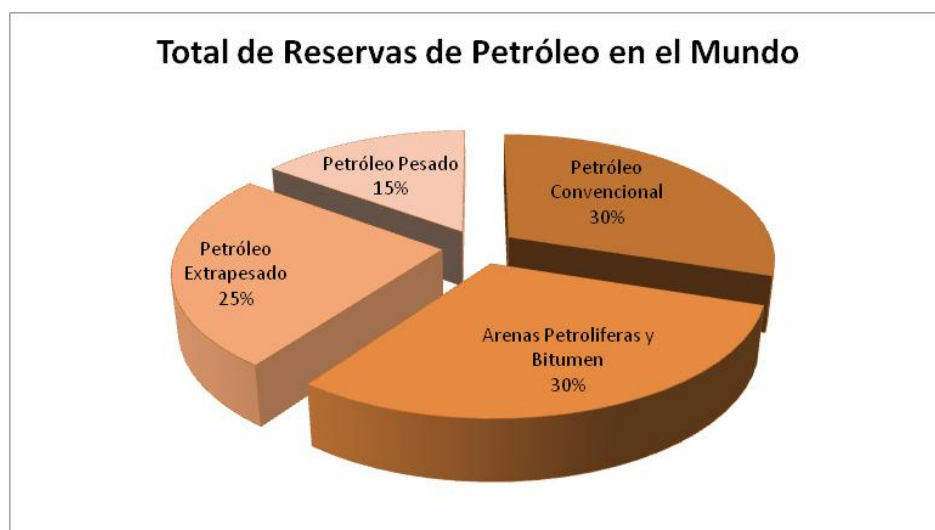
INDICE

Agradecimientos	I
índice	1
Introducción	1
1.1 Métodos de recuperación	4
1.1.1 <i>La producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS)</i>	5
1.1.2 <i>La extracción de petróleo asistida con vapor (VAPEX)</i>	7
1.1.3 <i>La estimulación cíclica por vapor de agua (CSS)</i>	8
1.1.4 <i>Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD)</i>	10
1 Aspectos prácticos de ingeniería y geología	11
1.1 Descripción del proceso SAGD	12
1.2 Aspectos Geológicos	17
1.2.1 <i>SAGD en Yacimientos de Carbonatos Fracturados</i>	19
1.3 Perforación del proceso SAGD	22
1.3.1 <i>Técnicas de medición de trayectoria</i>	23
1.3.2 <i>Fluidos de perforación</i>	24
1.3.3 <i>Arreglo de la Terminación</i>	24
1.3.4 <i>Sistema de orientación magnética</i>	25
1.4 Terminaciones del proceso SAGD	28
1.4.1 <i>Arreglo de la terminación típica de un sistema SAGD</i>	29
1.4.2 <i>Cementación</i>	30
1.5 Producción del proceso SAGD	34
1.5.1 <i>BEC modelo REDA Hotline 550</i>	35
1.6 Instalaciones superficiales para el proceso SAGD	38
1.6.1 <i>Sistema de Tratamiento de Agua</i>	38
1.6.2 <i>Instalaciones para la generación de Vapor</i>	38
1.6.3 <i>Instalaciones por Módulos</i>	39
2.6.4 <i>Instalaciones superficiales para el proceso SAGD en un proyecto en Canadá</i>	41
1.7 Monitoreo de la recuperación de petróleo pesado	43
2 Criterios de Selección para la aplicación de SAGD	46
2.1 Análisis Estadístico	50
2.2 Beneficios del proceso SAGD	55
2.3 Limitaciones del proceso SAGD	55
2.4 Diagrama para la selección del SAGD	56

3 Variaciones del SAGD	57
3.1 ES SAGD (SAGD - Expansion con solvente), (Expanding solvent - SAGD)	59
3.2 SW-SAGD (SAGD - Pozo simple), (single well- SAGD)	61
3.3 XSAGD (SAGD - Cruzado), (Cross-SAGD)	67
3.4 SAS (Vapor Alternado con Solventes), (Steam Alternating Solvent)	68
3.5 Fast-SAGD (SAGD- rápido)	70
3.6 LP-SAGD (Presión Baja) (Low pressure) y HP-SAGD (Presión Alta) (High Pressure)	71
3.7 Multi-Drene SAGD (Multi-drain SAGD)	73
4 Aplicaciones del proceso SAGD en el Mundo	74
4.1 Canadá	76
4.2 Irán - Medio Oriente	83
4.3 Venezuela Campo Tía Juana	84
5 Aplicación del proceso SAGD en México	88
5.1 Campo Tamaulipas - Constituciones	92
5.2 Campos Zaap y Maloob	94
5.3 Campo Ébano-Panuco-Cacalilao	97
Conclusiones Y Recomendaciones	101
Bibliografía	104

Introducción

[1] La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponden a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y gastos para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos. Con la gran demanda, los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales; la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado. El petróleo pesado se define como petróleo con 22.3°API o menor densidad. Los petróleos de 10°API o de menor densidad se conocen como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua. Comparativamente, los petróleos convencionales, tales como el crudo Brent o West Texas Intermedio, poseen densidades que oscilan entre 38° y 40°API .



*Figura 1.1 Los aceites pesados, extrapesados y el bitumen son aproximadamente el 70% del total de las reservas de petróleo en el mundo de aproximadamente 9 a 13×10^{12} (trillones) de barriles [1.4 a 2.1 trillones de m^3] [1]**

* Revista Oilfield Review, Schlumberger, Hussein Albouearej, et al, *La importancia del Petróleo Pesado*, Otoño 2006.

Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso, estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la productividad y la recuperación es la viscosidad del petróleo. Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. No existe ninguna relación estándar entre densidad y viscosidad, pero los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los petróleos pesados, porque los petróleos pesados tienden a ser más viscosos que los petróleos convencionales. La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise (cP) [0.001 Pa.s] la viscosidad del agua y entre 10 cP [0.01Pa.s]. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar por debajo de 20 cP [0.02 Pa.s] y más de 1,000,000 cP [1,000 Pa.s] ^[1]. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.^[2]

Como el petróleo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los petróleos convencionales, surge la pregunta acerca del porqué del interés de las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo.

La primera parte de la respuesta se divide en dos, es que ante la coyuntura actual, muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable. La segunda parte de la respuesta es que estos recursos son abundantes. El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a 13×10^{12} (trillones) de barriles [1.4 a 2.1 trillones de m^3] ^[1]. El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen (Figura 1.1.).

El petróleo pesado promete desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a incrementar su producción, revisar las estimaciones de reservas, comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura, para asegurarse de no dejar atrás sus recursos de petróleo pesado.

I.1 Métodos de recuperación

Los métodos de recuperación de petróleo pesado se dividen en dos tipos principalmente: según la temperatura, esto se debe a que la propiedad clave del fluido, es decir la viscosidad, depende significativamente de la temperatura; cuando se calientan, los petróleos pesados se vuelven menos viscosos. Y el segundo tipo consiste en los métodos de producción en frío, que son aquellos que no requieren la adición de calor, pueden ser utilizados cuando la viscosidad del petróleo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya a regímenes económicos. Los métodos asistidos térmicamente se utilizan cuando el petróleo debe ser calentado para fluir.

El método original de recuperación de petróleo pesado en frío es la minería. Gran parte de la explotación de petróleo pesado por el método de minería tiene lugar en las minas a cielo abierto de Canadá, pero también se ha recuperado petróleo pesado por minería subterránea en Rusia. El método a cielo abierto es útil sólo en Canadá, donde el acceso desde la superficie y el volumen de los depósitos de arenas petrolíferas someras que esta estimado en 28,000 millones de m³ [176,000 millones de barriles] lo vuelven económico.

Las arenas petrolíferas canadienses se recuperan mediante operaciones con camiones y excavadoras y luego son transportadas a las plantas de procesamiento, donde el agua caliente separa el bitumen de la arena. El bitumen se diluye con los hidrocarburos más livianos y se mejora para formar crudo sintético. Después de la aplicación del método de minería, la tierra se rellena y se sanea. Una de las ventajas del método es que recupera alrededor de un 80% del hidrocarburo. No obstante, desde la superficie sólo se puede acceder a un 20% de las reservas aproximadamente, o aquellas que se encuentran a una profundidad de unos 75 m [246 pies]. En el año 2005, la producción de bitumen de Canadá alcanzó 175,000 m³/d [1.1 millones de bbl/d] y se espera que aumente a 472,000 m³/d ^[1] [3 millones de bbl/d] para el año 2015.

Algunos petróleos pesados pueden ser producidos a partir de pozos, por producción primaria en frío. Gran parte del petróleo de la faja de petróleo

pesado del Orinoco, en Venezuela, está siendo recuperado actualmente mediante producción en frío, tal es el caso de los yacimientos de las áreas marinas de Brasil. Se perforan pozos horizontales y multilaterales para contactar la mayor parte del yacimiento posible. Se inyectan diluyentes, tales como la nafta, para reducir la viscosidad del fluido y mediante el empleo de tecnología de levantamiento artificial, tal como los sistemas de bombeo electrosumergibles (ESP) y los sistemas de bombeo de cavidades progresivas (PCP), se llevan los hidrocarburos a la superficie para ser transportados hasta una unidad de mejoramiento. Una de las ventajas del método es su menor inversión de capital con respecto a las técnicas asistidas térmicamente, pero el factor de recuperación también es bajo; entre 6 y 12%. Otra de sus ventajas es el incremento de la viscosidad del fluido que surge con la formación de emulsiones de petróleo-agua, causadas por el proceso de mezcla y cizalladura (*Deformación producida en un sólido por la acción de dos fuerzas opuestas, iguales y paralelas*) que tiene lugar en los sistemas de bombeo y en los tubulares.

I.1.1 La producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS)

El método CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand) es un método de producción primaria de aplicabilidad en numerosos yacimientos de petróleo pesado. En ciertos campos petroleros de Canadá, se produce arena hasta con 10% de “corte de arena” en volumen—junto con el petróleo. El gas que se libera del petróleo despresurizado ayuda a desestabilizar y mover los granos de arena. El movimiento de la arena incrementa la movilidad del fluido y forma canales, denominados agujeros de gusanos, que crean una zona de alta permeabilidad creciente alrededor del pozo. El peso de la sobrecubierta ayuda a extrudir (Dar forma a una masa metálica, plástica, etc., haciéndola salir por una abertura especialmente dispuesta) la arena y los líquidos. La arena y el petróleo se separan por acción de la gravedad en la superficie y la arena se elimina en los estratos permeables. El método requiere sistemas de bombeo multifásico que pueden manipular la arena, el petróleo, el agua y el gas, y ha sido aplicado en yacimientos con viscosidades de petróleo oscilantes entre 50 y

15,000 cP [0.05 y 15 Pa.s]. En Canadá, la producción anual de petróleo pesado por el método CHOPS fue de 700,000 bbl/d [111,230 m³/día] en el año 2003. ^{[1]*}

La inyección de agua es un método de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en frío, que ha resultado exitoso en algunos campos de petróleo pesado. Por ejemplo, los campos marinos situados en la plataforma continental del Reino Unido utilizan el método de inyección de agua para producir petróleo de 10 a 100 cP, desde pozos horizontales largos, soportados con cedazos, hasta un sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO). El método está siendo considerado para los campos cercanos que contienen fluidos más viscosos, pero el factor de recuperación disminuye al aumentar la viscosidad del petróleo. Los petróleos de alta viscosidad causan digitación viscosa en los frentes de inyección de agua, lo que se traduce en una eficiencia de barrido pobre.



Fig. I.2. Lechada producida por el método de producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS) ^{[1]}*

* Revista Oilfield Review, Schlumberger, Hussein Albouearej, et al, *La importancia del Petróleo Pesado*, Otoño 2006.

I.1.2 La extracción de petróleo asistida con vapor (VAPEX)

Es un proceso relativamente nuevo que está siendo probado en Canadá. Consiste en la inyección de un solvente miscible (propiedad de algunos líquidos para mezclarse en cualquier proporción, formando una solución homogénea), que reduce la viscosidad del petróleo pesado. El método puede ser aplicado en un pozo por vez o en pares de pozos. En el enfoque que utiliza un solo pozo, se inyecta solvente desde el extremo de un pozo horizontal. En el caso que implica dos pozos, se inyecta solvente en el pozo superior de un par de pozos horizontales paralelos. Los gases valiosos son barridos después del proceso mediante la inyección de gas inerte. El método VAPEX ha sido estudiado extensivamente en laboratorios y en operaciones de simulación y está siendo sometido a pruebas piloto, pero aún no fue desplegado en operaciones de campo de gran escala. Los métodos termales, como sus contrapartes en frío, poseen ventajas y limitaciones. Los factores de recuperación son más elevados que en el caso de los métodos de producción en frío, con excepción del método de minería, pero también lo son los costos asociados con la generación de calor y el tratamiento del agua.

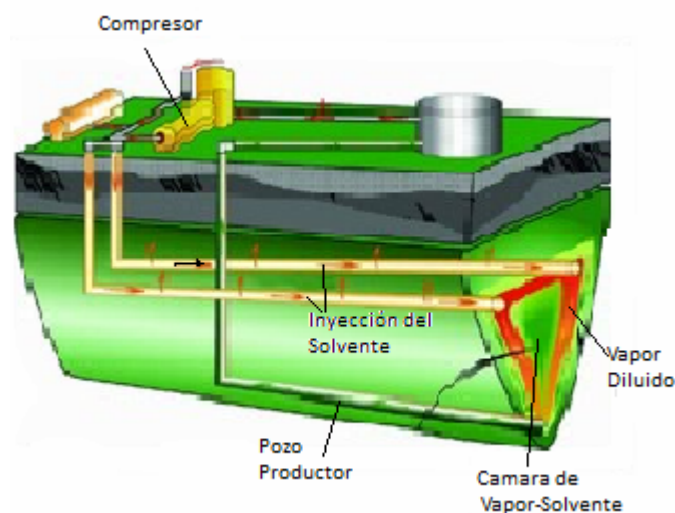


Figura 1.3. Esquema de la extracción de petróleo asistida con vapor (VAPEX)^[1]*

* Revista Oilfield Review, Schlumberger, Hussein Albouearej, et al, La importancia del Petróleo Pesado, Otoño 2006.

I.1.3 La estimulación cíclica por vapor de agua (CSS)

También conocida como impregnación con vapor o inyección intermitente de vapor, es un método consistente en un solo pozo que se aplica en etapas. Primero, se inyecta vapor, luego, durante el período de impregnación o espera, el petróleo se calienta, por último, se producen y separan el petróleo y el agua calentados y el proceso se reitera. El método permite obtener factores de recuperación de hasta 30%, posee regímenes de producción iniciales altos y funciona bien en yacimientos apilados o estratificados. El Campo Cold Lake, situado en Alberta, Canadá, es un ejemplo de aplicación del método CSS.

El desplazamiento por vapor de agua, otro método térmico, es un proceso de pozos múltiples. El vapor es inyectado en los pozos inyectoros, en una diversidad de esquemas de espaciamiento y localización, y el petróleo es producido desde los pozos productores. El desplazamiento por vapor de agua permite lograr un factor de recuperación de hasta un 40% pero requiere buena movilidad entre los pozos para inyectar el vapor a regímenes efectivos. Los desafíos que plantea este método son el sobrecontrol del vapor de baja densidad por la gravedad, las heterogeneidades de los yacimientos y el monitoreo del frente de vapor. El Campo Duri situado en Indonesia, el Campo Kern River en California, y el Campo Pikes Peak en Lloydminster, Canadá, son algunos ejemplos.

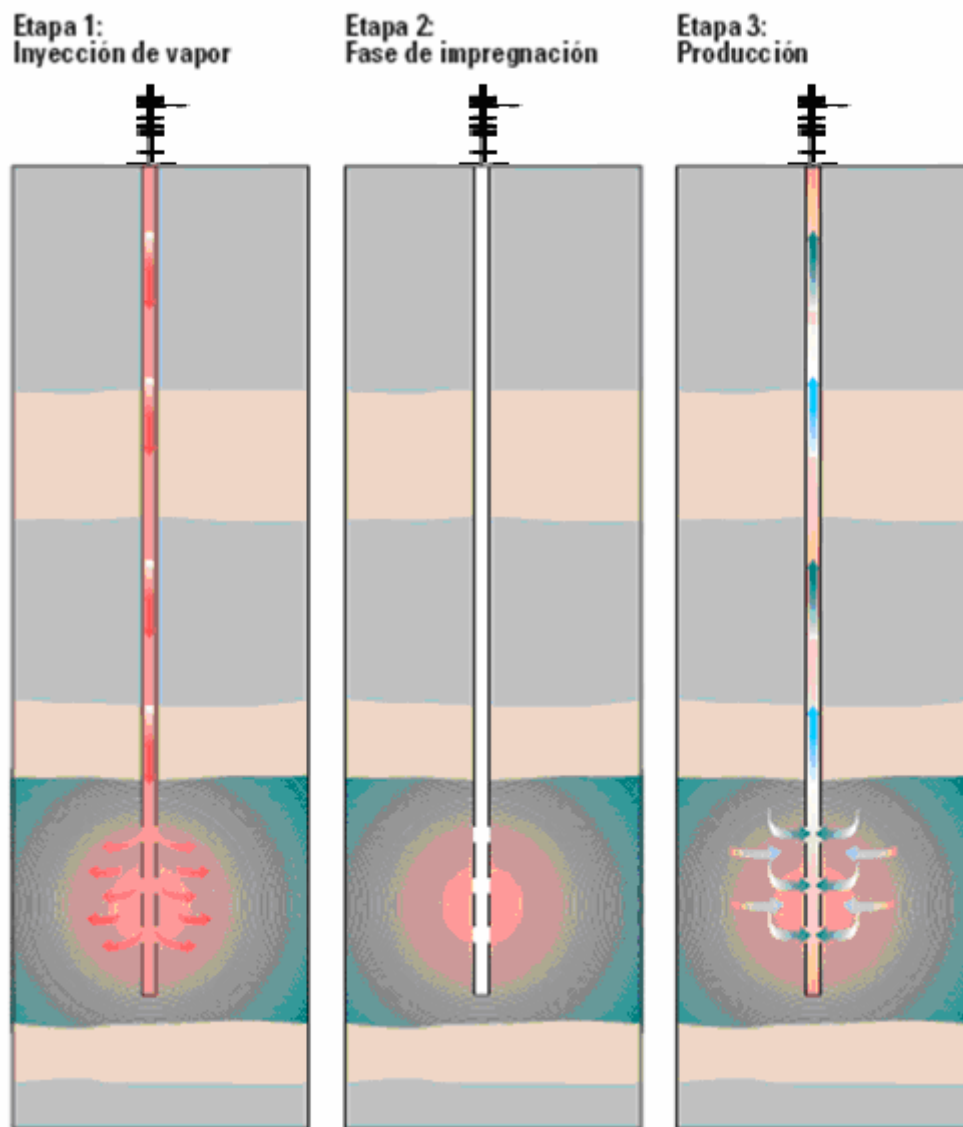


Figura I.4. Estimulación cíclica con vapor (CSS).^[1]*

* Revista Oilfield Review, Schlumberger, Hussein Albouarej, et al, *La importancia del Petróleo Pesado*, Otoño 2006.

I.1.4 Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD)

El método de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) o también nombrado como Escurrecimiento Asistido por Vapor y Gravedad, que se está aplicando principalmente en los campos Canadienses, será el tema principal de esta tesis debido a su gran aplicación en el mundo así como su posible futura aplicación en los campos mexicanos, como las estadísticas lo han venido mostrando, el aceite pesado será parte del sustento energético.

Uno de los países que ha empezado a voltear la vista a este método es Venezuela en la Faja Petrolífera del Orinoco que con ello lograrán extraer el petróleo pesado que tienen en esa zona que presenta una movilidad un poco más alta que en Canadá

Gracias al gran desarrollo de la tecnología, es posible lograr que este método que es ya eficiente se vuelva aún más común. Siendo un proceso de recuperación mejorada, que incluye tecnología avanzada a nivel de pozo, este método será una aplicación eficaz en los campos mexicanos. Hoy en día es bien sabido que las etapas primarias de explotación en México poco a poco están llegando a sus límites, sin embargo, esta tesis es un aporte para el desarrollo futuro de los campos de aceites pesados, todo lo anterior, con el fin de ser una alternativa para incrementar los factores de recuperación en aquellos yacimientos donde el SAGD pudiera ser una opción viable desde el punto de vista técnico y económico.

Capítulo I

Aspectos Prácticos de Ingeniería Y Geología

1.1 Descripción del proceso SAGD

El SAGD o proceso de Segregación Gravitacional Asistido por Vapor fue introducido conceptualmente por Roger Butler y sus colegas a finales de 1970 [3]. Butler, el padre del SAGD, antes de crear este proceso tan eficiente, trabajaba en un proceso minero de depósitos de potasio en Saskatchewan. El cual incluía la inyección subterránea de agua fresca, creando una cámara que disolvía el potasio que está alrededor junto con la sal. Asociando la idea con la producción de hidrocarburos, generó la idea de inyectar vapor y crear una cámara de vapor para crear la segregación por gravedad del mismo. Tras muchos estudios e ideas llegó a la creación del método SAGD.

La idea básica del proceso es la inyección de vapor cerca del fondo del yacimiento, este vapor por densidad sube a la parte superior del yacimiento, y el condensado junto con el petróleo al cual se le redujo su viscosidad cae al fondo debido a la gravedad, los cuales son producidos, mientras el bitumen es drenado a la superficie, el espacio poroso que inicialmente estaba saturado con petróleo es ocupado por el vapor (Figura 1.1)

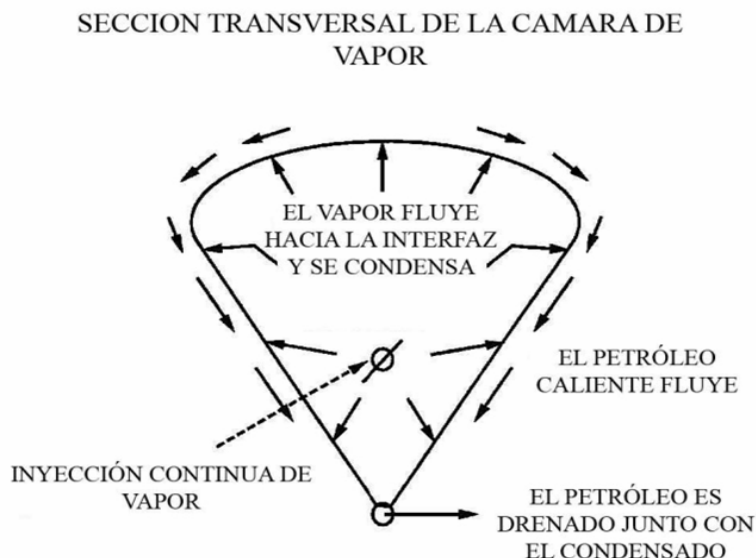


Figura 1.1. Diagrama de la sección transversal de los pozos*

* Butler, R. M. (1998). Distinguished Author Series: SAGD Comes of AGE! JOURNAL OF CANADIAN PETROLEUM

En el SAGD, la transferencia de energía a la formación y al petróleo ocurre por la condensación del vapor en los límites de la cámara de vapor. El calor latente liberado por el vapor, se transfiere a la formación principalmente por conducción. Por tal motivo el flujo de vapor condensado (agua caliente) y petróleo ocurre en dirección perpendicular a la dirección del flujo de calor por conducción.

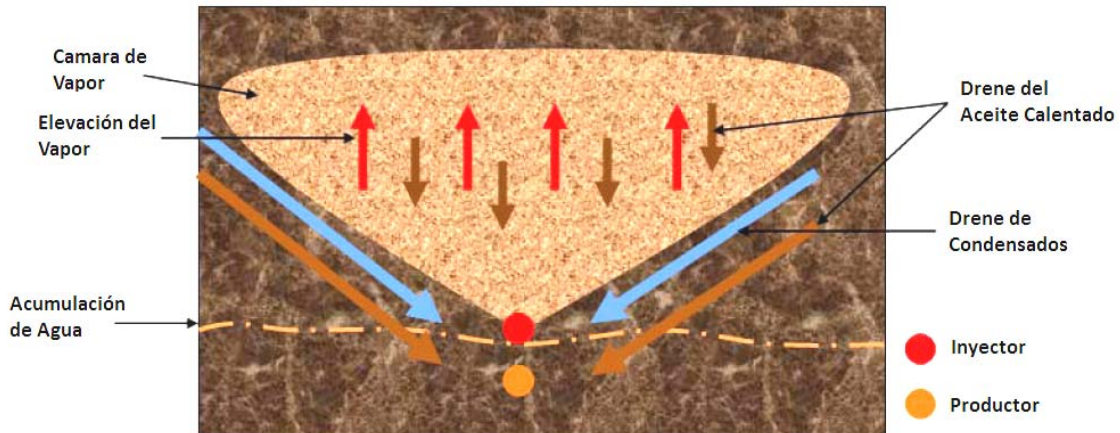


Figura 1.2. Dos tipos de flujo existen durante el proceso; Drene de la cima o techo de la cámara de vapor y drene a los costados de la cámara de vapor^[17].

El método de drene gravitacional asistido por vapor (SAGD) funciona para los petróleos extrapesados. En el sistema SAGD se perfora un par de pozos horizontales paralelos, situándose un pozo a unos 5 ó 7 m [16 a 23 pies] por encima del otro (Figura 1.3). El vapor inyectado en el pozo superior calienta el petróleo pesado, reduciendo su viscosidad. La gravedad hace que el petróleo movilizado fluya en sentido descendente, hacia el productor horizontal inferior. La comunicación inicial se establece entre el inyector y el productor mediante inyección de vapor, vapor cíclico o inyección de solvente.

^[1] "Al inicio de la implementación del método SAGD, el vapor es inyectado por los dos pozos, tanto el productor como el inyector, a lo que se le denomina fase de pre-calentamiento, para establecer el flujo del fluido en los dos pozos, Este procedimiento toma aproximadamente 3 meses".

El factor de recuperación estimado para este método oscila entre 50 y 70%. No obstante, la estratificación de la formación puede incidir significativamente en la recuperación SAGD. El método SAGD se utiliza en muchos campos de Canadá, incluyendo los campos Christina Lake y MacKay River.

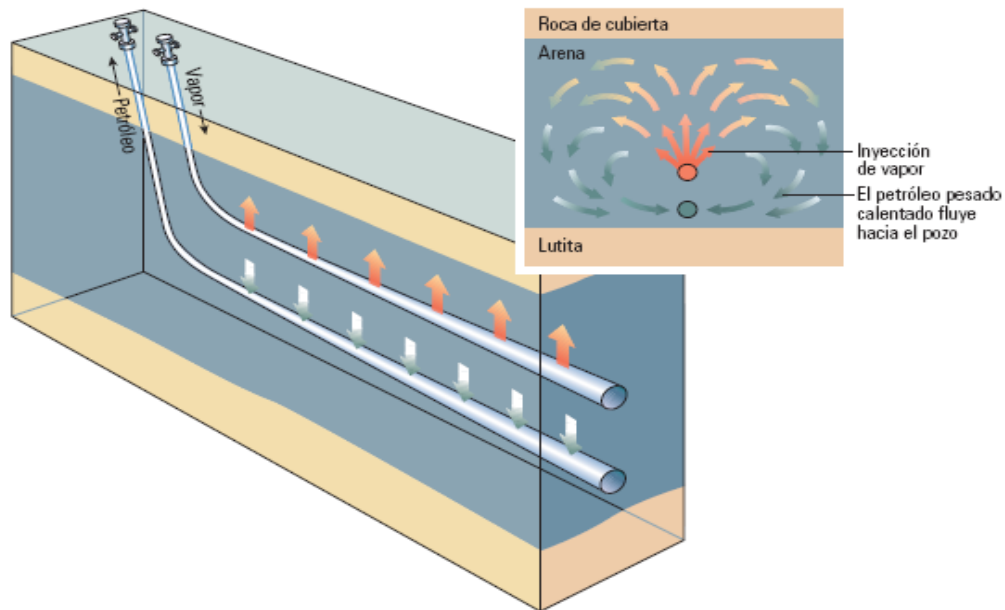


Figura 1.3. Método SAGD, dos pozos horizontales paralelos, por uno se inyecta vapor y por el otro se produce aceite pesado *

Por otro lado las propiedades del crudo determinan la distancia entre el inyector y el productor, Butler ^[2], en base a sus experimentos, sugiere un espaciamiento entre pozos en relación a la viscosidad de los mismos (Figura 1.4.), además presenta la opción de colocar el pozo inyector cerca de cima del yacimiento.

* Revista Oilfield Review, Schlumberger, Hussein Albouearej, et al, *La importancia del Petróleo Pesado*, Otoño 2006

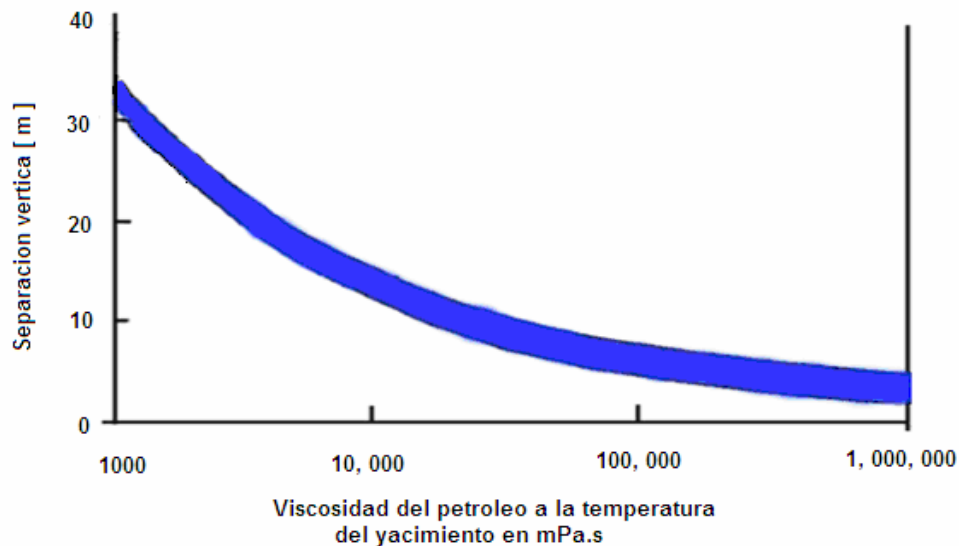


Figura 1.4. Separación vertical entre pozo inyector y productor^{[3].*}

El efecto que tiene el distanciamiento horizontal entre los pozos en la producción acumulada debe ser objeto de estudio, en el caso de los yacimientos presentes en Venezuela, las condiciones a las cuales se encuentra el crudo (movilidad dentro del yacimiento) nos proporciona libertad en el distanciamiento entre los pozos, este es un efecto indirecto de las propiedades de fluido en el proceso de SAGD.

Los pozos emplazados en yacimientos de petróleo pesado plantean una diversidad de complejidades relacionadas con su construcción y terminación. Tales complejidades incluyen la perforación de pozos estables en formaciones débiles, el emplazamiento preciso de pozos horizontales, el diseño de sistemas tubulares y cementaciones duraderas para pozos que experimentan temperaturas extremas y la instalación de equipos de control de la producción de arena, terminación de pozos y levantamiento artificial que deben operar en forma eficaz bajo las condiciones más rigurosas.

*<http://simulador-de-yacimientos.blogspot.com/2008/01/criterios-para-la-aplicacin-exitosa-de.htm>

El proceso de la perforación, terminación y adecuación de las instalaciones de un pozo son una serie de pasos que conforme a la complejidad del método, de las condiciones geográficas, las características del yacimiento y del hidrocarburo determinan los componentes y las herramientas que se utilizarán para su explotación y desarrollo. Para el caso del método SAGD se tomarán en cuenta características descritas y utilizadas por empresas canadienses ya que son ellas las que han incurrido en el desarrollo de esta tecnología.

1.2 Aspectos Geológicos

Donnelly utiliza dos ecuaciones para determinar tanto la porosidad de la capa o estrato donde se encuentra el bitumen, así como para calcular las saturaciones respectivas del bitumen en dicho estrato o estratos.

Porosidad:

$$\Phi = \sum_{j=1}^{j=n} \frac{\Phi_j h_j}{H_n}$$

Saturación de Bitumen:

$$S_o = \sum_{j=1}^{j=n} \frac{S_{oj} h_j}{H_n}$$

Donde:

h_j = Espesor de la sección j

H_n = Espesor neto de la zona productora

Φ = Porosidad del Yacimiento

Φ_j = porosidad de la sección j

S_{oj} = Saturación de bitumen en la sección j.

La recuperación de bitumen en el modelo lineal propuesto por Reis puede ser predicho utilizando la ecuación de balance de materia siguiente:

$$Q_o = \Phi(S_{oi} - S_{or})H \frac{W_s}{2} L$$

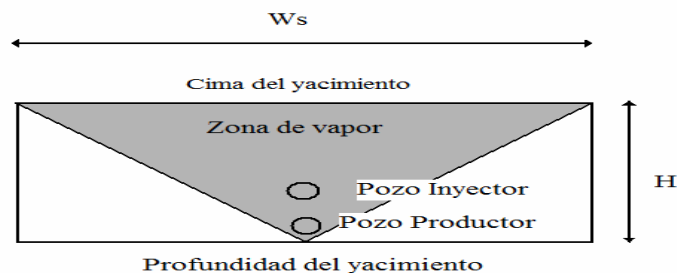


Figura 1.5. Modelo lineal propuesto por Reis^{[15].*}

* B. Sedae Sola et al, Application of the SAGD to an Iranian Carbonate Heavy-Oil Reservoir, SPE No. 100533, 2006

Debido a las simulaciones hechas en los modelos para los proyectos de UTF (ver capítulo 4) fase B y pozos comerciales del UTF, se llegó a la conclusión que era más exacta cuando se asignaba un modelo semi – elíptico a la zona de vapor, y se utilizó la siguiente ecuación:

$$Q_o = \frac{\pi}{2} \Phi (S_{oi} - S_{or}) H \frac{W_s}{2} L$$

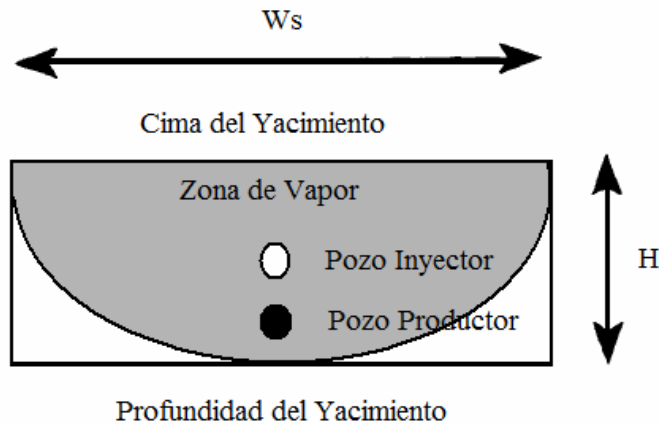


Figura 1.6. Modelo semi – elíptico^{[15].*}

Donde:

Φ = Porosidad del Yacimiento

S_{oi} =Saturación inicial de aceite del yacimiento

S_{or} = Saturación residual de aceite =0.20

H = Espesor del yacimiento

W_s = Anchura de la zona de vapor o espaciamiento de pozos

L = Longitud del pozo

Realizando la comparación del modelo lineal, el modelo semi – elíptico con las simulaciones se descubrió que el modelo semi – elíptico era mas cercano con las simulaciones hechas para este proyecto.

* B. Sadaee Sola et al, *Application of the SAGD to an Iranian Carbonate Heavy-Oil Reservoir*, SPE No. 100533, 2006

1.2.1 SAGD en Yacimientos de Carbonatos Fracturados

El actual foco de interés de las compañías petroleras son los yacimientos de arenas permeables y altas porosidades, las cuales presentan una gran oportunidad. Sin embargo, el aceite viscoso entrampado en carbonatos (mas de 1.6 trillones de bbl. ^[15]) son una gran reserva para el futuro del petróleo, lo que requiere la aplicación de nuevas tecnologías para ser explotada de una forma eficiente y económica.

Un proyecto desarrollado en un yacimiento de carbonatos en Iran, se realizó una simulación para determinar el método más viable de la extracción del aceite pesado en ese yacimiento con las características siguientes:

Parámetro	Valor
Profundidad	300 m
Presión inicial	630 psia
Temperatura Inicial	43°C (110 °F)
Porosidad promedio	16 %
API	14
Viscosidad @ Condiciones de Yacimiento	20000 cp.

Este campo es una estructura gigante localizada en la costa del Golfo de Persia. El desarrollo del campo no se hecho aún.

El campo es como un anticlinal simétrico con 90 km de longitud, 16 de ancho en la superficie. Con un espesor promedio de 500 m. En las formaciones Jahrum y Sarvak, las cuales son formaciones consideradas para el Proyecto de Aceite Ultra Pesado. Con una reserva aproximada de:

- 2988 millones de barriles (Jahrum)
- 876 millones de barriles (Sarvak)

Con los datos recopilados de núcleos se determino que estas formaciones tienen fracturas verticales.

De la simulación que se realizó se llegaron a las siguientes conclusiones:

- Es factible la aplicación de la tecnología SAGD al campo Iraní.
- La longitud seleccionada para el pozo horizontal es de 457.2 m (1500 pies), la cual da el mejor rango de aceite producido. Esta se seleccionó tras realizar sensibilidades de longitudes horizontales.
- La distancia óptima entre el pozo inyector y el productor es de 60.96 m (200 pies) en el caso de la formación Jahrum
- La presión óptima de inyección de vapor durante la fase del SAGD es aproximadamente 91.4 kg/cm² (1300 psia).
- Los resultados de la simulación demostraron que el sistema SAGD es el mejor método de recuperación para este yacimiento de aceite pesado.

Estudios de simulación realizados por Swapan Das ^[16], de la empresa ConocoPhillips demuestran que el SAGD es un sistema confiable y probable para la extracción de aceite pesado en el mundo. Swapan menciona que se deben tener las siguientes consideraciones:

- Entre los parámetros que se tomaron en cuenta para la simulación, los más importantes fueron la viscosidad y la mojabilidad (presión capilar).
- El éxito de los procesos térmicos en carbonatos fracturados depende en gran medida de la imbibición espontánea del agua y la expulsión del aceite de la matriz.
- La literatura ha demostrado que el aumento de temperatura modifica la mojabilidad de las rocas carbonatadas. Por lo tanto, se deben realizar estudios detallados sobre estas características de la roca para poder implementar el proceso SAGD de una forma rentable.

El estudio de los yacimientos carbonatados juega un papel importante a nivel mundial por la cantidad de aceite pesado que se puede extraer de estos yacimientos. Y es por eso que se debe tener en cuenta muchos más parámetros.

Debido a la viabilidad de los proyectos es necesario realizar muchos estudios de simulación con tecnologías nuevas. Estas simulaciones no son de todo confiables debido a los parámetros que utilizan y los que no. Tras simulaciones realizadas por diversos autores se puede llegar a la conclusión de que el sistema SAGD es una opción viable para la explotación del aceite pesado entrampado en yacimientos carbonatados. La respuesta final de estas simulaciones será a largo plazo, ya que esta solo se dará cuando se aplique el SAGD en los campos con formaciones de carbonatos en el mundo. Y estos campos se tomarán como parámetro para correlacionarlos con los demás existentes en el mundo, como se hace ahora en las arenas de Canadá.

1.3 Perforación del proceso SAGD

La perforación se hace de manera habitual con herramientas de perforación rotatoria para los intervalos donde el ángulo no es un factor que limite el uso de esta técnica. El uso de barrena, el tipo de TP's y todas las herramientas con las que se realiza una perforación están sujetas a las características del yacimiento.

Un proyecto que ejemplifica el método de la perforación es el que se realizó en el campo de Liaohe. En este campo se estima que los recursos petroleros del norte de las cuencas de los ríos Songhuajiang y Liaohe será de 8,600 millones de toneladas (aproximadamente 63, 038 barriles de petróleo ^[14]). El Campo Petrolífero de Liaohe, provincia de Liaoning, es el tercer campo petrolífero más grande de China. En este campo, hay un alto porcentaje de petróleo pesado, por lo que es difícil su extracción. Actualmente, el campo de Liaohe ha comenzado a tomar nuevas técnicas de extracción ^[5], entre ellas el proceso del SAGD.

Hu Sunning y Colaboradores, proponen el desarrollo de perforación y terminación del campo Liaohe para poder aplicar el proceso SAGD ^[6].

Una par de pozos horizontales fueron perforados en el bloque Du 84 del campo Liaohe. La profundidad de los pozos era 1214 [m] y 1189[m] respectivamente con profundidades verticales de 769.81 [m] y 760.51 [m], la longitud de la sección horizontal de 325.53 [m] y 307.71 [m] respectivamente. El intervalo vertical máximo de las dos secciones horizontales es de 11.98 [m] y el intervalo vertical mínimo es de 10.43 [m].

La sección inicial se perforó de forma normal, desde los 405.77 [m] se empezó a desviar el pozo a 1° con un ensamble de motor de fondo, con un peso de barrena de 30-50 kN. La desviación del pozo fue aumentando 0.89°/30[m].

La perforación se empezó desde una mesa rotaria. La perforación transcurrió normal, hasta que se llegó al intervalo de 806.78 donde se cambió a perforación direccional. Con una desviación en el agujero de 58.7° . En algunos casos se optó por cambiar de perforación rotatoria a perforación direccional para evitar barridos en el azimut (Figura 1.7.).

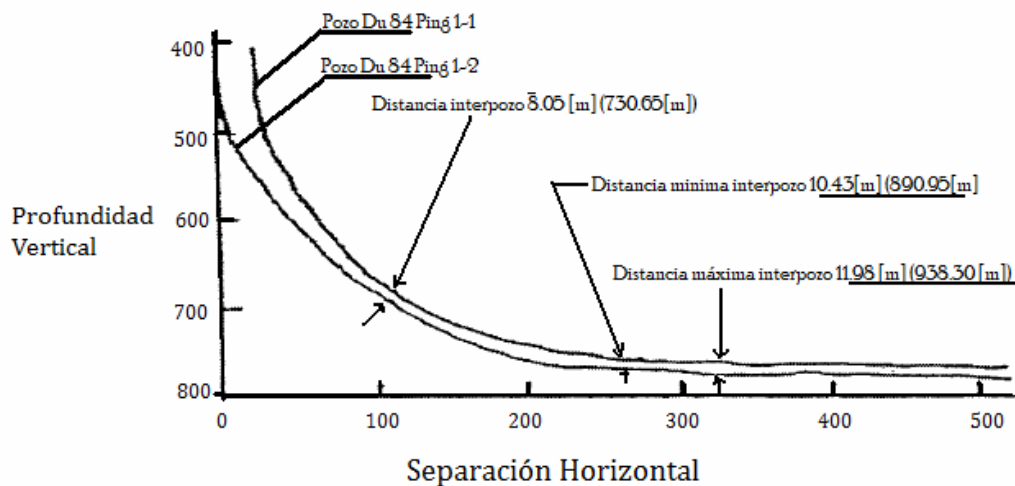


Figura 1.7. Pozos Du 84^[14]

1.3.1 Técnicas de medición de trayectoria

Cuatro tipos de instrumentos de medición fueron utilizados en la perforación de los pozos:

- Tipo R Inclinómetro Electrónico de un solo tiro, en la sección vertical.
- SST herramienta piloteada en la zona desviada.
- MWD (“Medición mientras se perfora”, por sus traducción al inglés “Measurement while drilling”) en la sección horizontal.
- ESS Inclinómetro Electrónico Multi-Disparo en la terminación intermedia y en el reajuste de la trayectoria de la terminación del pozo.

1.3.2 Fluidos de perforación

Poca o baja Bentonita biopolimérica como fluido de perforación fue usada en la sección vertical y en la parte muy inclinada de la sección de los dos pozos horizontales. Este tipo de fluido tiene:

- Un gran acarreamiento y una compatibilidad de suspensión.
- Baja pérdida de fluido.
- Buenas propiedades para el acarreo.
- Buena calidad del enjarre.

Bentonita – libre de aceite en agua amarga fue utilizada en la sección horizontal.

Este tipo de fluido de terminación tiene las siguientes ventajas:

- Fase sólida-libre.
- Fuerte capacidad de inhibir la expansión por hidratación de arcilla.
- Buen Filtrado.
- Poca pérdida de fluido.
- Baja densidad.

1.3.3 Arreglo de la Terminación

Para los pozos Du 84 se propuso una terminación como se muestra en la figura 1.8.

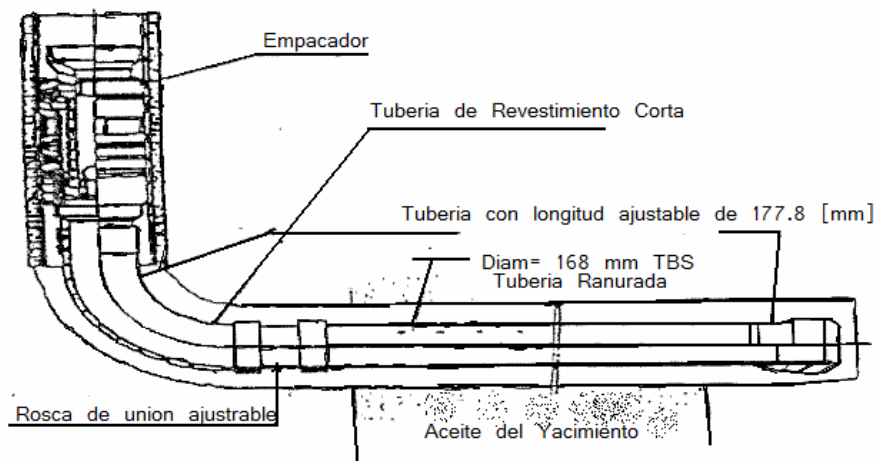


Figura 1.8. Arreglo para los pozos Du 84 del campo Liaohe ^[14]

Debido a que se debe realizar la perforación con un cierto grado de inclinación para poder llegar a la horizontalidad se utilizan métodos especiales para lograr esta posición horizontal los principales métodos utilizados para el sistema SAGD son aquellos que se basan en la telemetría magnética y entre ellos tenemos los siguientes:

1.3.4 Sistema de orientación magnética.

El sistema de orientación Magnética (MGT por su nombre en inglés: Magnetic Guidance Tool System) fue el primer método propuesto para perforar los pozos gemelos horizontales paralelos para el sistema SAGD. La herramienta incluye una fuente electromagnética de fondo usada en combinación con un sensor direccional especialmente diseñado para aplicaciones magnéticas de telemetría. La herramienta MGT mide la separación vertical como horizontal de pozos entre el pozo actual y el pozo deseado con una precisión de pocos centímetros.

El sistema de orientación Magnética es una fuente electromagnética de fondo usada en combinación con el sistema MWD para el control de la separación de los pozos del sistema SAGD.

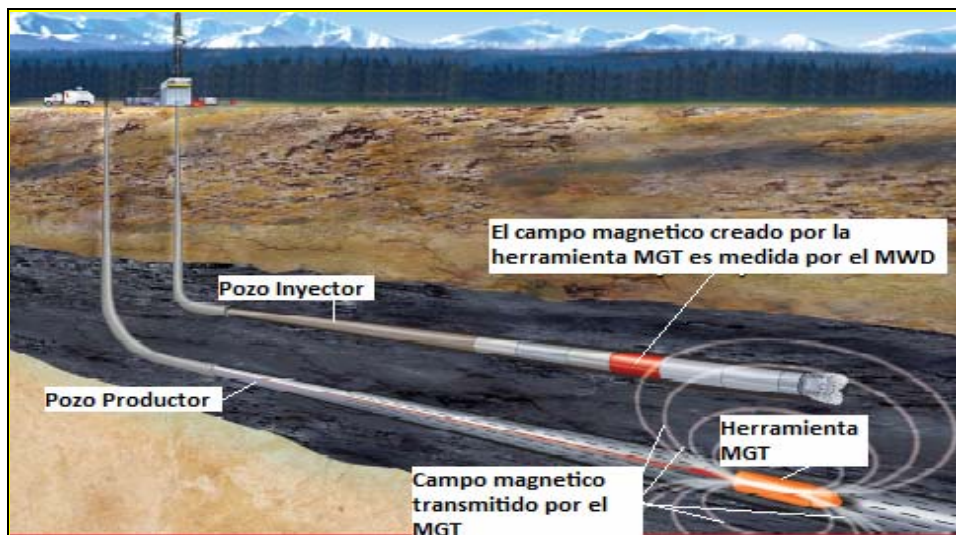


Figura 1.9. Perforación con un MGT *

* Active Magnetic Ranging Systems, Halliburton.08, 2008

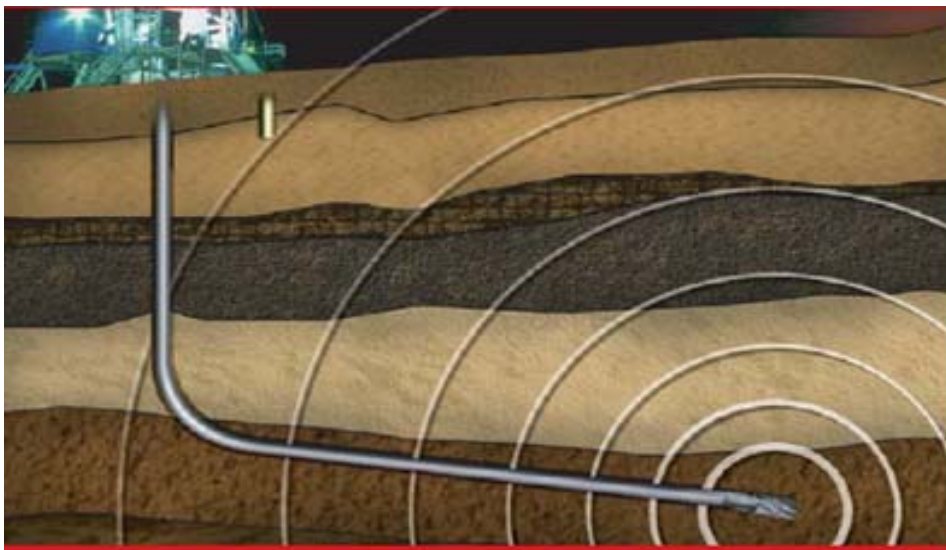
La separación vertical y horizontal es medida con una precisión de centímetros mientras el segundo pozo de sistema SAGD es perforado. Usando el sistema MGT/MWD, el segundo pozo es perforado con respecto al primer pozo. El sistema se guía con el primer pozo que se perfora para poder tener un punto de referencia y así guiarse para calcular la dirección y la separación del segundo pozo del sistema SAGD (Figura 1.9).

Las correcciones por efectos del magnetismo de la tierra, efectos de interferencia de la tubería de revestimiento y cualquier interferencia magnética de la formación son hechas automáticamente por la herramienta.

- El sistema MWD/LWD electromagnético. Envían datos por telemetría de pulsos del lodo: las mediciones son transmitidas como pulsos de presión en el fluido de perforación y decodificadas en la superficie mientras se avanza con la perforación.

También transmite datos acerca de la orientación de la herramienta de perforación.

- El sistema MWD/LWD EMT (telemetría electromagnética) permite la transmisión de datos sin una columna de fluido continua, proporcionando una alternativa para los sistemas de pulso negativo y positivo. El sistema tiene muchas aplicaciones. Por ejemplo, su uso ayuda a realizar perforación bajo balance de una manera mas balanceada en costo-beneficio, especialmente cuando se perfora con fluidos de perforación aireados o gasificados, en los que los sistemas de telemetría de pulso convencionales no funcionan ^[13].



*Figura 1.10. La comunicación de datos de dos vías se logra por medio de ondas electromagnéticas transmitidas a través de la formación y la tubería de perforación. Cuando la fuerza de la señal está atenuada en aplicaciones más profundas, un "repetidor a través del hueco" único se puede emplear para reforzar la señal de amplitud.**

* Active Magnetic Ranging Systems, Halliburton.08, 2008

1.4 Terminaciones del proceso SAGD

Debido a la Complejidad y al gran avance que se da actualmente es posible que todas las terminaciones del SAGD tiendan a ser diferente una de la otra debido a las necesidades del mismo proceso, así como las propiedades elementales del yacimiento. Un arreglo simple que se propuso para el proyecto de Senlac hecho por N.R. Edmundo es mostrado en la Figura 1.11.

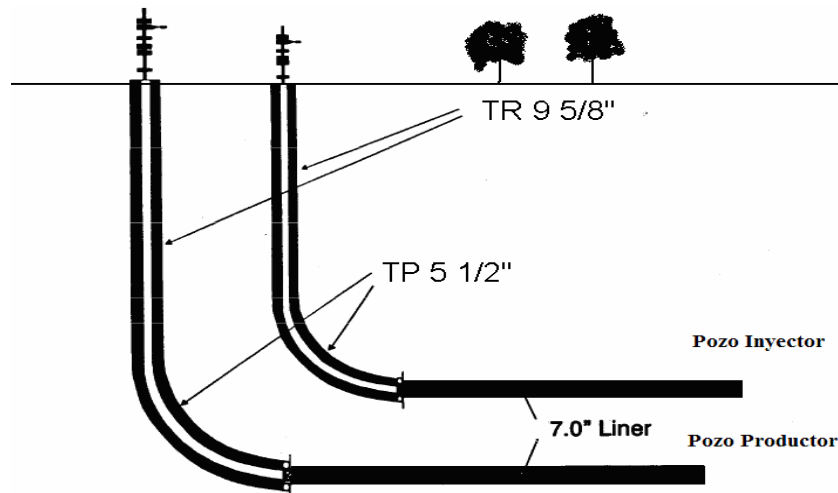
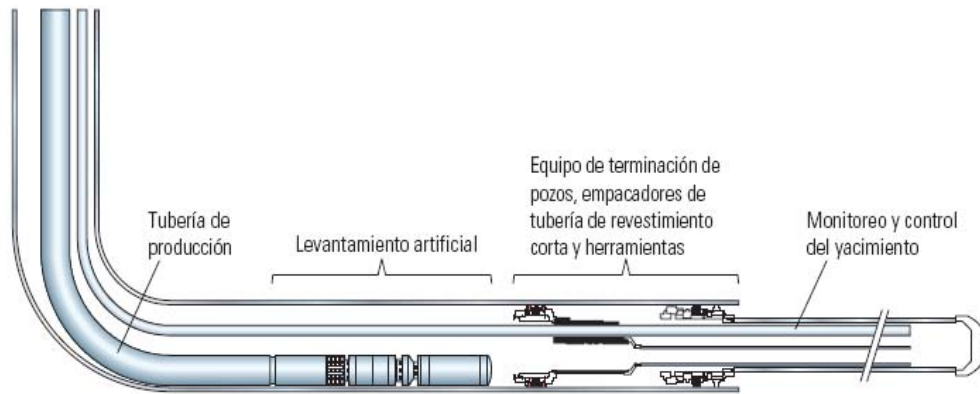


Figura 1.11. Terminación Simple SAGD^[7]

Debido a la gran necesidad de optimizar el proceso SAGD y al gran avance tecnológico del mundo en el aspecto del uso de nuevos materiales resistentes a grandes temperaturas como presiones (profundidades). Se han creado sistemas nuevos para todos los aspectos del proceso SAGD.

*N. R. Edmunds y J. C. Suggett, *Desing of a Comercial SAGD Heavy oil Proyect*, SPE No. 00030277, June 1995.

Una terminación más avanzada que es ideal para el proceso SAGD y para EL CSS se muestra en la figura 1.12.



1Figura 2.12. Terminación mas avanzada para el proceso SAGD^[3] *

1.4.1 Arreglo de la terminación típica de un sistema SAGD

- Colgadores termicos para tuberías de revestimiento cortas que dan un sello hermético a la presión para poder aumentar la eficiencia de la inyección de vapor.
- EL sistema artificial de producción (en caso de requerir levantamiento artificial) opera en forma continua, a una temperatura de motir interna de hasta 288 °C (550 ° F).
- Tuberías de Revestimiento ranuradas.- para el control de arenas.
- Los sistemas de medición de temperatura distribuida (DTS) monitorean los cambios de temperatura durante las operaciones de inyección de vapor y producción de petróleo.

* Revista Oilfield Review, Schlumberger, Hussein Albouarej, et al, *La importancia del Petróleo Pesado*, Otoño 2006

1.4.2 Cementación

Para el éxito de la tecnología SAGD, es crucial una cementación primaria libre de defectos. La entrada de gas en el espacio anular mientras fragua el cemento, puede producir la canalización del vapor. Los pozos en lo que se aplica la tecnología SAGD normalmente experimentan expansión térmica y contracción, lo cual puede producir la rotura del cemento junto con las canalizaciones durante la cementación. En este caso, el operador debe optar entre realizar costosos trabajos de reparación con resultados impredecibles o abandonar el pozo. La Compañía canadiense EnCana procuró mejorar la calidad de la cementación primaria de modo que no se produjera canalización del vapor ni rotura del cemento.

Los ingenieros utilizaron el programa de computación SAM (Modelo de Análisis de Esfuerzos por sus siglas en inglés) para evaluar las posibilidades de rotura del cemento como consecuencia de la compresión, la tensión o la formación de un micro espacio anular, y diseñar la mejor lechada posible para los pozos del proyecto Lago Cristina en los que se utilizó la tecnología SAGD. Las simulaciones de Modelos de Análisis de Esfuerzos indicaban que el cemento Portland Clase G, térmicamente estabilizado, sufría rotura por tracción al ser expuesto a temperaturas de entre 14 y 260 °C (57 y 500 °F); valores anticipados para los pozos con tecnología SAGD. Otra simulación SAM, que incorpora las mismas temperaturas, presión, tiempo y condiciones utilizadas en la simulación anterior, demostró que un sistema de cementación flexible no experimentaría rotura por tracción.

En el área del Lago Cristina ^[8], se cementaron tres pares de pozos utilizando una combinación de lechada inicial de LiteCRETE y una lechada de cola FlexSTONE. EnCana seleccionó los sistemas FlexSTONE debido a sus mejores propiedades mecánicas, particularmente su capacidad para superar la expansión térmica de la tubería de revestimiento y del cemento fraguado. Esto para contrarrestar los problemas de migración de gas somero.

Los sistemas LiteCRETE y FlexSTONE son muy utilizados para la cementación de los pozos utilizados en el sistema SAGD y presentan las siguientes propiedades:

- LiteCRETE.- Las lechadas CemCRETE, introducidas en 1995, mantienen estándares de alto rendimiento en condiciones extremas en campos petroleros, con un diseño de la distribución del tamaño de las partículas especialmente concebido para asegurar gran resistencia a la compresión y un completo aislamiento de las formaciones para un amplio rango de densidades. Recientemente, la versión ligera de la tecnología CemCRETE, conocida como tecnología LiteCRETE, ha sido mejorada y actualizada para proporcionar propiedades físicas comparables a la de una lechada cuya densidad es similar a la del agua (Figura 1.13).

La tecnología mejorada Lite CRETE funciona eficazmente en situaciones operacionales difíciles. Quizá el mayor desafío en los ambientes de cementación ligera es controlar las pérdidas de circulación. Incluso los lodos de perforación más livianos y las lechadas de cemento más ligeras se pueden perder en formaciones débiles o fracturadas. La cementación de zonas de pérdidas de circulación usualmente implica gastos extra para herramientas de trabajo en etapas, operaciones y otros medios que aseguren el aislamiento de las formaciones débiles y de los acuíferos.

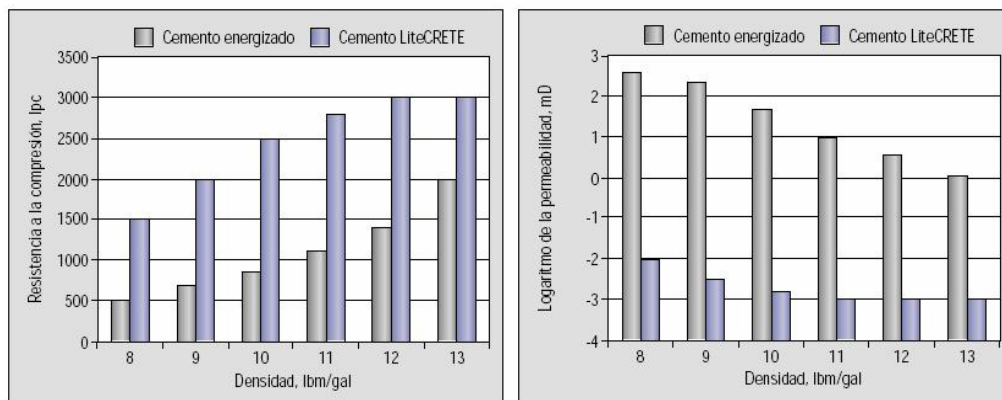


Figura 1.13. Comparación de la resistencia a la compresión y de la permeabilidad de cementos fraguados energizados y LiteCRETE^[8]*

* Rangerwest SAGD Artificial lift with Elift, Canadian Artificial lift School Class # 73, Ken Kisman PhD. P. Eng, November 2005

Las formaciones débiles se pueden cementar completamente utilizando lechadas LiteCRETE que no exceden los bajos gradientes de fractura de la formación. Los tapones de LiteCRETE son lo suficientemente fuertes como para emplearse como tampones de desviación o cucharas desviadores, y las tuberías de revestimiento cementadas con los sistemas LiteCRETE se pueden perforar fácilmente sin provocar fracturamiento. La permeabilidad del cemento fraguado es menor que la del cemento Portland convencional Clase G, y la resistencia a la compresión es comparable a la del cemento Portland. Las aplicaciones de la tecnología LiteCRETE son eficaces a temperaturas que varían de 80 a 450 °F (27 a 232 °C), presiones de fondo del pozo de hasta 55.15 MPA y lechadas cuyas densidades varían 0.98 a 1.50 g/cm³.

La distribución optimizada del tamaño de las partículas de las partículas especiales de baja densidad de las lechadas LiteCRETE permite el ajuste de las propiedades de la lechada, independientemente del contenido de agua. Las lechadas LiteCRETE más ligeras tienen densidades menores 1.00 g/cm³, suficientemente ligeras como para que un cubo de cemento fraguado flote en el agua.

- FlexSTONE.- Los sistemas FlexSTONE combinan la distribución del tamaño de partículas perfectamente seleccionadas de los sistemas CemCRETE con las partículas flexibles que se adaptan a amplios rangos de temperatura, presión y densidad de fluido. Estas partículas especialmente reducen el modulo de elasticidad de Young, aumentando la flexibilidad del cemento fraguado. Cuando se procura la expansión, estos sistemas pueden concebirse para producir una expansión lineal de hasta el 3 % después de la hidratación completa del cemento; los sistemas comunes de cemento expandido permiten una expansión lineal inferior al 1%. El mejoramiento de las propiedades mecánicas hace que los sistemas FlexSTONE resulten ideales para pozos de inyección de vapor de agua y pozos ubicados en regiones técnicamente activas.

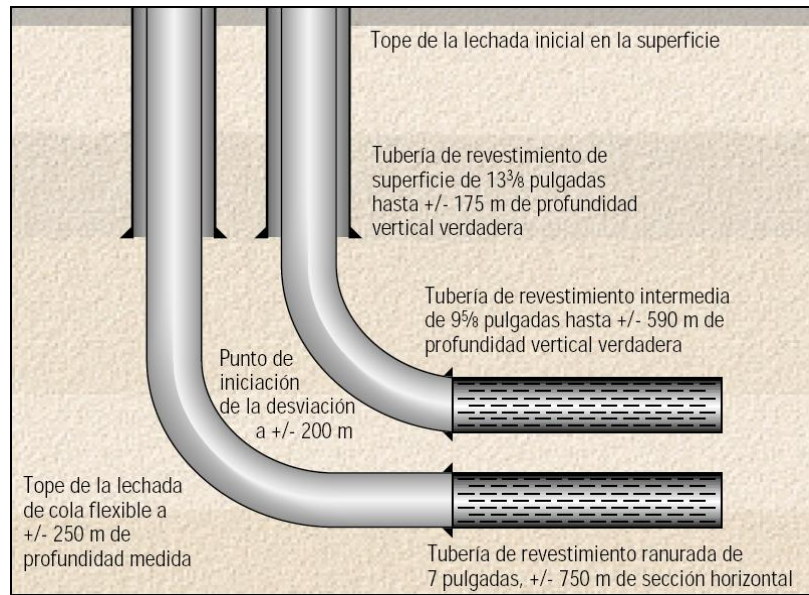


Figura 1.14. Una cementación clásica en los sistemas de SAGD ^[8] *

* Revista Oilfield Review, Schlumberger, *Soluciones a largo plazo para el aislamiento zonal*, Raafat Abbas et al, Invierno 2002-2003

1.5 Producción del proceso SAGD

El principio básico de la etapa de producción del proceso del SAGD esta basado en el drene por gravedad. Esto ocurre gracias a la reducción de la viscosidad en el yacimiento. El aceite que es drenado del yacimiento se produce por medio del pozo horizontal paralelo al pozo inyector de vapor, este pozo productor tiene una configuración básica (Figura 1.15.). Debido a la necesidad de optimizar la producción del aceite pesado y bitumen se ha tenido que desarrollar la tecnología para satisfacer la necesidad del proceso.

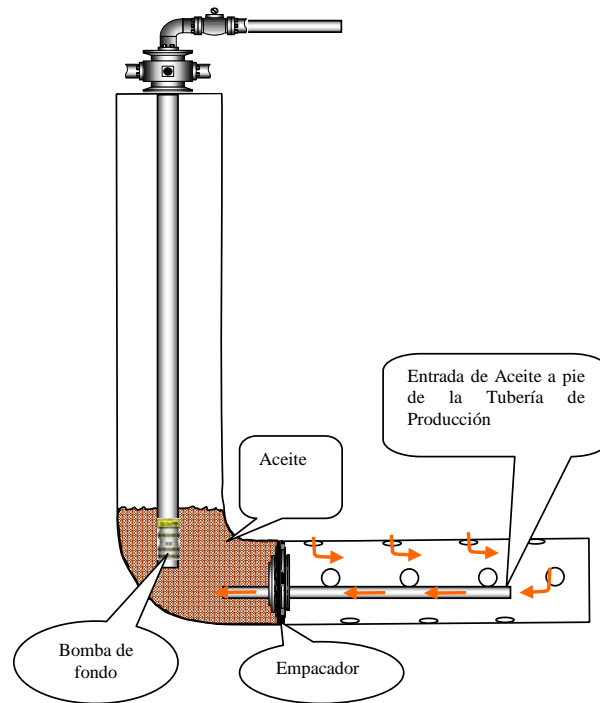


Figura 1.15. Pozo productor del Proceso SAGD^[9] *

N.R. Edmundo, tras sus observaciones hechas en algunos proyectos en Canadá especialmente en el de Senlac, propone que existan ciertas circunstancias para determinar que sistema artificial se debe utilizar.

- Temperaturas en el fondo mayores de 240°C
- Rangos de fluidos mayores de 5032 bls/día (800 m³/día) para cada pozo.

* Rangerwest SAGD Artificial lift with Elift, Canadian Artificial lift School Class # 73, Ken Kisman PhD. P. Eng, November 2005

Estas condiciones eliminan la práctica aplicación de los sistemas artificiales de Cavidades Progresivas y el Bombeo Mecánico.

El Bombeo Neumático por su facilidad y gran aplicación es uno de los mejores sistemas artificiales para la producción de aceite pesado en el proceso del SAGD ^[7], pero tras los avances de la tecnología y el descubrimiento de materiales más resistentes y livianos, la industria petrolera del aceite pesado a volteado a ver al sistema de levantamiento artificial de bombeo electrocentrífugo como una buena opción para remplazar el tradicional BN.

Con los avances de la tecnología de las Bombas Eléctricas Sumergibles (BEC), muchos operadores están remplazando sus sistemas de levantamiento artificial por gas por sistemas BEC. La adopción de los sistemas BEC instó a la implementación de modificaciones en el sistema Hotline original. Esto condujo al desarrollo del sistema BEC Hotline 550, que se construyó para operar en pozos de alta temperatura que producen por inyección de vapor de agua.

1.5.1 BEC modelo REDA Hotline 550

^[10]El diseño del sistema BEC contempla las tasas de expansión y contracción variables de los diferentes materiales utilizados en la bomba y los componentes se construyen para operar a temperaturas de operación internas de 288 °C. La temperatura de operación representa la temperatura interna de los componentes del sistema, que se es generalmente más elevada que la temperatura de los fluidos producidos, debido al calor generado a través de las pérdidas mecánicas y eléctricas producidas en la bomba, el motor, la admisión y el protector. Como en otros diseños BEC, el calor de la bomba se disipa mediante los fluidos producidos. El motor de la bomba BEC Hotline 550 está protegido por un sistema de fuelle metálico especial y un mecanismo de sello de eje, que crean una barrera entre los fluidos calientes del pozo y el aceite interno del motor, características nunca utilizada en los sistemas BEC previos. El fuelle metálico (Figura 1.16.) compensa la expansión del aceite dentro del motor de la bomba. Otros diseños BEC, que emplean protectores de tipo bolsa elastomérica o laberinto, pueden presentar

fugas, permitiendo que los fluidos producidos se filtren en el motor y contaminen el aceite contenido en su interior.

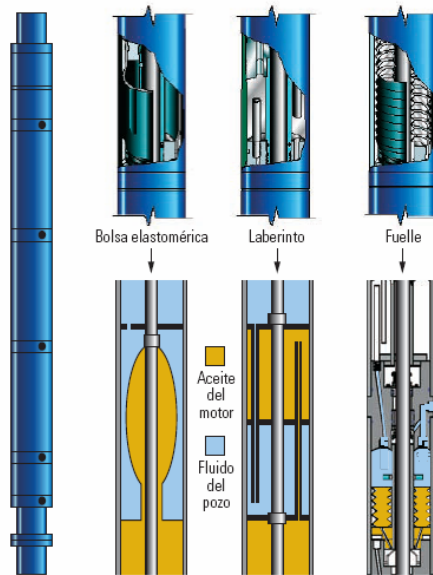


Figura 1.16. Protectores del BEC, la bolsa elastomérica y de laberinto pueden presentar fugas. El protector tipo fuele es el utilizado para el sistema SAGD cuando se utiliza el BEC REDA Hotline 550. [10]*

En una sarta de BEC, el protector se encuentra ubicado entre la bomba y el motor, posee numerosas funciones:

- El protector tipo fuele.- Este se adecua mejor a condiciones de pozo, donde los protectores son sometidos a temperaturas elevadas, elementos abrasivos, químicos utilizados en tratamientos de pozos, dióxido de carbono (CO₂) o H₂S. Este protector se llena de un aceite que conserva la viscosidad a altas temperaturas y utiliza un fuele metálico para dar cabida a la expansión y contracción térmica del aceite. Utilizando materiales seleccionados para minimizar los esfuerzos térmicos, esta diseñado para operar a una temperatura de hasta 246 ° C. El fuele también esta construido para operar con una concentración de H₂S del 30 % dependiendo de la temperatura.

* Revista Oilfield Review, Schlumberger, Chad Bremner et al, *Tecnologías en evolución: Bombas Eléctricas sumergibles*, Primavera 2007

Donde el protector tiene funciones como: Conducir el empuje ascendente o el empuje descendente desarrollado por la bomba; Acoplar el esfuerzo de torsión desarrollado por el motor a la bomba; Mantener los fluidos del pozo fuera del motor; Proveer un depósito de fluido para permitir la expansión térmica del aceite del motor.

Los demás componentes, tales como el cable de alimentación, los cojinetes, los sellos del eje, el aislante del bobinado y el aceite del motor, han sido rediseñados o construidos con materiales especiales para tolerar temperaturas altas y mejorar la confiabilidad del sistema.

El sistema BEC Hotline ha sido utilizado extensivamente en Canadá. En tres campos del oeste de ese país, la compañía EnCana Oil & Gas Partnership utiliza la tecnología SAGD para recuperar bitumen y petróleo pesado de 10.5° a 13.5° API.

En los pozos SAGD, el costo de la generación y recuperación de vapor incide significativamente en los aspectos económicos. El vapor da cuenta de un 35% a un 55% del costo de extracción total, que puede alcanzar varios millones de dólares al año para cada pozo. Estos costos son proporcionales a la relación vapor / petróleo (RPV) de operación, de manera que los operadores de los pozos SAGD buscan optimizar la presión del yacimiento para obtener una RPV baja y tasas de producción altas.

Es posible lograr RPV 's más bajas reduciendo la presión de formación en un yacimiento. La baja presión de yacimiento permite que el vapor acarree más calor latente hacia la formación, donde puede movilizar el petróleo. No obstante, la reducción de la presión del yacimiento puede reducir también la eficiencia de la operación de levantamiento por gas hasta un punto donde en que se vuelva impracticable. Con presiones inferiores, deben utilizarse bombas para llevar los fluidos a la superficie.

1.6 Instalaciones superficiales para el proceso SAGD ^[12]

Los elementos básicos que se necesitan para que una operación con el proceso SAGD se lleve a cabo de forma eficiente son mostrados en la Figura 1.17.

1.6.1 Tratamiento de Agua

Tanto el agua como el vapor son elementos centrales en el proceso del SAGD. Las instalaciones para el proceso del SAGD tienden a ser diseñadas para minimizar el paso del agua a través del reciclado de la misma.

Las instalaciones del tratamiento de agua, generalmente consisten en:

- *Sistema removedor de aceite.*- También incluye una combinación de un tanque de desnatado con un sistema de flotación, y un sistema de filtros de aceite.
- *Sistema de tratamiento de agua.*- Diseñado para remover la dureza del agua producida previa a ser utilizada para la alimentación del generador de vapor. Puede incluir una combinación de ablandadores calientes de cal, filtros de gravedad y permutadores cation.

1.6.2 Instalaciones para la generación de Vapor

El sistema de generación de vapor usado en el proceso del SAGD debe ser capaz de entregar un vapor al 100% de calidad (vapor sin agua). Uno mínimo debe tener: Generadores de vapor capaces de generar suficiente vapor a calidades de 80%, y Separadores de vapor de altas presiones para brindarle al vapor una calidad del 100%.

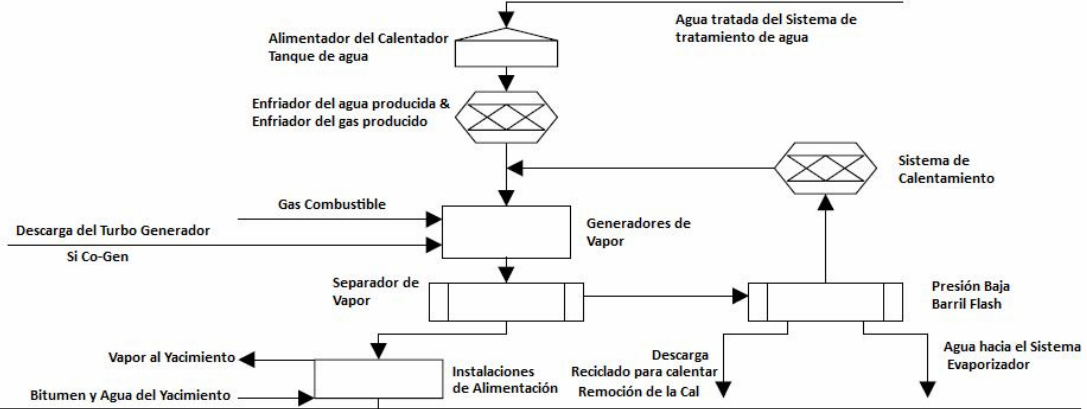
Un numero de proyectos SAGD actuales y planeados, pero no todos, incluyen instalaciones de cogeneración en las cuales los generadores de vapor son acoplados a unas turbinas de gas, de esta manera entregan vapor y electricidad.

1.6.3 Instalaciones por Módulos

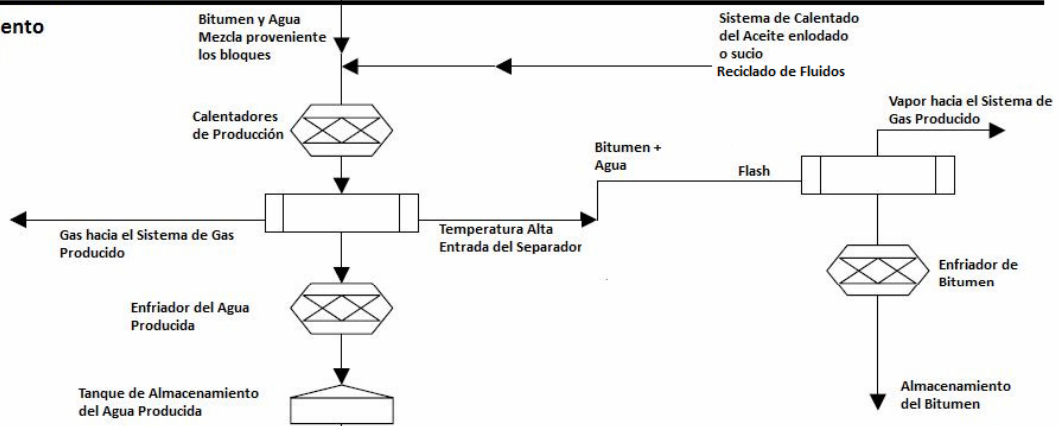
En orden para minimizar la alteración en el sitio y para optimizar la eficiencia de las operaciones, los proyectos SAGD tienden a concentrar las instalaciones de campo en uno o más bloques. Los módulos, son conectados a las instalaciones centrales por medio de tuberías, los cuales contienen:

- Cabezales de los pozos inyectores y productores y
- la construcción del juego de válvulas o múltiple (manifold) donde estarán las válvulas y los instrumentos de control.
- Las instalaciones de bloque contienen sistemas de control remoto.

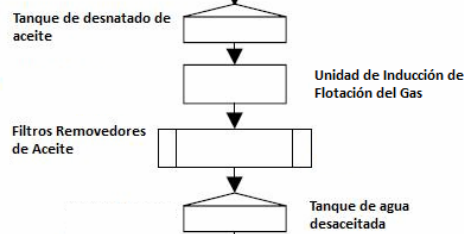
Generacion de Vapor



Procesamiento de Aceite



Remosion de aceite



Tratamiento de agua

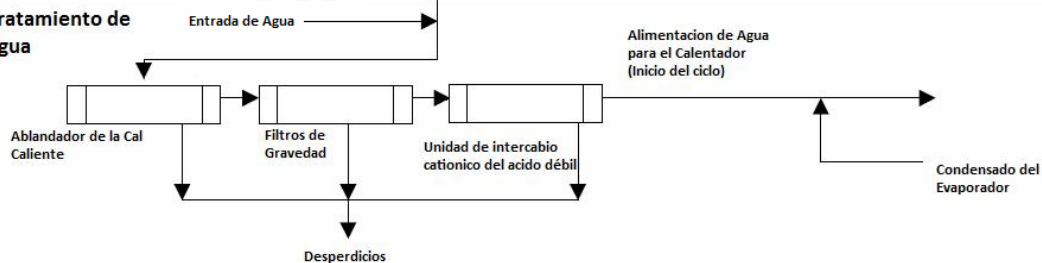


Figura 1.17. Instalaciones Superficiales para el Proceso SAGD^[12]*

* Nichols Applied Management, Management And Economic Consultants Alberta Economic Development, manufacturing Opportunities Related To in Situ Oil Sands Industry Expansion, Mayo 2003

1.6.4 Instalaciones superficiales para el proceso SAGD en un proyecto en Canadá

El siguiente esquema muestra las instalaciones típicas superficiales para un proyecto donde se utiliza el proceso del SAGD (Figura 1.18), este esquema fue utilizado en el campo de Senlac, Saskatchewan en Canadá ^[7].

Algunos detalles del proceso son:

El uso de tres generadores de vapor de 50 mmBtu/hr fueron usados para producir 1950 m³/día de vapor con una calidad del 80%. Antes de entrar el agua a los generadores, el agua debe ser precalentada para la separación del vapor y el líquido. El vapor es distribuido para el proceso de inyección y el líquido es inyectado en un pozo para su disposición futura. El reciclado de agua no está planeado en este momento pero será re evaluada la posibilidad cuando se tenga la composición química del agua

El gas natural es utilizado como combustible para la generación de vapor y como sistema artificial.

La producción comprende agua, aceite, vapor de agua, gas del yacimiento y gas del sistema artificial. Los rangos de gas/aceite del yacimiento están estimados entre 10 y 20.

La caldera alimentadora de agua será utilizada para refrescar el aceite, el agua producida y el líquido de agua del generador de vapor.

El agua producida por el separador gravitacional será enfriada y después limpiada en la desnatadora. El tanque del agua producida manejará el flujo antes de mandarlo al pozo profundo para su disposición.

El manejo de calor es un aspecto crítico para el diseño de las instalaciones del SAGD. No solo la recuperación de calor permite la reducción substancial de los costos de combustible, pero todos los demás aspectos como los tanques, las líneas, tomar en cuenta el deterioro de las mismas, ayudara a la reducción de los costos.

El sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition; Control de supervisión y adquisición de datos) será usado para el control y monitoreo de las

operaciones de la planta. Datos serán recopilados y analizados y serán optimizadas las operaciones.

El proceso de corrosión de las instalaciones también será monitoreado para su prevención.

Suministro de Agua

El agua será suministrada por el acuífero del río Judith, el agua requerida no excederá los 2,400 m³/día.

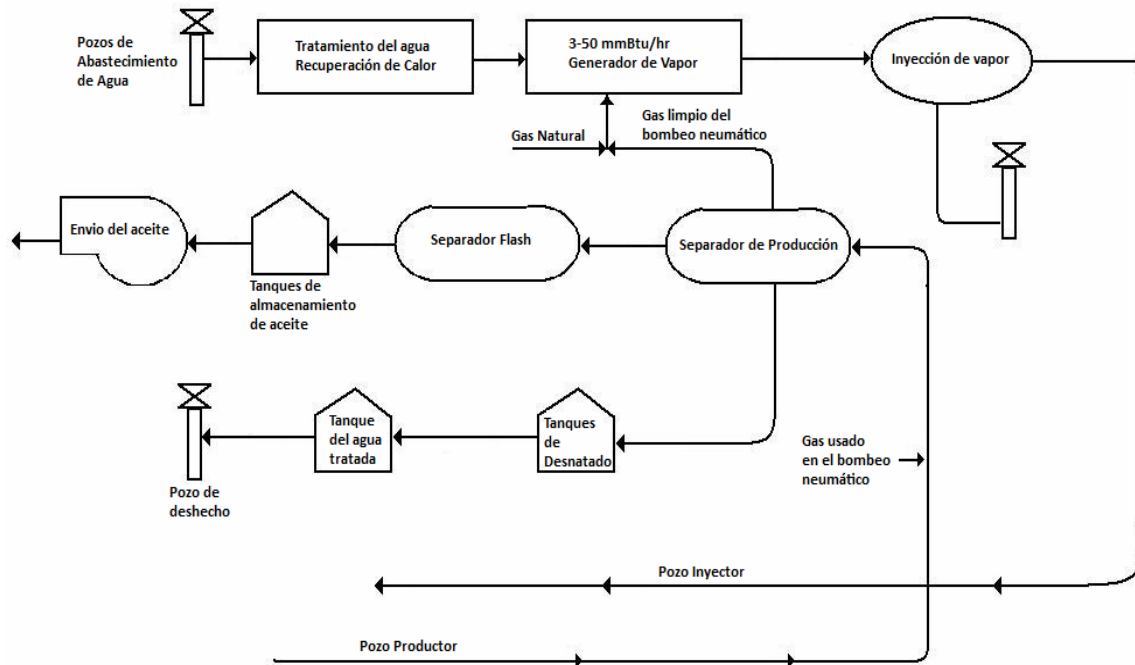


Figura 1.18. Esquema de las instalaciones de un proyecto SAGD ^[7]

* N. R. Edmunds y J. C. Suggett, *Desing of a Comercial SAGD Heavy oil Project*, SPE No. 00030277, June 1995

1.7 Monitoreo de la recuperación de petróleo pesado

La comprensión del flujo de fluido en yacimientos de petróleo pesado es importante para optimizar los métodos de recuperación, especialmente cuando se requiere calor para reducir la viscosidad y movilizar los fluidos. Se han desarrollado diversas técnicas entre las que se encuentran los sistemas de medición de la distribución de la temperatura (DTS), los medidores de presión permanentes, los levantamientos sísmicos y electromagnéticos entre pozos, las técnicas microsísmicas y el monitoreo sísmico repetido.

Algunas Posibilidades De Monitoreo^[17]

- Instalación de un arreglo de monitoreo microsísmico para rastrear los frentes de temperatura y presión. Los eventos microsísmicos dispersos pueden analizarse tomográficamente para vincular los cambios producidos en los atributos sísmicos con los cambios en los esfuerzos y las presiones, como así también con las distorsiones volumétricas y por esfuerzos de corte.
- La medición de los atributos eléctricos permite el análisis de los cambios de saturación y temperatura. La instalación de un arreglo de electrodos 3D permanente permitirá la realización de levantamientos regulares de impedancia eléctrica y el sondeo de frecuencia controlada.
- Un sistema de medición de la deformación que utiliza tecnología satelital (InSAR) con mediciones de superficie y de pozo, permite el análisis de las distorsiones por esfuerzo de corte presentes en el yacimiento y de los cambios de volumen.
- Combinados con los datos de deformación, los métodos gravimétricos cuantifican la distribución de los cambios de densidad, tales como los causados por el reemplazo del petróleo viscoso por una fase de vapor.

- Los pozos de observación con sensores múltiples pueden utilizarse, quizás, con uniones de fibra de vidrio para permitir la instalación de electrodos y sensores de presión y temperatura, acelerómetros y dispositivos para medir la deformación, tales como los extensómetros o los aros magnéticos para la adquisición de registros con cable.

El monitoreo de la producción también puede aprovechar los desarrollos técnicos tales como los sensores instalados detrás de las tuberías de revestimiento de los pozos, los acelerómetros y los sensores de presión de alta temperatura, y los métodos mejorados de inversión matemática.

Dado que la mayor parte del petróleo viscoso se encuentra a 1,000 m [3,280 pies] de la superficie, los arreglos de monitoreo pueden instalarse de manera relativamente económica, proveyendo excelente resolución y alta precisión. El monitoreo ayudará a esclarecer la física y la mecánica de las complejas tecnologías nuevas de producción, ayudarán a controlarlas y contribuirán a perfeccionar los métodos de modelado matemático que utilizamos para realizar predicciones. El monitoreo nos proporciona los “ojos” que necesitamos para ver hacia dónde vamos y eso es mucho mejor que conducir a ciegas.

[18] En el año 2004, Total E&P Canadá instaló un sistema DTS de fibra óptica en un pozo de producción piloto SAGD para monitorear la temperatura durante el inicio de la producción del Campo Joslyn, situado en Alberta, Canadá. El yacimiento produce de la Formación McMurray, que se explota para producir bitumen por el método de minería en la porción oriental de la concesión. En la porción occidental, el bitumen presente en el intervalo de 50 m se calienta mediante inyección de vapor y se bombea a la superficie.

La correlación del cambio de temperatura con la viscosidad y la tasa de flujo, especialmente cuando la región del inyector-productor se calienta por primera vez, ayuda a los ingenieros de yacimientos a modificar el proceso de inyección de vapor para asegurar que suficiente calor alcance toda la región correspondiente al interior del pozo. Además del sistema de medición de temperatura de fibra óptica

instalado en el pozo productor, el proyecto piloto incluyó tres pozos de observación que penetraron la región del inyector-productor a una distancia de aproximadamente 1 a 2 m [3 a 7 pies] de los pozos SAGD. Las mediciones de temperatura de los pozos de observación fueron registradas mediante termocuplas (pares termoeléctricos), a lo largo del intervalo de 45 m [148 pies].

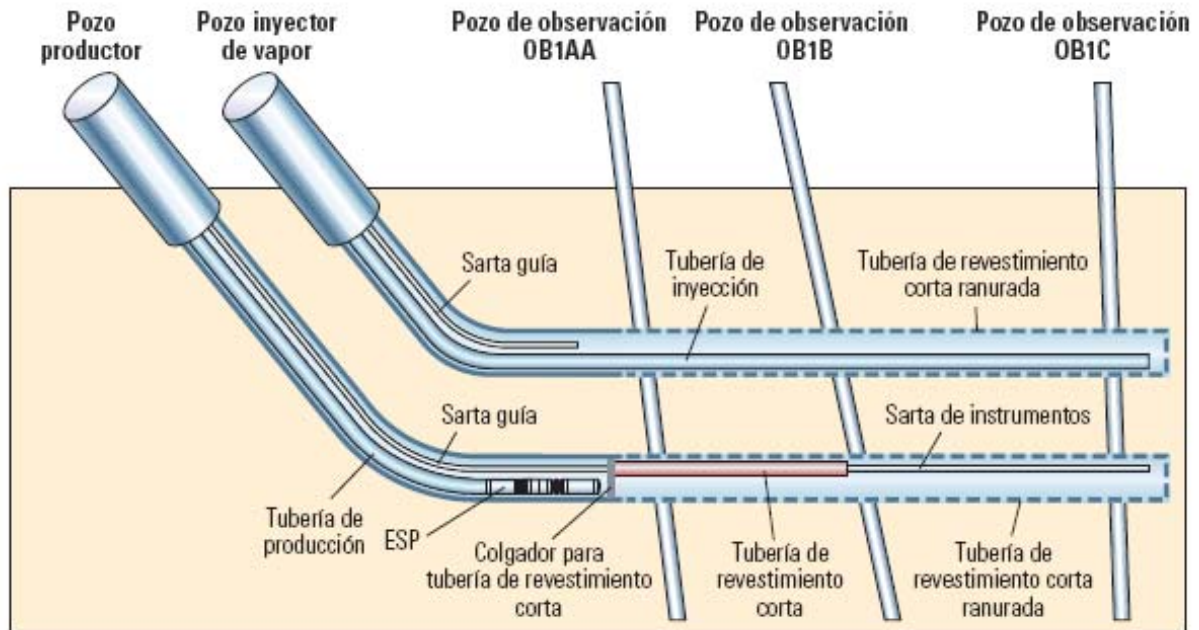


Figura 1.19. Proyecto piloto SAGD de Total E&P Canadá, con un par de pozos horizontales productor-inyector SAGD y tres pozos de observación para registrar las temperaturas en la región del inyector-productor. ^[4]

* Revista Oilfield Review, Schlumberger, Hussein Albouej, et al, La importancia del Petróleo Pesado, Otoño 2006.

Capítulo II
Criterios De Selección Del SAGD

Parte de esta investigación se apoya en el estudio de pruebas piloto y diversos autores para establecer criterios de selección de parámetros de yacimientos y fluidos para la aplicación exitosa de SAGD.

En base a la información obtenida, tanto de pruebas pilotos como proyectos comerciales en curso se realizó un análisis estadístico de los parámetros que tienen mayor influencia sobre la producción acumulada de petróleo y se determinó un modelo de yacimiento ideal para la aplicación de SAGD. Esto se realizó en la Universidad de Venezuela, encontrándose que las propiedades recomendadas son coherentes con los proyectos efectuados hasta el momento.

2.- Criterios de selección para la aplicación de SAGD

Desde el éxito de la prueba piloto del proyecto UTF de AOSTRA, se han propuesto criterios para seleccionar localizaciones en las cuales aplicar SAGD. Para identificaron propiedades y valores numéricos que forman parte de estos criterios, se emplearon diversas fuentes de información, como lo son análisis de simulaciones analíticas, numéricas, experimentos de laboratorio, y estadísticas de proyectos pilotos exitosos.

Idealmente el yacimiento debe ser homogéneo verticalmente para aplicar el modelo analítico. Aunque simulaciones numéricas muestran que poca variación vertical puede mejorar el desempeño del proceso SAGD.

Kasraie ^[2], sugiere que para aplicar SAGD de forma rentable, se debe tener:

- Un mínimo de 10 metros de arena continua.
- Un mínimo de 100 md de permeabilidad.

Según **Singhal** ^[2] los criterios para aplicar SAGD, son:

- Menos de 10 % de **arcillas**, debido a que estas se hinchan al absorber el agua fresca que se condensa del vapor.
- **Acuíferos**: Si la cámara de vapor entra en contacto con un acuífero, parte del vapor inyectado es perdido debido a la alta permeabilidad al agua.

- **Efecto de la capa de Gas:** la presencia de una pequeña capa de gas puede prevenir pérdidas de calor en los límites del yacimiento debido a la baja conductividad térmica de la capa de gas. Por tal motivo una capa delgada de vapor puede no ser un aspecto negativo en la aplicación de SAGD.
- **Fracturas:** fracturas a pequeña escala pueden ser de beneficio al distribuir el vapor en el petróleo viscoso, y agregar una transferencia de calor y de masa.

Adicionalmente **Singhal** ^[2] presenta prospectos para los cuales aplicar o no SAGD.

Prospecto Atractivo

- Arena fluvial que presenta una secuencia de afinamiento hacia arriba (canales y depósitos de *point bar* o dique lateral). Este afinamiento hacia arriba es importante para confinar el vapor inyectado dentro de la cámara de vapor.
- Arena de tipo de ambiente submarino sin barreras significativas de lutita entre la arena. La presencia de una buena roca sello al tope de la arena es importante para el confinamiento del vapor.
- Unidades de flujo amplias y continuas.
- Arenas con altas relaciones de permeabilidad (kh/kv).

Prospecto no atractivo.

Con la tecnología actual no es posible explotar los siguientes yacimientos:

- Espesores de arena menores a 5 m.
- Regiones con grandes capas de gas o agua de fondo.
- Arenas con intercalaciones múltiples de lutitas.
- Regiones con cambios significantes y no predecibles de facies entre arena y lutita.
- Regiones con fracturas comunicadas, fallas.
- Zonas donde el confinamiento controlado de la cámara de vapor sea difícil

Simulaciones realizadas con PRI ^[2] (Karsraie et al.,1996) sugieren los siguientes criterios para un proyecto exitoso económicamente:

- Espesor de Arena mayor a 10 metros.
- Capa de Gas/Agua de fondo menor a 1m. Si el espesor de arena es mayor a 20 metros se pueden aceptar mayor espesor de capa de gas o agua de fondo.
- Permeabilidades mayores a 1 Darcy.
- El contenido de petróleo móvil por unidad de volumen debe ser mayor de 500 bbl/acre ft.
- A pesar de que este proceso puede ser efectivo en una amplia gama de viscosidad, una menor viscosidad conlleva a mayor tasa de producción.

Alberta Research Council, propuso como criterios de selección en el simulador analítico PRIze (Tabla 2.1).

Profundidad	< 1399.95 m
Presión Actual	<1530 psi
Viscosidad del Petróleo vivo	> 2000 cp
Permeabilidad Horizontal	>1000 mD
Permeabilidad Vertical	> 100 mD
Capa de Gas	<= Baja
Contenido de Arcilla	<= Baja
Fracturamiento	Ninguno
Relación Agua Petróleo	10 pies ³ /pies ³
Espesor de Arena	> 14.9 m
Porosidad	> 0.26

Tabla 2.1. Criterios de selección para aplicar SAGD ^[3].

2.1 Análisis Estadístico

En base a la información obtenida tanto de pruebas pilotos como proyectos comerciales en curso se realizó un análisis estadístico de los parámetros que según Llaguno^{[4], [3]} tienen mayor influencia sobre la producción acumulada de petróleo.

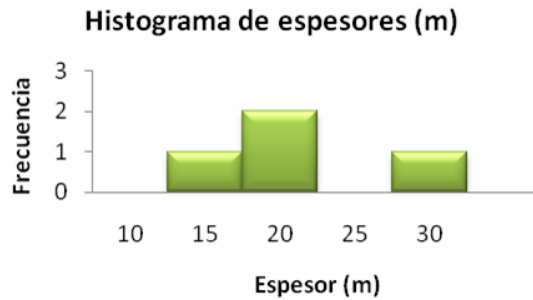


Figura 2.3. Histograma de espesores de proyectos SAGD *

Espesores [m]	
Media	19.75
Desviación Estándar	6.1305
Mínimo	12
Máximo	27
Número de Datos	4

Tabla 2.2. Análisis Estadístico de espesores de proyectos SAGD *

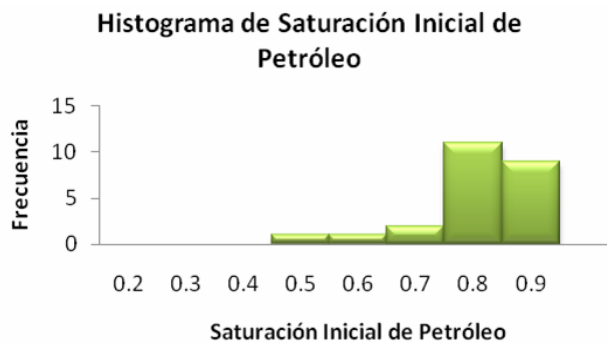


Figura 2.4: Histograma de Saturación Inicial de Petróleo de proyectos SAGD

* <http://simulador-de-yacimientos.blogspot.com>, Escuela de Ingeniería del Petróleo de la UCV

Saturación Inicial de Petróleo (fracción)	
Media	0.775
Desviación Estándar	0.1078
Mínimo	0.42
Máximo	0.89
Número de Datos	24

Tabla 2.3. Análisis Estadístico de saturación inicial de Petróleo de proyectos SAGD*

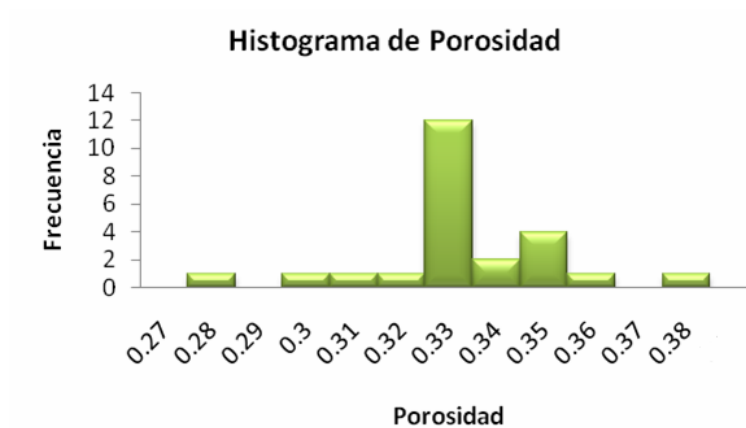


Figura 3.5. Histograma de Porosidad de Proyectos SAGD.*

Porosidad (fracción)	
Media	0.3325
Desviación Estándar	0.0191
Dar	1
Mínimo	0.28
Máximo	0.375
Número de Datos	24

Tabla 2.4. Análisis Estadístico de Porosidad de proyectos SAGD*

* <http://simulador-de-yacimientos.blogspot.com>, Escuela de Ingeniería del Petróleo de la UCV

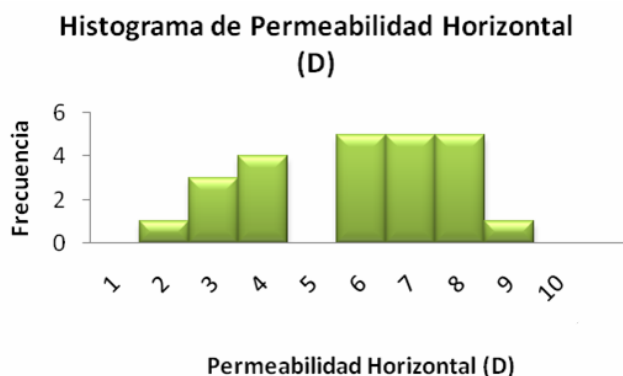


Figura 2.6. Histograma de Permeabilidad horizontal de proyectos de SAGD.*

Permeabilidad Horizontal (Darcies)	
Media	5.6583
Desviación Estándar	2.032
Mínimo	2
Máximo	9
Número de Datos	24

Tabla 2.5. Análisis Estadístico de la permeabilidad horizontal de proyectos SAGD*

Los criterios que han sido propuestos por diversos autores para la aplicación de SAGD de forma exitosa, están basados en estudios estadísticos, simulaciones analíticas y numéricas.

Entre los criterios propuestos están criterios cuantitativos ^[1,2] que presentan valores límites para determinadas propiedades, y criterios cualitativos como el propuesto por Singhal^[2] que a pesar de no presentar valores numéricos límites, presentan características atractivas para la aplicación de SAGD, mostrando que el afinamiento hacia arriba es una característica de prospecto atractivo, propiedad de ambiente sedimentario fluvial.

* <http://simulador-de-yacimientos.blogspot.com>, Escuela de Ingeniería del Petróleo de la UCV

El éxito de un proyecto piloto está relacionado principalmente con el cumplimiento del objetivo inicial, el cual puede ser efecto de un parámetro en la producción de petróleo. El éxito de las pruebas piloto identificadas está relacionado con la rentabilidad del proyecto, que a su vez relaciona la tasa de producción de petróleo con la cantidad de vapor inyectado, usualmente se determina un valor máximo de relación vapor inyectado-petróleo producido (SOR) como límite económico.

La temperatura inicial del yacimiento, no es un valor que usualmente se considere en los criterios de selección, aunque mediante el modelo analítico se sabe que la temperatura inicial del yacimiento es proporcional a la tasa de producción de petróleo, se observa que el proyecto UTF es el que presenta menor temperatura de yacimiento con un valor de 7° C.

Aunque no se tiene dato de la densidad de petróleo para el proyecto UTF, se puede apreciar que la densidad en los proyectos Tangleflags, East Senlac y de Saskatchewan son muy parecidas con un valor promedio de 11.71 ° API.

“Dado que la mayor parte del petróleo viscoso se encuentra a 1,000 m [3,280 pies] de la superficie y que la inyección de vapor tiene como límite un profundidad aproximada de 1,000 m, se llega a concluir que la profundidad no es un factor importante para la explotación de los aceites pesados [7].

Sin embargo, debe tenerse en cuenta el efecto de pérdidas de calor con la profundidad en todo proyecto de recuperación térmica, las pérdidas de calor disminuyen la calidad del vapor inyectado, inyectar vapor a menos de 100% es un efecto negativo ya que la fracción líquida de un vapor con menos de 100% de calidad simplemente cae por gravedad y es producida”.

Es importante recordar que las propiedades de la roca y fluidos intervienen en conjunto en la tasa de producción de petróleo, la deficiencia en una propiedad puede ser compensada por los atributos de otras, por esto deben realizarse estudios de sensibilidad de cada parámetro de yacimiento y fluidos en la rentabilidad de un proyecto de SAGD, los valores de los parámetros identificados en los proyectos pilotos no deben ser usados como restricción, más bien como guía.

El objetivo de este estudio es la identificación de parámetros tanto de fluidos como de yacimiento de proyectos donde se ha aplicado exitosamente el SAGD. Para obtener un criterio de selección, en estos estudios es importante tomar en cuenta factores de diseño como también económicos ya que éstos también están relacionados con parámetros de yacimiento, como ejemplo, la influencia de la presión inicial del yacimiento, parámetro de que no se toma en cuenta o no se reporta en la información consultada.

La presión inicial está relacionada con la presión de inyección, al tener una presión inicial mayor, el costo asociado a la generación de vapor a una calidad determinada es mayor al generar esa misma calidad con menor presión.

2.2 Beneficios del proceso SAGD

Los beneficios percibidos del SAGD sobre los métodos donde utilizan pozos verticales para procesos térmicos son ^[5]:

- 1) Mayor producción relativa de aceite para el número de pozos utilizados.
- 2) Mayor volumen de aceite producido para los volúmenes de vapor inyectado (rango vapor para aceite, OSR).
- 3) Mayor recuperación de aceite del lugar.
- 4) Minimización del deterioro del pozo.
- 5) Reducción de arena.

2.3 Limitaciones del proceso SAGD

Las principales deficiencias del SAGD son:

- 1) No debe ser aplicado el método SAGD a yacimientos que tengan una permeabilidad vertical absoluta baja. El proceso del SAGD depende conjuntamente de ambas permeabilidades. Si la permeabilidad absoluta vertical es baja, el rango de desplazamiento por fuerzas gravitacionales serán afectadas. Similarmente, si existe barreras verticales en el yacimiento el rango de desplazamiento gravitacional disminuirá por lo tanto el rango de producción de aceite será reducido.
- 2) El máximo factible de la longitud de la sección del pozo horizontal esta limitada por las consideraciones de la reducción de vapor.

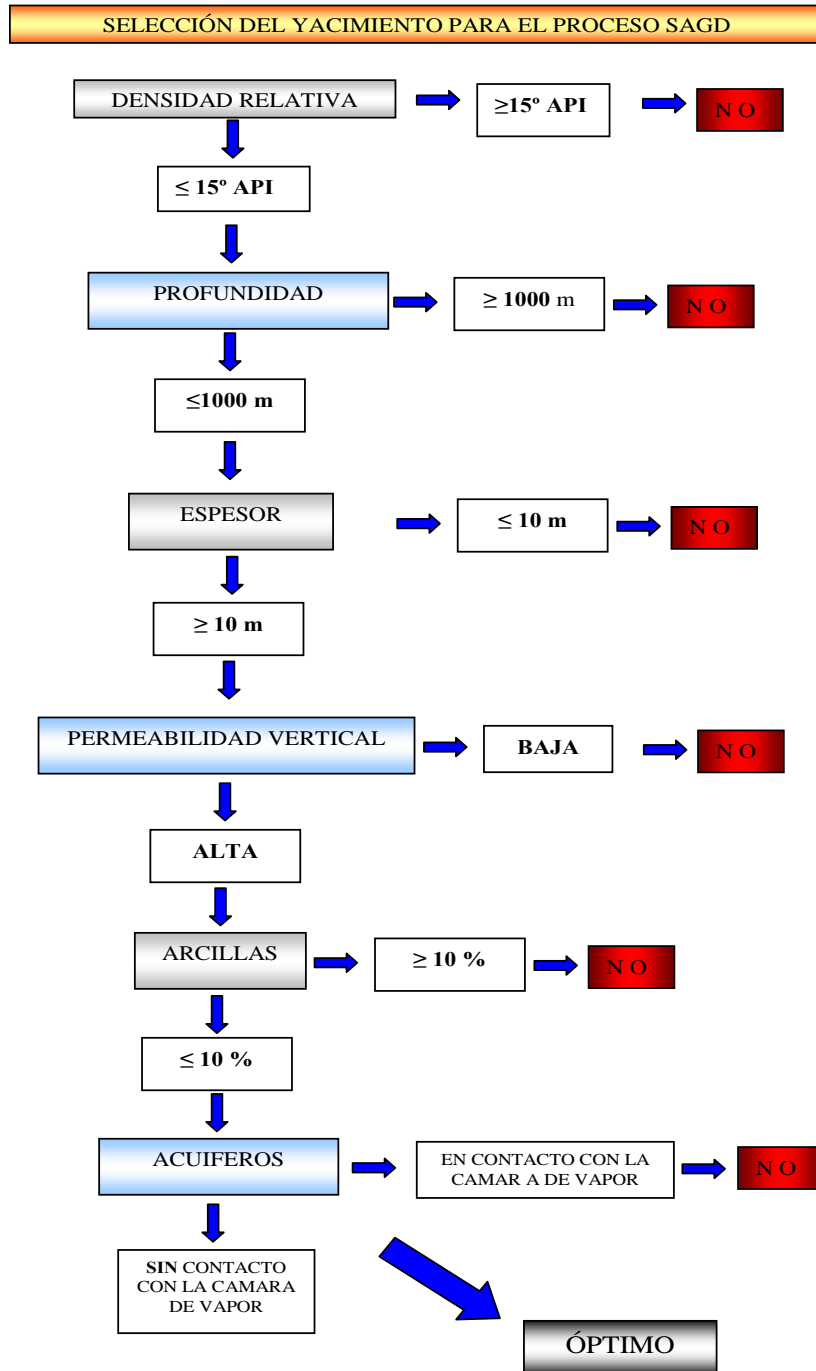
Para un par de pozos horizontales (HW), inyector y productor, la longitud máxima posible del HW inyector es influenciado por la caída de presión dentro del HW, debido a la aproximación del HW inyector con el HW productor, la caída de presión en el yacimiento entre el productor y el inyector. Para asegurar de ajuste uniformemente el vapor a través de la sección del HW, la presión de inyección final del HW inyector no debe ser demasiada alta o el vapor puede canalizarse rápidamente al HW productor.

- 3) Las altas producciones de aceite pesado para el método del SAGD están asociadas con un alto consumo de energía, lo que genera una alta producción de CO₂.
- 4) Uno de los problemas que se trata de arreglar o modificar es el uso excesivo de agua, que tras su uso y producción se debe tratar de una manera costosa.

Informes señalan que por cada 10 barriles de petróleo producido se requieren 4 de agua (10 bls aceite/4 bls de agua) , mientras por otro lado las emisiones de dióxido de carbono son de unas 1.47 MMscf (84 toneladas) por cada 1, 000 barriles

producidos. Imaginemos lo que representa este impacto si se tratan los 235 mil barriles de la faja del Orinoco con este tipo de procesos. Se requerirían 7 ,850 billones de litros de agua y se generarían unas 20 mil toneladas del letal dióxido de carbono ^[6]. Lo que resultaría en un gran impacto ambiental.

2.4 Diagrama para la selección del SAGD



Capítulo III
Variaciones del SAGD

Debido a la eficiencia que tiene la implementación de pozos horizontales para la explotación de un yacimiento petrolero y su gran avance tecnológico se han propuesto diferentes arreglos para el sistema SAGD. Algunos de estos métodos están propuestos para reducir la cantidad de vapor para elevar la temperatura, tratan de hacer más eficiente el proceso básico del SAGD propuesto por su creador el Dr. Roger Butler.

Para producir crudo pesado, bitumen, existen dos métodos para reducir la viscosidad de estos. El primero es aumentar la temperatura del aceite, esto puede hacerse inyectando un fluido con temperatura mayor a la del aceite, como es el vapor, o crear una combustión in-situ a través de inyectar gases que contengan oxígeno. El segundo método es diluir el petróleo viscoso con solventes hidrocarburos de baja viscosidad. Este método involucra la inyección de solventes hidrocarburos, tales como el propano o el butano, o una mezcla de hidrocarburos al yacimiento ^[1]

Algunas de las variaciones más importantes del SAGD serán mencionadas en este capítulo. Tomando como referencia los estudios independientes que se han realizado para cada modificación. El orden no implica un lugar en tiempo.

- **ES SAGD (SAGD - Expansion con solvente), (Expanding solvent - SAGD)**
- **SW-SAGD (SAGD - Pozo simple), (single well- SAGD)**
- **XSAGD (SAGD - Cruzado), (Cross-SAGD)**
- **SAS (Vapor Alternado con Solventes), (Steam Alternating Solvent)**
- **Fast-SAGD (SAGD- Rápido)**
- **LP-SAGD (Presión Baja) (Low pressure) y HP-SAGD (Presión Alta) (High Pressure)**
- **Multi-Drene SAGD (Multi-drain SAGD)**

3.1 ES SAGD (SAGD - expansion con solvente), (Expanding solvent - SAGD)

En el proceso de recuperación, un solvente o una mezcla de solventes son inyectados junto con el vapor en un proceso híbrido. Esto es opuesto a la inyección de solo vapor en el proceso del SAGD o como solo solvente en el proceso VAPEX. En el proceso ES-SAGD (el solvente o la mezcla de solventes adicionados) su comportamiento en la vaporización termodinámica es similar o parecida al comportamiento termodinámico del agua.

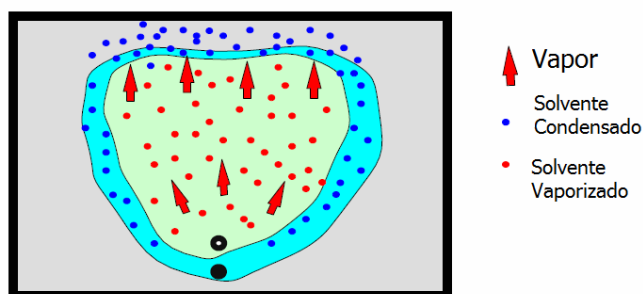


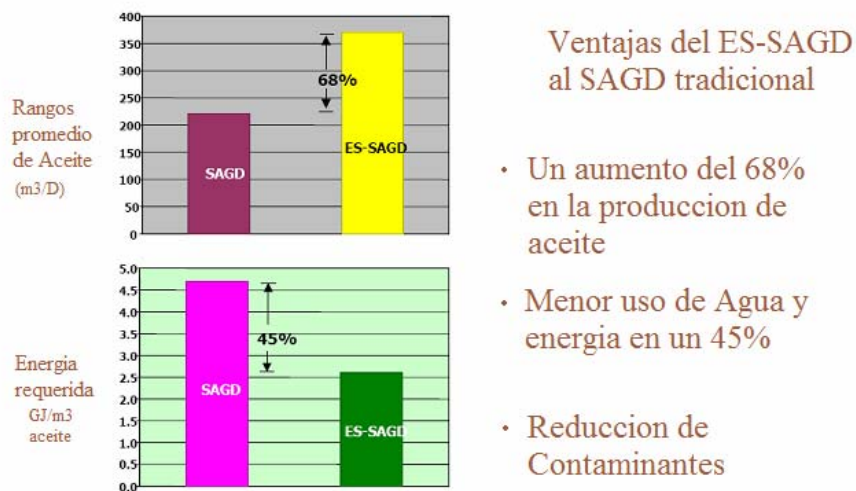
Figura 3.1. Principio de operación del ES- SAGD *

Seleccionando el solvente del hidrocarburo de esta manera, el solvente se condensaría, con el vapor condensado, al límite de la cámara de vapor. En el proceso de ES-SAGD, el solvente es inyectado con el vapor en una fase de vapor. El solvente condensado alrededor de la interfaz de la cámara de vapor diluye el aceite y junto con el calor, reduce su viscosidad.

Si el número de carbonos es aumentado, 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 21.41404 Kg. /cm² (2.1 MPa) lo que resulta en un rango de drene de aceite mayor. Por el otro lado, el C₈ tiene la 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.

* L. Zhao, *Steam Alternating Solvent Process*, , SPE No. 86957.

El proceso de ES-SAGD incluye co-inyección del hidrocarburo con menor número de carbonos o el hidrocarburo del carbono más alto junto con el vapor en los procesos de drenado por gravedad. Los objetivos principales de estos procesos solventes- vapor se basaron en mejorar las proporciones de aceite y OSR (el aceite-cantidad de vapor), y un menor consumo de energía, menor cantidad de agua, comparado a los procesos del SAGD convencionales o los procesos de inyección de vapor (Figura 3.2.).



Ventajas del ES-SAGD sobre el SAGD tradicional

Figura 3.2. Comparación del ES-SAGD con el SAGD [3]

Los ejemplos de los procesos que son similares a ES-SAGD son Propano-SAGD y Butano-SAGD llamado SAP, el solvente ayuda al proceso. Aunque el propano-SAGD y Butano-SAGD involucren co-inyección de solvente con el vapor, ellos sólo pueden ser clasificados en el proceso del ES-SAGD cuando el concepto de condensación del solvente ocurre bajo una condición dada de temperaturas del depósito y presión [2].

* Eddy Isaacs, *Technology and Future Production, presentation to the Energy Council 2003, Global Energy & Environmental Issues Conference*

Aplicaciones del ES-SAGD

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

Petro - Canadá esta 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.

3.2 SW-SAGD (SAGD - pozo simple), (single well- SAGD)

En 1997, Nzekwu y colaboradores, plantearon el concepto de usar el mismo pozo para realizar la inyección de vapor y producir el aceite, ello para crear la cámara de vapor y promover el flujo contracorriente (el aumento de vapor y el aceite más agua, todos ellos drenados por el mismo pozo). Ellos llegaron a la idea de crear el Single Well Steam Assisted Gravity Drainage (SW-SAGD).

El SW-SAGD, un solo pozo horizontal es terminado con la característica de que asume el papel de inyector y productor. En un caso típico, se inyecta el vapor por el interior del pozo, mientras se produce por TP del pozo desde la parte alta del mismo. El mecanismo de recuperación con el que se trabaja esta modificación del SAGD es exactamente el mismo que si se tratara del SAGD convencional con la única variación de ser un solo pozo.

Las ventajas de SW-SAGD serían ^[4]:

- Bajos costos en la perforación y la terminación.
- Aplicación en yacimientos relativamente delgados dónde no es posible perforar dos pozos.
- 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.

- La gran área de contacto entre el yacimiento y el pozo horizontal resulta en el incremento de los rangos de producción de aceite. Esto debido a que el drenado toma lugar en todos los puntos del pozo.
- El uso de un solo pozo en ves de dos, incrementa la viabilidad económica.
- Debido a su simplicidad, el proceso puede llegar a ser genérico y aplicable a una gran variedad de tipos de yacimientos incluyendo yacimientos en aguas profundas.

Para mejorar la respuesta temprana del SW-SAGD, es necesario calentar el área cercana a la boca del pozo, para reducir la viscosidad y así permitir que el drene tome lugar. El calentamiento ideal debe ocurrir con la mínima circulación o con el desviado de vapor. Debido a que el proyecto es económicamente alto es importante perfeccionar su comportamiento y su rápido aumento de producción.

Elliott y Kovscek realizaron una simulación utilizando los aspectos más relevantes en el yacimiento para realizar sensibilidades, mencionan que:

- Es necesario calentar las cercanías de la boca del pozo de una forma rápida e uniforme para crear condiciones favorables para el proceso del SAGD.
- La inyección de vapor como predecesor del SW-SAGD, representa el método térmico con mayor eficiente.
- Los análisis de sensibilidad indican que el SW-SAGD es muy aplicable para aceites pesados con una viscosidad inicial de 10 000 cp.
- El yacimiento debe tener suficiente espesor para permitir un crecimiento significativo de la cámara de vapor.
- La recuperación en zonas de aceite delgadas no es significativa.

Para la aplicación del SW-SAGD se requirió la creación de una nueva tecnología que fuera eficiente y de un costo bajo, así se creó el sistema llamado Insulated Concetric Coiled Tubing (Tubería Flexible Concéntrica Aislada) o ICCT. Este sistema básicamente mezcla el pozo inyector de una forma aislada para evitar perdidas de calor, con el pozo productor propuesto de manera vertical. Como se muestra en las figuras 3.3 y 3.4 ^[5]:

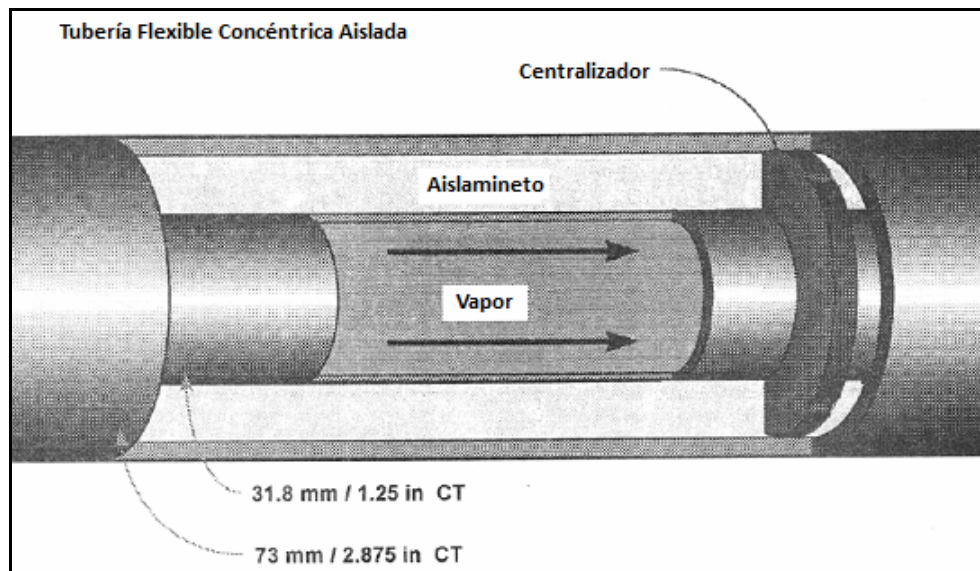


Figura 3.3. Esquema de la Tubería Flexible Concéntrica Aislada ^[5] *

* Kelly Falk, Ben Nzekwu y Brad karpk. *A Review of Insolated Concetric Coiled Tubing Installations for Single Well, Steam Assisted Gravity Drainage*, SPE. No. 00036333

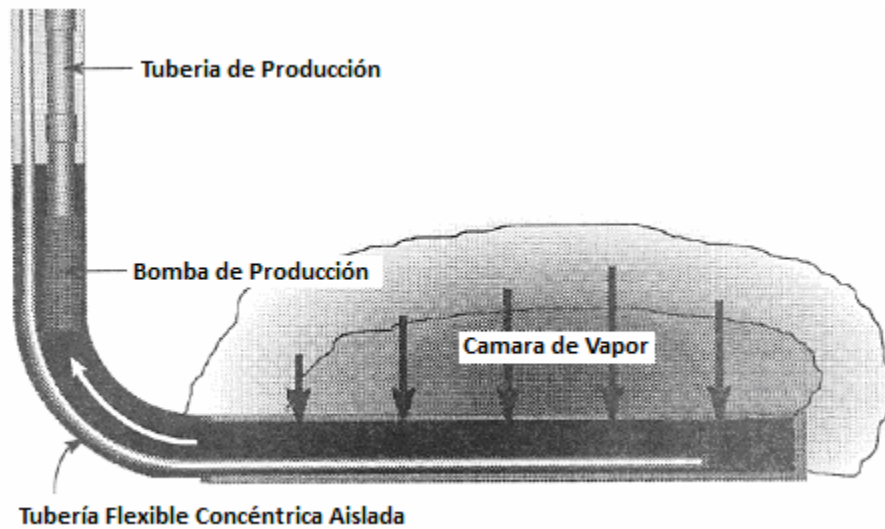


Figura 3.4. ES-SAGD con Tubería Flexible Concéntrica Aislada ^[5] *

Los requerimientos para la aplicación de esta tecnología son:

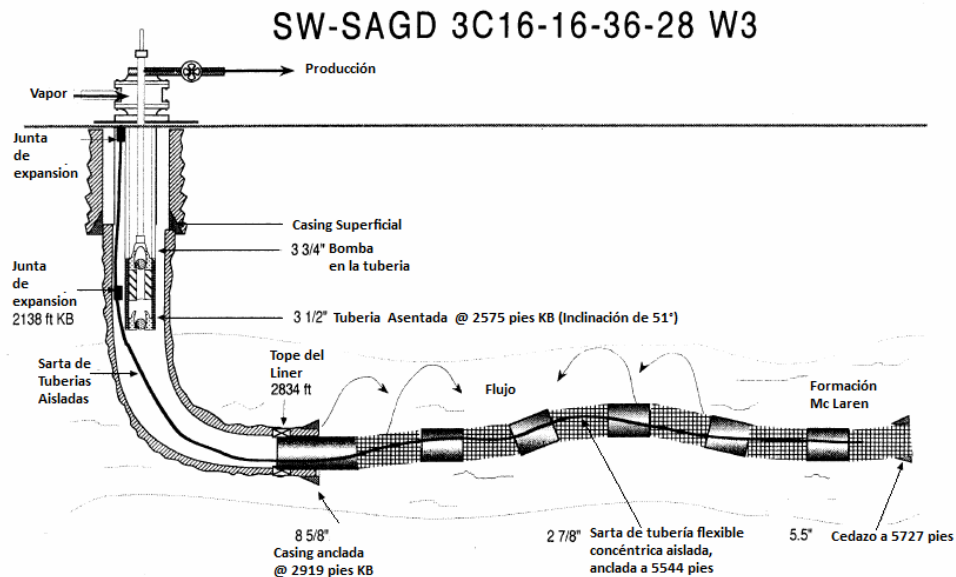
- Temperaturas de inyección de vapor mayores de 360 °C (680 °F)
- Rangos de inyección de vapor mayores de 200 m³/día, Agua fría equivalente (1,258 BPD CWE (por su nombre en ingles = cold water equivalent)).
- Coeficiente Térmico < 0.09 W/m ° K
- Longitud promedio instalada de +/- 1,800m (6,000ft)

La ICCT fue desarrollada y probado en el campo por Elan Energy (ahora Rager Oil) en Cactus Lake y en otros lugares en Canadá. Mobil Oil Canada probó otra versión del concepto en Celtic.

Las experiencias que se tuvieron con estos dos proyectos fueron:

- Ranger's Cactus Lake.- La tasa de producción fue de más de 628.981 barriles/día (100 m³/d), reportados del pozo 7C16-16-36-28E3 (Figura 3.5).

* Kelly Falk, Ben Nzekwu y Brad karpk. *A Review of Insolated Concentric Coiled Tubing Installations for Single Well, Steam Assisted Gravity Drainage*, SPE. No. 00036333



Un sondeo con fibra óptica en uno de los pozos de SW-SAGD indicó que la longitud de calentamiento era muy baja (mucho menor de 100 m, representando menos del 10% de la sección horizontal).

Desde que la presión fue bajando gradualmente debido a procesos primarios realizados en diferentes pozos. El llevar a un proyecto a un término exitoso requerirá soporte con la presión del yacimiento.

- **Mobil's Celtic SW-SAGD.-** El proceso fue aplicado a 5 pozos en Celtic, operados por Mobil Oil Canada, durante 1996-98. La implementación que hizo Mobil a este proceso fue que se usó nitrógeno bache en el espacio anular, alrededor de la tubería de inyección/producción), ello para crear un aislamiento extra a la tubería por donde se inyectó el vapor. El uso de nitrógeno también ayudó a reducir la presión de fondo.

* C. Shen, SPE, Imperial Oil Resources limited, *Numerical Investigation of SAGD Process Using a Single Horizontal Well*. SPE No. 50412

Tres pozos observadores fueron usados con el propósito de monitorear la presión. Ellos lograron rangos diarios de producción de 75.478 barriles/día/pozo (12 m³/d/pozo) por sus primeros 18 meses con una relación de vapor-aceite de 1.2 y 1.4 pero hay sospecha de que los rangos de aceite eran por debajo de lo estimado.

Se concluyó que las operaciones del SW-SAGD suministraron un mejor rango de desempeño de aceite que la primera producción utilizando la Estimulación Cíclica con Vapor (CCS por su nombre en ingles), pero no fue tan buena como con los dobles pozo del SAGD.

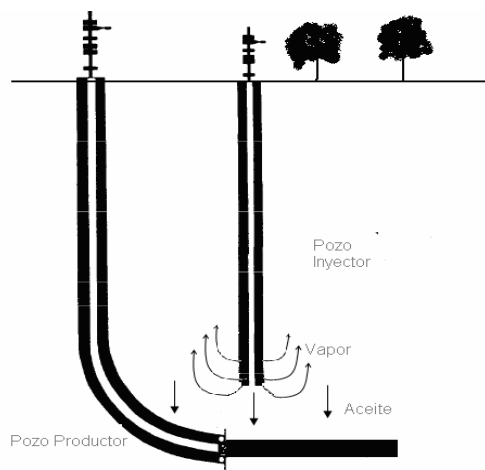
XSAGD (SAGD - Cruzado), (Cross-SAGD)

Cross-SAGD o SAGD cruzado, es una modificación geométrica al proceso de SAGD convencional, este proceso sólo ha sido estudiado mediante simulaciones numéricas, en el cual el pozo inyector se encuentra perpendicular al pozo productor.

X-SAGD fue concebido con la finalidad de lograr una comunicación temprana entre los pozos y además, la introducción de un componente de desplazamiento lateral adicional a la segregación gravitacional.

Simulaciones hechas para tener una comparación entre el SAGD original y el XSAGD utilizando el software CMG STARS, en estas simulaciones no se tomaron en cuenta factores como los efectos geomecánicos [6].

- XSAGD muestra tener una gran ventaja sobre el SAGD original a bajas presiones (menores de 1500 kPa ó 15.30 kg./cm²) lo opuesto cuando se tienen presiones altas (más de 3000 kPa ó 30.59 kg./cm²)
- XSAGD permite mayor flexibilidad en la separación de los pozos inyector y productores, lo que significa una ventaja económica sobre el SAGD.
- XSAGD es más difícil aplicar en canales delgados de arena, y el XSAGD no es considerado apropiado para aplicaciones del SW-SAGD.



SAS (Vapor Alternado con Solventes), (Steam Alternating Solvent)

La configuración básica del SAS es exactamente la misma que en el proceso original del SAGD. La distinción del proceso SAS y los otros procesos es que involucra un modelo diferente de inyección o una diferente estrategia de operación. El proceso SAS involucra los siguientes pasos:

- Inyección de vapor puro, como en el procesos SAGD original, para comenzar la operación.
- Detener la inyección de gas y comenzar la inyección de solvente, esto mientras la cámara de vapor esta estabilizada y cuando la pérdida de calor a través de los bordes sea significativa.
- Detener la inyección de solvente y empezar la inyección de vapor cuando la temperatura de la cámara haya sido reducida.
- Repetir la inyección de vapor y de solvente cíclicamente mientras sea rentable este proceso.
- Recuperar el solvente que aún este en el lugar por medio de la fase liquida al final de la operación.

La idea básica en el proceso del SAS es remplazar gran cantidad de vapor inyectado en el proceso básico del SAGD por una inyección de solvente; entonces, el solvente es reciclado. La temperatura de la cámara en el proceso del SAS es mucho mas baja que en el proceso del SAGD debido a que se reduce la inyección de vapor. Por debajo de las condiciones de temperatura baja, la viscosidad el aceite es generalmente mayor. Sin embargo, el efecto de menor temperatura en la viscosidad del aceite es parcialmente compensada por la disolución del solvente en el aceite. El criterio para seleccionar el solvente debe ser que la temperatura de rocío del solvente inyectado esté entre la temperatura inicial del yacimiento y la temperatura del vapor durante la presión de operación.

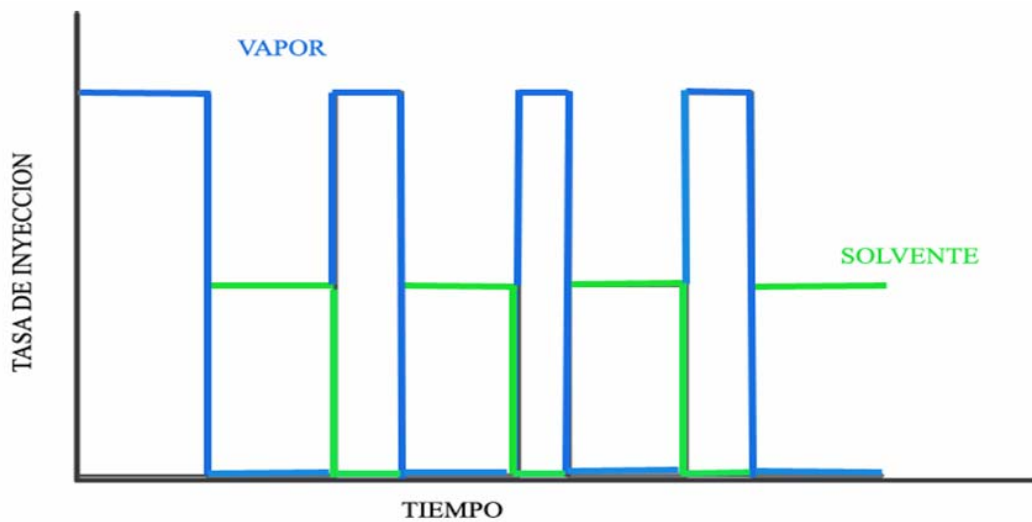


Figura 3.6. Etapas de Inyección del proceso SAS ^[1]*

Este método se ha utilizado en diferentes lugares como:

- Canadá.- La compañía EnCana ha puesto un piloto en su proyecto térmico Senlac y lo ha probado. También sigue en operación este proceso en el proyecto Cristina Lake. ^[1]

* L. Zhao, *Steam Alternating Solvent Process*, , SPE No. 86957.

Fast-SAGD (SAGD- Rápido)

El concepto del proceso del Fast-SAGD es muy simple. Después de colocar el primer par de pozos horizontales para empezar el proceso del SAGD tradicional, se colocan a una distancia equidistante pozos horizontales que son usados para propagar el proceso de calentamiento por medio del vapor alrededor del yacimiento. Estos pozos horizontales simples, llamados *pozos de desplazamiento*, son colocados de forma paralela, a 50 m lejos del par de pozos del SAGD y alejados unos de otros, tienen la misma longitud y la misma profundidad con los pozos productores del SAGD y situados en la base de la zona productora, igual que los del SAGD. Los pozos de desplazamiento operan como inyectores y productores.

Tras que la inyección de vapor se ha desarrollado totalmente y ha alcanzado la cima de la zona productora, el ciclo de inyección de vapor comienza en el primer pozo de desplazamiento.

Los estudios realizados por M. Polikar, se realizaron tomando solo dos ciclos de inyección de vapor para un pozo de desplazamiento en la Universidad de Alberta, Canadá. La inyección de vapor utilizada fue superior tanto en presión como en flujo a la que se usó en el SAGD inicial, si metiéndola por debajo de las condiciones de fractura de la formación. El propósito de la inyección de vapor por los pozos de desplazamiento es hacer crecer y propagar la cámara de vapor sin dañar la matriz. Tras varias simulaciones llegaron a las siguientes conclusiones:

- I. La implementación de los pozos de desplazamiento es usado para propagar el frente de la cámara de vapor del SAGD de forma mas rápida.
- II. La producción adicional en los pozos de desplazamiento ocurre principalmente durante la inyección cíclica de vapor.
- III. El crecimiento de la cámara de vapor tiende a parar después de que el vapor ya no es inyectado.

- IV. Aumentar la inyección de vapor en el inyector del SAGD al final del proceso cíclico provee suficiente energía para al yacimiento para que siga propagando el proceso del SAGD al yacimiento.

LP-SAGD (Presión Baja) (Low pressure) y HP-SAGD (Presión Alta) (High Pressure)

[7] La variación en el proceso SAGD no tiene mucha relevancia debido a que no se realizan cambios físicos o de adición al proceso como en los otras variaciones mencionadas anteriormente en este capítulo, Este cambio sólo pasa como su nombre lo dice en la presión. Pero es importante mencionarla debido a la gran utilidad de la misma como una alternativa a la presencia de ciertos problemas o características del yacimiento como lo es el arenamiento.

LP-SAGD principalmente es trabajar a presiones bajas, Butler menciona que trabaja con bajas presiones tales como 1000-5000 kPa (145 – 725 psi),

Edmunds y Chhina (2001) realizaron simulaciones a diferentes presiones de inyección y favorecieron al LP-SAGD por:

- Hacer el proceso SAGD más económico (refiriéndose al precio del gas)
- Aumentar la producción

Das encontró 2 ventajas del LP-SAGD sobre el HP-SAGD tras sus estudios realizados en simuladores.

- Reducción de sílice.
- Menor producción de H₂S.

Llegando a las siguientes conclusiones:

- El LP-SAGD es más eficiente que el HP-SAGD en términos energéticos.
- Es mas propicio para usar un sistema artificial en el LP-SAGD.

La presión de operación esta regida por las características del yacimiento.

Sasaki et al (2001) determinaron que para presiones altas en el SAGD se observaba que:

- El proceso a altas presiones lleva a obtener una pronta declinación del proceso y se tiene una gran (alta) expansión de la cámara de vapor.

Timm propone el uso del LP y el HP SAGD para evitar:

- La producción de agua. (LP-SAGD)
- La presencia de materiales radioactivos. (Casos inusuales el uso de HP-SAGD)

Card et al propone el cambio de LP a HP y viceversa cuando:

- Se opera a presiones altas hasta que la cámara de vapor llegue a tener contacto con las fronteras del yacimiento.
- Se opera a presiones bajas para minimizar las perdidas de calor.

Multi-Drene SAGD (Multi-Drain SAGD)

Nombrado debido al múltiple número de pozos involucrados (del 3 al 9). De las configuraciones antes mencionadas, esta es la más reciente y ahora se está aplicando con éxito en Joslyn Creek (Canadá).

En virtud de esta técnica, varios pozos horizontales (de 2 a 8) son perforados y conectados a un pozo central vertical. En comparación con las técnicas anteriores, los pozos horizontales se utilizan para inyectar vapor, y la producción está recogida por el pozo vertical (Figura 3.7). Multi- drenaje SAGD se recomienda para formaciones delgadas con una buena continuidad areal. Esta técnica tiene el potencial de reducir significativamente los costos, ya que menos pozos horizontales deben ser perforados para drenar completamente el petróleo del campo.

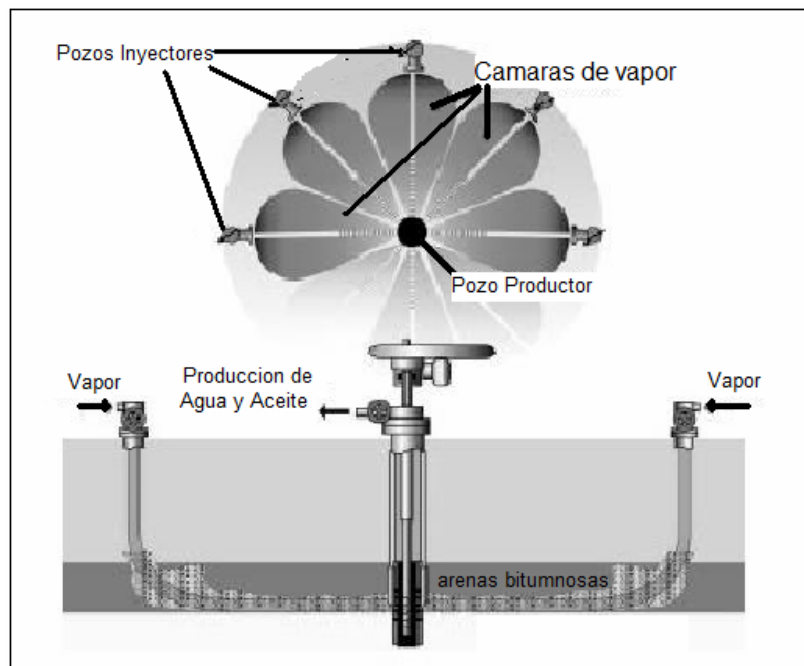


Figura 3.7 Multi-Drene SAGD (Multi-Drain SAGD) ^[10] *

* Edwin Rodríguez/Jaime Orjuela, *Feasibility to apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD), Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Field*. Instituto colombiano del Petróleo. Año 2004

Capítulo IV

Aplicaciones del SAGD en el Mundo

En este capítulo se mostrarán aquellos países donde principalmente se ha usado la tecnología a fin de mejorar las recuperaciones sobretodo de aceites pesados.

Como bien sabemos, el aceite pesado y las arenas bituminosas son una importante fuente de energía, las cuales se localizan en varios países como ^[3]:

1. Canadá, más de 3 trillones de barriles.
2. Venezuela, más de 2 Trillones de barriles.
3. Rusia, más de 600 billones de barriles.
4. Estado Unidos (USA), más de 500 billones de barriles.
5. El medio Oriente (Middle East), más de 5300 billones de barriles.
6. Irán, 80 billones de barriles.

Estos países están usando el proceso SAGD para la explotación de sus yacimientos a fin de obtener mejores rentabilidades. A continuación mencionaremos algunos de ellos.

4.1 Canadá

Se estima que Alberta, Canadá, alberga el mayor volumen de bitumen crudo en sitio, alrededor de 400 000 millones de m³ [2.5 trillones de barriles]. Los depósitos ricos en bitumen, también llamados areniscas petrolíferas o areniscas bituminosas, se localizan en tres áreas ^[1].

1. Athabasca
2. Cold Lake
3. Carbonate Trangle



Figura 4.1. Campos de aceite pesado en Canadá. El depósito de Athabasca alberga la mayoría de las reservas de bitumen de Canadá*

Estos depósitos situados en el Noroeste de Alberta comprenden las formaciones Wabiskaw y McMurray. La explotación a cielo abierto constituye la técnica más común utilizada para extraer la arenisca y el bitumen de zonas someras. Sin embargo, cuando estas formaciones se encuentran a profundidades que exceden los 73 m [245 pies], la tecnología de extracción en sitio conocida como drene gravitacional asistido con vapor (SAGD) demostró ser una técnica más viable.

[2] Los cuantiosos depósitos de arenas petrolíferas hacen de Canadá uno de los pocos países en el mundo que pueden planear a largo plazo sus aumentos de producción de petróleo.

* Revista Oilfield Review, Carmen Contreras et al, *Investigación de la sedimentología de los yacimientos clásticos*, Verano 2003

La revista Oil & Gas Journal ya ha incluido a las reservas mundiales, los petróleos extra pesados y los bitúmenes de Canadá, con reservas probadas por encima de los 175 billones de barriles. Esto coloca a Canadá como el segundo país con mayores reservas después de Arabia Saudita. En la actualidad la producción de las arenas petrolíferas está alrededor de un millón de Bl/d, aproximadamente un 31% de la producción total de Canadá. En el 2005 las empresas canadienses invirtieron casi US \$7.000 millones en las arenas petrolíferas en alrededor de 35 proyectos.

- **Proyecto “UTF”**
Instalaciones Subterráneas de Prueba (The Underground Test Facility)

La UTF fue iniciada en 1984 por AOSTRA, después conocida como ADOE y actualmente el AERI, La UTF está localizada aproximadamente a 60 km Noroeste del Fort McMurray, Alberta, Canadá. (Figura 5.2.)

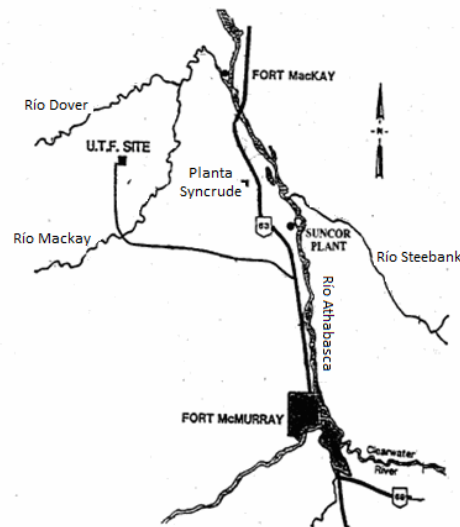


Figura 4.2. Ubicación del UTF *

* C.V. Deutsch, J. A. Mc. Lennan, *Guide to SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) Reservoir characterization Using Geostatistics*, 2005, Centre for Computational Geostatistics

En 1974, el gobierno de Alberta crea una corporación para la extracción del aceite descubierto, con la finalidad de crear tecnologías capaces de hacerlo la cual fue nombrada “The Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA)” Uno de los objetivos de AOSTRA era el desarrollo de tecnología capaz de extraer el aceite en las arenas de Alberta que no era posible realizar su extracción por medio de tecnología minera superficial.

En 1978, el Dr. Roger Butler, Ingeniero Químico del colegio imperial de ciencia y tecnología (1951) y propietario de la “Endowed Chair of Petroleum Engineering” en la Universidad de Calgary de 1983 a 1995, introdujo el concepto de la segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD). (Figura 4.3.)



Figura 4.3. Roger Butler el creador del proceso SAGD

En 1987, AOSTRA comienza operaciones de un pozo horizontal (HW) para un proyecto piloto a 40 millas (64373.76 m.), al oeste de Fort McMurray, Alberta, Canadá. Se perforó un pozo de 10 pies (3.05 m.) con una profundidad de 200 pies (213.36 m.). La longitud promedio del HW es de 200 pies (60.96 m.), la distancia entre el pozo inyector y el pozo productor es de 16 pies (4.88 m.)

Las operaciones comenzaron con el precalentamiento de los pares de pozos horizontales (se inyectaba por los dos pozos). Primero, agua caliente, y después el vapor, en el momento ideal o crítico del calentamiento adecuado se comenzó la inyección de vapor de manera constante en el pozo horizontal de arriba (pozo inyector) y la continua producción por medio del pozo de abajo (pozo productor)

AOSTRA espera tener un factor de recuperación del 55% con una relación aceite 0.27 barriles de agua equivalente de vapor por barril de aceite recuperado. Con una producción de 230 000 barriles por pozo.

Parámetro	Valor
Profundidad	125 a 175 m
Espesor Neto	15 a 20 m
Porosidad	35%
Permeabilidad	5 a 12 Darcy
Saturación de Bitumen	85%
Viscosidad del Bitumen a 70 C	5×10^6 cp
API	8°

Tabla 4.1 parámetros del UTF

- **Proyectos con EnCana**

Es una de las compañías que tiene tres proyectos SAGD en operación son:

- El primer proyecto de EnCana fue el de Foster Creek, que se inicio en el año de 1997 y empezó operaciones comerciales a finales de 2001.
- Christina Lake es el segundo proyecto SAGD en operación, el cual empezó en el 2001 y actualmente esta en una etapa piloto. El proyecto de EnCana para la recuperación de petróleo pesado en Christina Lake, en el norte de Alberta, esta produciendo 5,000 barriles por día, provenientes de 4 pares de pozos.
- El tercer proyecto de recuperación térmica esta localizado en Senlac, Saskatchewan, y ha estado produciendo de una formación delgada de aceite pesado desde Mayo de 1996. El proyecto en Senlac, en la provincia de Saskatchewan, esta produciendo aproximadamente 5,000 barriles al día [4].

[4] EnCana cambio su estrategia para Petróleo Arenoso en el 2003, vendiendo su inoperante mina de *Synchrude* para poder enfocarse por completo en sus proyectos que utilizaban la tecnología SAGD. El proyecto Foster Creek, primero en gran escala en Canadá para un objetivo comercial, terminó su primera expansión en tiempo y en presupuesto, agregando seis pares de pozos (requeridos por el sistema SAGD). Estos nuevos pozos, incrementaron la producción en un 50 % para obtener aproximadamente 28,000 barriles por día.

En el 2004, los proyectos de SAGD de EnCana tuvieron como objetivo producir 38,000 barriles por día, mas del 40 % que el promedio producido en el 2003 que fue de 27,000 barriles por día. En el primer cuarto del 2004, la producción total de EnCana de petróleo fue aproximadamente de 36,000 barriles por día, subió 49 % mas que el segundo cuarto del año anterior, y esto mas que nada por la expansión en la planta de Foster Creek en el tercer cuarto del 2003, donde se obtuvo un aumento de 10,000 barriles por día mas. El plan de crecimiento de EnCana para el

sistema SAGD ha sido mucho muy benéfico. La próxima expansión de EnCana, será en Foster Creek, en su proyecto de SAGD, el cual ya se encuentra lista toda la ingeniería de diseño. EnCana esta planeando llevar a cabo esta expansión en dos pasos, el primero, una expansión de 10,000 barriles por día al optimizar las instalaciones, esto para el final del 2005, posteriormente como segundo paso, completar otro aumento para obtener 20,000 barriles, para terminar aproximadamente la expansión al final del 2006. Una futura expansión se esta considerando, dicho aumento podría alcanzar los 100,000 barriles por día para el final de esta década.

- **Proyecto “SENLAC”**

La empresa petrolera Gulf Canadá completo un proyecto con SAGD en 1999, para una producción de 1300 barriles de petróleo por día, instalando dos pares de pozos, usando un separador de agua/aceite que procesa 8º API de alquitrán.

- **Proyecto “LONG LAKE” DE LAS EMPRESAS:**

En el 2004, las empresas Nexen Inc. y OPTI Canadá Inc. anunciaron el comienzo de la integración de un sistema SAGD en el programa de perforación en su proyecto denominado Long Lake.

Sesenta y cinco pares de pozos fueron perforados desde Septiembre del 2004 por los siguientes 18 meses, esperando poder tener ya terminado la inyección de vapor para finales del 2006. Estos pozos, junto con los tres pozos horizontales que existen en lugar del proyecto piloto, proveerán a las empresas, arriba de 72,000 barriles de petróleo por día.



Figura.4.4. Inicio de la perforación de los pozos horizontales del SAGD en el proyecto de Long Lake ^[5]*

- **Proyecto “MACKAY RIVER” [6]**

- I. Mackay River (realizado por Petrobrás de Canadá) tiene 25 pozos perforados en dos “bloques” centrales, tales pozos van mas de 100 debajo de la tierra antes de extenderse de forma horizontal aproximadamente 750 m dentro del yacimiento.
- II. Los pares de pozos son capaces de producir 1, 200 barriles de bitumen diariamente por mas de 8 años.
- III. El impacto ambiental de la recuperación del bitumen del subsuelo es mínimo comparado con la minería convencional de arenas de aceite.
- IV. Mas de 90 % de agua usada para generar el vapor para el proyecto Mackay River es reciclada, lo que hace más eficiente las operaciones.
- V. El tercer bloque en Mackay sé perforó en el 2006. Esto permitirá hacer uso de la planta central totalmente, lo que redujo los costos de operación y aumentó la rentabilidad del proyecto.

http://www.longlake.ca/news/sep8a_04.asp

4.2 IRÁN- MEDIO ORIENTE

Se esta considerando la utilización del SAGD como el método de recuperación mejorada para realizar la explotación del Campo Kuh-E, cabe señalar que este campo es un proyecto a desarrollar. El campo un yacimiento de estructuras carbonatadas y que presenta fallas, lo que demuestra que el sistema SAGD también es aplicable a carbonatos.

Este campo es una estructura gigante localizada en la costa del Golfo de Persia. El desarrollo del campo no se hecho aún. El campo es un anticlinal simétrico con 90 km de longitud, 16 de ancho en la superficie. Con un espesor promedio de 500 m. En las formaciones Jahrum y Sarvak, las cuales son formaciones consideradas para el Proyecto de Aceite Extra Pesado. Con una reserva aproximada de ^[3]:

- 2988 millones de barriles
- 876 millones de barriles

Con los datos recopilados de núcleos se determinó que estas formaciones tienen fracturas verticales.

Realizadas las simulaciones se concluyó que:

- Era adecuado la aplicación del sistema SAGD para este campo.
- La longitud horizontal de pozo para una optima explotación es 457 m (1500 pies)
- La distancia optima de separación de los pozos inyector productor es de 61 m (200 pies)
- La presión óptima de inyección durante la fase del SAGD es de 1300 psia aproximadamente

4.3 VENEZUELA

Proyecto en el Campo TÍA JUANA. [7]

El área seleccionada para le proyecto piloto del proceso SAGD fue el campo Tía Juana al oeste de Venezuela (Figura 4.5) contiene aceite pesado el cual ha presentado una baja recuperación al norte del campo haciendo uso de la Inyección Cíclica de Vapor (CCS). Es por eso que se propuso el proyecto piloto del proceso SAGD esperando una recuperación mayor del 50% del hidrocarburo.

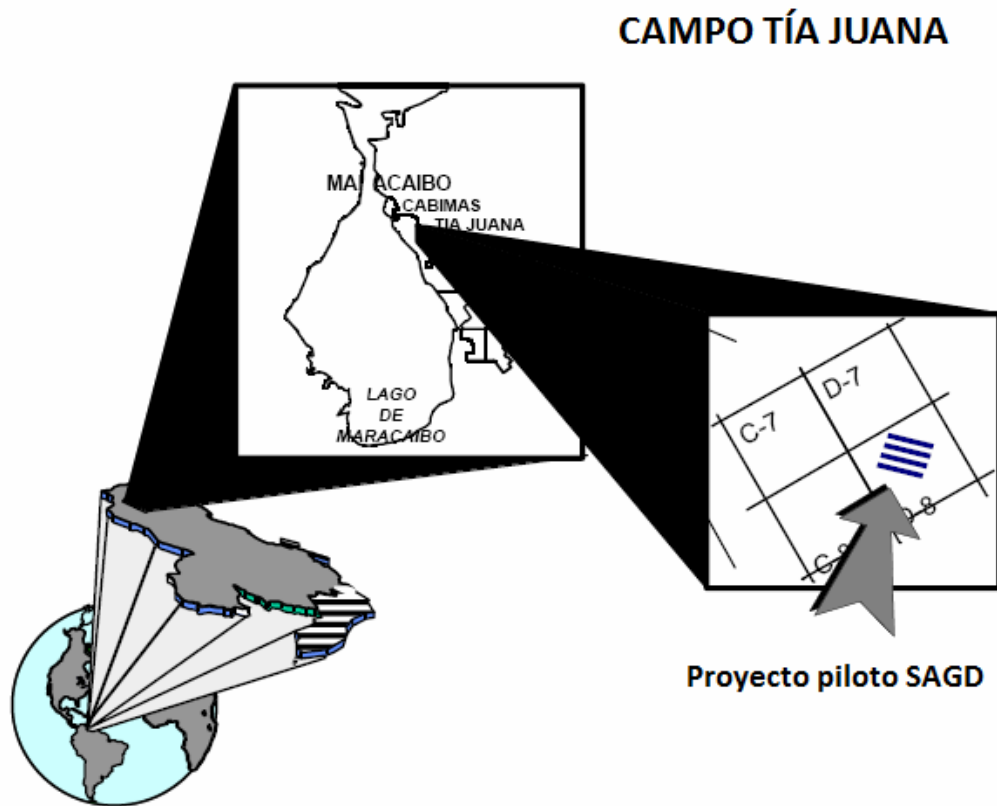


Figura 4.5. Campo Tía Juana, Venezuela

- **Geología**

Se encuentra en la formación Lagunillas y el yacimiento esta compuesto por canales de depósito. La cima de este presente una variación en la altura de la cima de aproximadamente de 137 a 304 m (450 a 1000 pies). La estructura es un monoclinado inclinado al suroeste 3° sin fallas alrededor del área piloto, el espesor promedio total es de 85.34 m (280 pies).

- **Perforación y Terminación**

Se utilizo el MGT para guiar el segundo pozo, el primero fue perforado con el método convencional de dirección (perforación direccional).

La separación vertical entre los dos pozos horizontales del SAGD fue de 5 m por la viscosidad y experiencias previas en proyectos SAGD en Canadá.

El primer par de pozos SAGD fue terminado con 6 termopares convencionales en la punta, a la mitad y en el talón (Figura 4.6.).

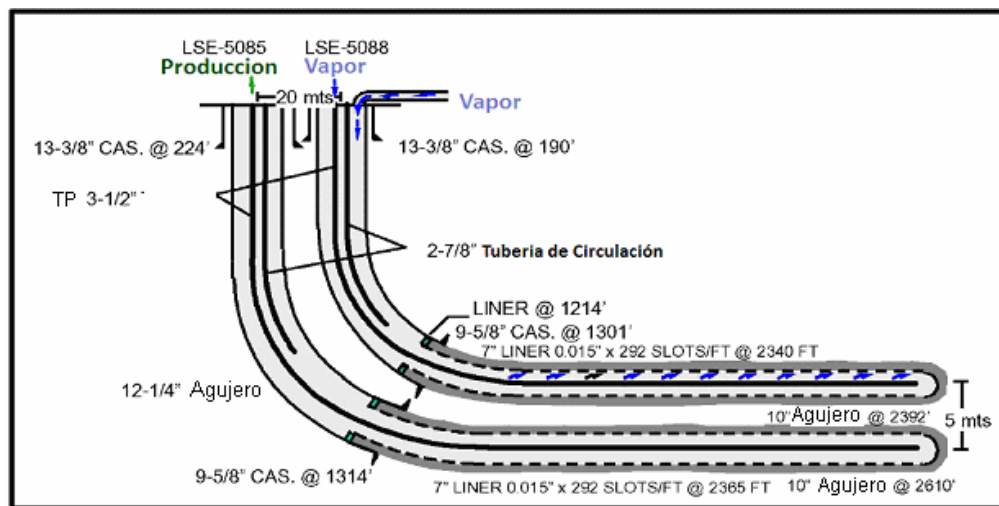


Figura 4.6 Terminación del Primer pozo SAGD del Campo Tía Juana, Venezuela*

Tuberías capilares fueron instaladas en la punta y en el talón para realizar el monitoreo de la presión al mismo tiempo.

* B. Sedae Sola et al, *Application of the SAGD to an Iranian Carbonate Heavy-Oil Reservoir*, SPE No. 100533, Mayo 2006

El segundo par de pozos SAGD fue terminado adicionalmente con un sistema de fibra óptica para realizar la medición de la temperatura a tiempo real. La decisión de instalar este sistema fue para probar su capacidad de monitoreo del pozo de producción y el crecimiento de la cámara de vapor.

- **Historia de producción**

El primer pozo LSE5085-5080 ha estado en producción desde Diciembre 15 de 1997, con una producción promedio de aceite de 700 BOPD, 50 % agua. Las expectativas eran del orden de 300 BOPD con un pico de producción de 700 BOPD después de un año, lo que demostró que el proyecto fue mejor de lo que se pensaba. La relación vapor-aceite fue de 0.8 B/B lo que es una relación excelente comparada con otros proyectos SAGD en el mundo. (Figura 5.7.)

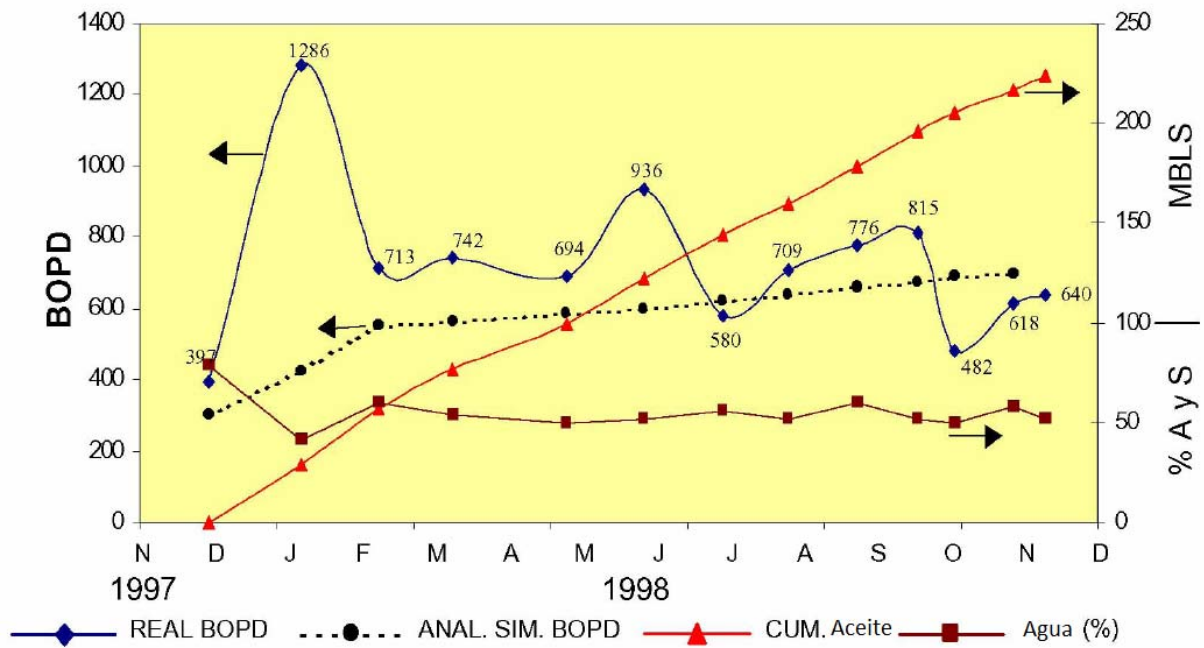


Figura 4.7. Historia de producción del pozo SAGD LSE5085-5080 *

* Humberto A. Mendoza, José J. Finol, PDVSA y Roger M. Butler, GravDrain Inc. SAGD, Pilot Test in Venezuela, SPE No. 53687, 1999

- **Propiedades de la Roca y el fluido**

El campo Tía Juana presenta las siguientes características (Tabla 4.2)

Propiedad	Valor
Viscosidad	10 000 cp
Porosidad	38%
Permeabilidad	2.0 Dacies
Saturación inicial de aceite	85%
API	9-11 API

Tabla 4.2 Campo Tía Juana

La relación gas-aceite es baja ($60 \text{ pies}^3/\text{B}$) y fue medida por medio de pozos vecinos al campo. La recuperación final esperada es del orden del 52 al 60 % tras simulaciones hechas.

Capítulo V

Aplicación del Proceso SAGD en México

El proceso SAGD, siendo un proceso relativamente nuevo, con aplicaciones a nivel mundial y pocos datos operacionales, solo permite tener un criterio de selección basado en características muy específicas de los yacimientos. En este capítulo se tomarán en cuenta parámetros simples para poder realizar una selección para la aplicación del proceso SAGD en México.

México que es un país petrolero y que la economía depende de cierta manera de la producción de campos ya maduros, llegado al momento donde la producción esta comenzando a declinar, ejemplo claro es, la caída de producción del Campo Cantarell. Por esta razón, es necesario que los campos rezagados por su calidad y dificultad de explotación sean puestos a producir de forma que ayuden, en la cuota de producción nacional.

Algunos de los campos mencionados por PEMEX en su Anuario Estadístico del 2007, son de aceite pesado (menos de 15 °API para este trabajo) Como un primer criterio de selección, proponemos tomar de primera instancia la densidad del aceite, misma que, como se ha detallado en los capítulos anteriores, ha sido primordial en la selección de algunos campos que ya cuentan con el proceso.

Los campos mencionados por PEMEX de aceite pesado se muestran en la tabla 5.1.

Región	Activo	Campo	API
Norte	Poza Rica-Altamira	Agua Fría	16.8
		Cacalilao	11.8
		Constituciones	18.6
		Ebano	11.9
		Pánuco	12.1
		Tamaulipas	18.9
Sur	Bellota-Jujo	Angostura	17.2
		Tintal	15.6
Marina Noreste	Ku-Maloob-Zaap	Zaap	13
		Maloob	13.6

Tabla 5.1. Campos de aceite pesado^[2]

La metodología seguida para esta tesis fue seleccionar (selección básica) los campos según densidad.

Debido a que este proceso es un proceso de inyección de vapor y que para el mismo se necesita conservar y tener la menor pérdida de energía -en este caso la energía es calorífica, la cual sufre un considerable pérdida de su calidad conforme a la profundidad de el yacimiento- algunos autores mencionan que para que la inyección de vapor sea eficiente es preciso no inyectar a mas de 1000 m de profundidad ya que esto generaría pérdidas de energía lo que afecta en el aumento del costo de la operaciones de la generación del vapor. Además es importante saber, que las pruebas y los campos en los cuales se ha aplicado esta tecnología son campos de aceite extra pesado, bituminoso, donde las profundidades no rebasan esta condición, debido a la naturaleza de la formación del bitumen.

Por lo antes expuesto y de las densidades de los campos de la Tabla 6.1 concluimos que muchos de los campos no cumplen con la primera característica. De ello se deriva que se considere a la profundidad como segundo parámetro de selección.

A continuación se describen algunas características de los campos junto con algunas aplicaciones de métodos de recuperación que se han aplicado a los campos seleccionados y se realiza un criterio de selección para su posible elección como candidatos para la aplicación del proceso SAGD como una buena alternativa de su explotación.

Campo Tamaulipas - Constituciones

El Campo Tamaulipas – Constituciones pertenece al Activo Pozo - Altamira de la Región Norte. Se localiza a 20 Km. Al norte de la Cd. de Tampico Tamaulipas, Figura 5.2.

Geológicamente se ubica en la Cuenca Tampico – Misantla, cubre un área aproximada de 60 Km², con un total de 716 pozos perforados, el tipo de yacimiento es aceite negro, la presión original del yacimiento J. San Andrés fue de 215 Kg/cm² y la actual es de 203Kg/cm², su relación original gas disuelto-aceite (Rsi) es de 60 m³/m³ y su relación gas-aceite (RGA) es de 80 m³/m³.

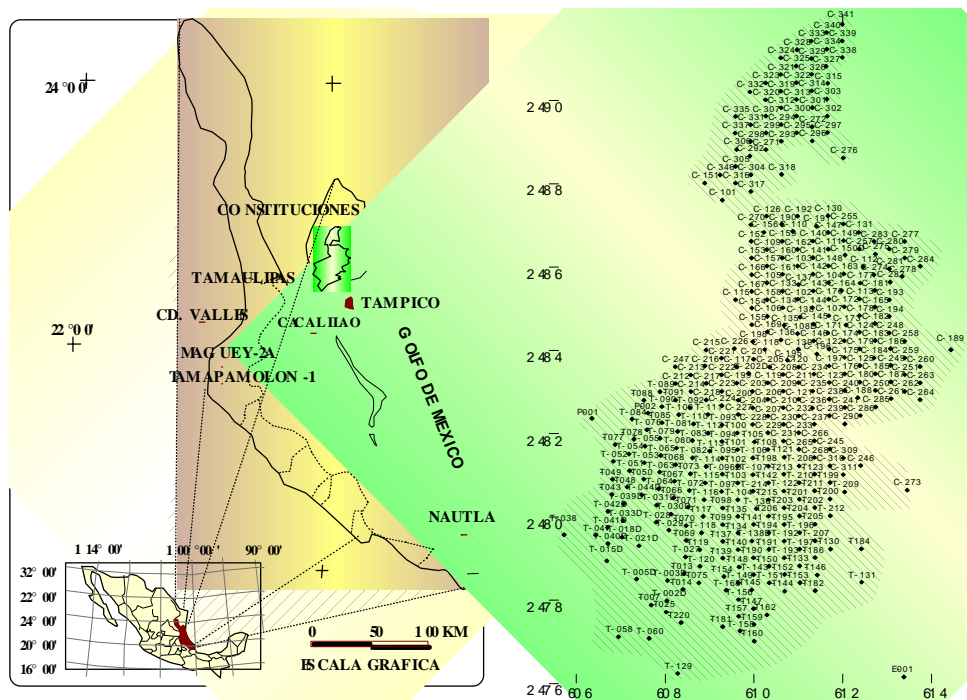


Figura 5.2. Localización del Campo Tamaulipas - Constituciones

Propiedades promedio del campo

- $\phi = 13 \%$
- $K = 1.6 - 3.5 \text{ mD}$
- $S_w = 18 \%$
- Salinidad = 40 000 a 120 000 ppm
- $\delta\sigma = 18^\circ \text{ API}$
- $\mu_o = 7.45 \text{ cp}$
- $T = 87^\circ \text{ C}$

- $P_i = 215 \text{ Kg/Cm}^2$
- $R_{si} = 60$
- $P_b = 174 \text{ Kg/Cm}^2$
- Empuje por gas en solución
- El aceite es bajosaturado en todos los Yacimientos.
- Mojabilidad intermedia a mojado por aceite
- No se tiene contacto agua-aceite

Criterio de selección

Se encontró que estos campos se encuentran en un solo proyecto designado como Tamaulipas-Constituciones, en los cuales tienen las siguientes características generales.

Tamaulipas-Constituciones	
Acuífero Activo	NO
Densidad	18
Profundidad	750 1800 m
Reservas	2 551.7 MMbl
N_p	214.9 MMbl

Tabla 5.3. Características primarias Tamaulipas-Constituciones

No aplica el proceso SAGD debido a que:

1. La densidad sobrepasa a los rangos usados en proyectos como Canadá o Venezuela.
2. La profundidad podría aplicar. Revisando algunos de los estados mecánicos de los pozos que se encuentran en este proyecto podemos observar que el promedio de las profundidades de los pozos son:
 - Tamaulipas.- Su profundidad promedio es de 1300 a 1900 m
 - Constituciones.- Su profundidad promedio es de 1400 a 1500 m

Con lo cual podemos deducir que la aplicación del proceso SAGD para este campo no sería tan rentable y eficiente como esperaríamos por los factores primarios que se consideraron en este momento.

Campos Zaap y Maloob

Solo se consideran los campos Zaap y Maloob y no Ku debido a su densidad, ya que el campo Ku tiene 22 °API por lo que se descarta como candidato a la aplicación del proceso SAGD.

El complejo Ku-Maloob-Zaap está localizado en la región nororiental costa afuera, en la unidad de negocios Ku -Maloob - Zaap dentro de las aguas territoriales del Golfo de México a 105 kilómetros al noroeste de la Ciudad del Carmen, Campeche. En la Figura 5.3 se muestra la ubicación de los campos.

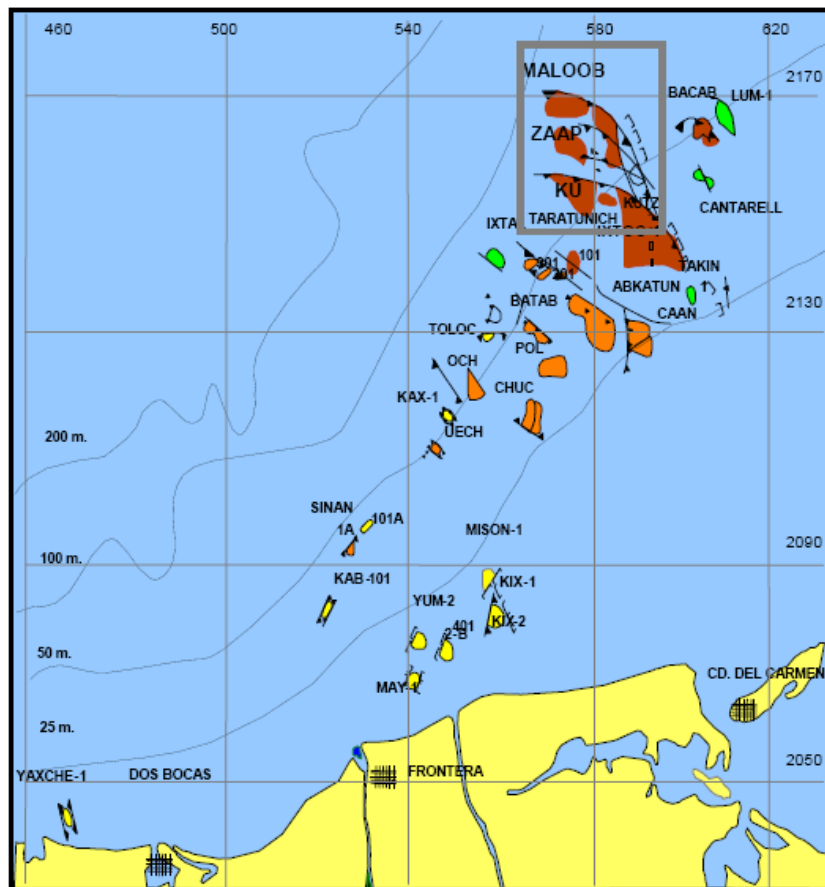


Figura 5.3. Ubicación de los Campos Maloob y Zaap

Características de los campos Maloob y Zaap

Proyecto	Campos	Tipo de Yacimiento	N de MMbls
Ku-Maloob-Zaap	Ku	Carbonato NF	4337.9
	Maloob	Carbonato NF	5608.7
	Zaap	Carbonato NF	4551

Nombre	Unidades	Moloob BTPK	Zaap BTPK
Año de Descubrimiento		1985	1998
Año de inicio de explotación		1988	1988
Tipo de Yacimiento		Carbonatados NF	Carbonatados NF
Área Estructural	Km ²	37.06	35.06
Espesor Promedio Bruto	m	500	500
Tipo de Trampa		Anticlinal alargada, orientada NW-SE, limitada al Norte por falla inversa y al Este por una falla normal	Anticlinal con E-W Con cierre estructural de 1000 m.
Formación Productora		Brecha del Paleoceno y el Cretácico	Brecha del Paleoceno y el Cretácico
Litología		Calcáreas y Dolomitas	Calcáreas y Dolomitas
Densidad de Fluido	API	13.62	13
Viscosidad @ c.y.	cp	2.6	2.6
RGA promedio	m ³ /m ³	51	97
Porosidad Promedio	%	7.2	7.2
Permeabilidad	mD	29.5	25.42
Saturación Inicial de H ₂ O (Swi)	%	10.7	11.7
Temperatura del yacimiento	C	117	117
Presión inicial (Pi)	kg/cm ²	293.5	220
Presión de Saturación (Psat)	kg/cm ²	135	133
Presión actual	kg/cm ²	152	152
Profundidad media del yacimiento	Mvbnm	3116	3100
Contacto Agua-Aceite Original	Mvbnm	3422	3422
Contacto Agua-Aceite Actual	Mvbnm	3422	3422
Pozos Perforados		15	15
Pozos Operando		10	10
Tirante de Agua		60	60

Criterio de Selección

Estos campos se encuentran situados en la zona marina, algunas características son:

Nombre	Maloob BTPK	Zaap BTPK
Año del descubrimiento	1985	1988
Tipo de yacimiento	Carbonatos Naturalmente Fracturados	Carbonatos Naturalmente Fracturados
Espesor promedio bruto (m)	500	500
Densidad API	13.62	13
Profundidad del Yacimiento (m)	3116	3100
Tirante de Agua (m)	60	60

Tabla 5.4. Características primarias campos Maloob y Zaap

No aplica el proceso SAGD por:

1. Las densidades están por encima de los valores tomados como estándares para la selección.
2. Se observa que los datos de profundidad exceden de manera considerable (profundidad de 1000 m) lo que disminuiría la eficiencia y las pérdidas del vapor para el proceso SAGD.
3. El campo es un campo costa fuera de tirante de 60 metros los que las instalaciones serian costosas y tal vez el espacio sería limitado.

Campo Ébano-Panuco-Cacalilao

Este campo tiene muchas características que son idóneas para la aplicación del método SAGD. La agrupación de los campos esta hecha por parte de los ingenieros de campo, y lo denominaron como uno solo proyecto: Ébano-Panuco-Cacalilao.

El campo Cacalilao se encuentra en la parte central de la región Ébano-Pánuco, localizada a 37 km. al Oeste de la ciudad de Tampico en el estado de Tamaulipas. La figura 5.4 muestra la ubicación.

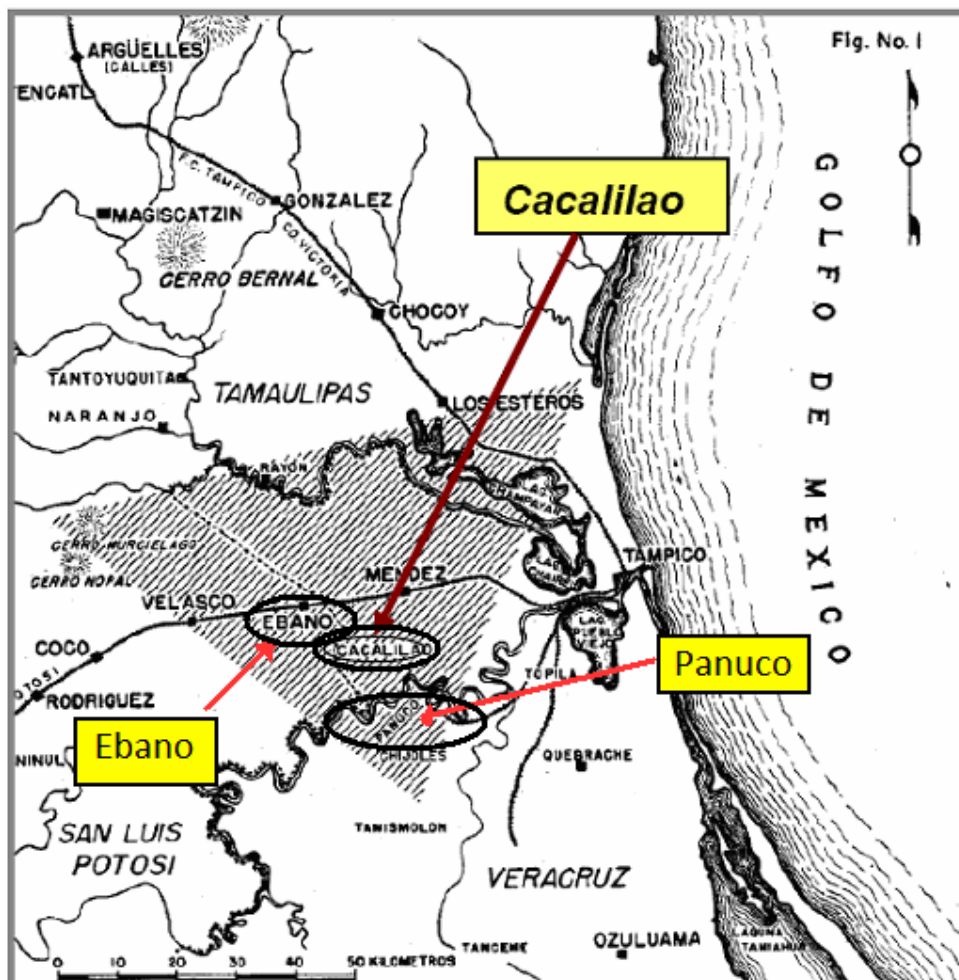


Figura 5.4. Ébano-Panuco-Cacalilao

La región se encuentra ubicada, desde el punto de vista geológico, en la porción norte de la Cenobahía de Tampico-Tuxpan, constituyendo la parte central de la plataforma Tamaulipeca

El campo Cacalilao fue sometido a una prueba de inyección de vapor la cual se llevo a cabo en el pozo Cacalilao 70, se inicio la inyección el 20 de diciembre de 1967 y se terminó el 30 de enero de 1968.

Para la realización de la prueba de estimulación con vapor, dada la antigüedad del pozo y, por consecuencia, el mal estado en que se encontraban las tuberías de revestimiento, se instaló y cementó una tubería nueva.

Este proceso fue en cierta forma fallido debido a las características de la tecnología en esos tiempos, (hace 40 años). Con los avances que la inyección de vapor ha tenido, el proceso SAGD podría ser uno de los más eficientes para la recuperación de aceites pesados y ayudaría a incrementar el factor de recuperación en estos campos maduros.

El Campo EPC se caracteriza por:

Característica	Dato
Profundidad De Yacimientos (m)	550 - 700 [m]
Formación Productora+	K. Sn Felipe – K. Agua Nva.
Litología	Calizas Arcillosas
Espesor De Cuerpo [m]	200 - 250 [m]
Porosidad Promedio [%]	4 - 12% (Matriz y Fracturas)
Permeabilidad [mD]	5 - 100 [md]
Saturación De Agua [%]	30%
Salinidad Del Agua [ppm]	40,000 [ppm]
Fact. Vol. De Aceite [m ³ /m ³]	1.02 - 1.07 [m ³ /m ³]
Visc. Del Aceite [cp]	150 - 350 [cp]
Grav. Del Aceite [°API]	10 – 12 [°API]
Rga [m ³ /m ³]	20 [m ³ /m ³]
Temp. De Fondo [°C]	35 - 40°
P. Fondo Cerrado. [psi]	550 – 650 [PSI]
Presión Saturación [psi]	450 - 550 [PSI]
Tipo De Yacimiento	Bajosaturado
Características de Yacimiento	Naturalmente Fracturado
Presencia De Fallas	Si

Tomando en cuenta los datos del Campo EPC y los criterios de selección podemos ver que es un candidato para la aplicación del proceso SAGD como una alternativa real de recuperación mejorada. Para ello se necesitarían saber más parámetros para saber si es rentable o no el proceso en este caso.

Según **Kasraie** ^[2], sugiere que para aplicar SAGD de forma rentable, se debe tener:

- Un mínimo de 10 metros de espesor continuo.
- Un mínimo de 100 md de permeabilidad.

Debido a que el campo presenta 5-100 mD, podemos considerar que es un buen punto de partida para su aplicación. Si la permeabilidad vertical es baja el proceso sería deficiente debido al principio con el que opera el SAGD (la segregación gravitacional), lo que significa que necesita tener conductos permeables verticales para poder permitir el paso de los hidrocarburos precalentado hacia el pozo productor. De otra forma la eficiencia se vería afectada de manera notable.

Con respecto al espesor, este parámetro no presenta ninguna limitante. Es favorable para poder realizar diferentes arreglos del SAGD debido a que se tiene el suficiente espacio para diseñar en el proceso mas de 2 pozos que sean tanto verticales u horizontales para mejorar la eficiencia del proceso.

Singhal menciona que una zona de acuífero sería contraproducente para el proceso por la canalización del vapor hacia el mismo, como consecuencia tendría pérdida de energía calorífica por equilibrio térmico del agua con el vapor. Se debe tener información precisa si el yacimiento cuenta con un acuífero activo y si esta interconectado con el yacimiento, ello para poder diseñar los pozos de manera que la cámara de vapor se encuentre en un sitio donde no tenga este problema de transferencia de calor con el agua de acuífero.

Otro aspecto que podría ser una desventaja son las fracturas, las cuales si son muy extensas provocarían una canalización y pérdida del vapor. Para este proceso es importante conocerlas y adecuarlas de forma que sirvan como canales de drene del hidrocarburo y calor.

Con estos parámetros analizados podemos ver que es de suma importancia la buena caracterización del yacimiento para poder aprovechar las desventajas del mínimo, realizando modificaciones al proceso para beneficio del mismo.

Debido a que este campo es un yacimiento de carbonatos fracturados y que en la actualidad no se han realizado experimentos o puesto en funcionamiento pruebas piloto que demuestren o ayuden al análisis del proceso SAGD para estas condiciones, podemos decir que las consideraciones son óptimas pero no definitivas, sin embargo, es necesario realizar pruebas piloto para poder comprobar su efectividad.

Conclusiones y Recomendaciones

1. El proceso SAGD como tal es un proceso nuevo a diferencia de otros procesos en la industria petrolera que llevan años siendo probados y mejores conforme su aplicación en el mundo. Lo que le da una oportunidad al proceso SAGD para demostrar su efectividad sobre los procesos de recuperación mejorada que le anteceden. Así como su mejora y expansión en diversos ambientes de trabajo.
2. Para realizar una adecuada aplicación del método y que resulte eficiente, se deberá tener un buen conocimiento de la geología y sobre todo realizar numerosos estudios de núcleos, contar con registros geofísicos, análisis de los esfuerzos, etc. Debido a que la permeabilidad de la roca juega un papel importante para el proceso, ya que para que exista el drenaje gravitacional debemos tener condiciones propicias en la roca que permitan el paso de forma vertical del hidrocarburo precalentado a través de los poros.
3. La adecuada caracterización del yacimiento establecerá el tipo de SAGD que se deba implementar en el yacimiento. Y así aprovechar al máximo el proceso y sus características. Con esto se dice que la caracterización es la parte fundamental para el éxito del proceso y de todo proceso que involucre un yacimiento.
4. El proceso SAGD es un proceso que por su innovación se ha destacado en el mundo de los aceites pesados, y por lo mismo se ha requerido que la tecnología para hacer más eficiente este proceso sea cada vez más avanzada por ello la necesidad de obtener o diseñar métodos de levantamiento artificiales, cementaciones, etc, que sean óptimos para el proceso SAGD y que no generen gastos adicionales que propician que el proceso termine siendo no rentable.
5. Debido a su desarrollo del método SAGD en Canadá hoy en día su uso se ve limitado solamente a aceites extrapesados y con experiencia sobretodo en formaciones arenosas. Lo que la aplicación en yacimientos carbonatados, solo se han realizado de una manera simulada. Será importante realizar pruebas piloto con el objeto de conocer el comportamiento del proceso en yacimientos carbonatados fracturados.

- Esto le da a México la oportunidad de entrar en la era de la tecnología y así poder mejorar la explotación de sus yacimientos.
6. Este método podría sustituir otros métodos de recuperación que no generan producción, que son muy costosos y que además dañan el yacimiento. Dado que las reservas mundiales demuestran que se tiene gran cantidad de aceite pesado es suma importancia desarrollar este tipo de métodos para ayudar a los campos en el mundo donde se tienen grandes yacimientos con aceite pesado de forma segura y rentable
 7. El uso de esta tecnología en los Campos Mexicanos por el momento tiene limitadas aplicaciones, ya que los campos con aceites pesados y extrapesados se encuentran principalmente localizados en la Región Norte, esto es, en el área de los estados de Veracruz y Tamaulipas. Y por el momento México en estas áreas esta desarrollando su explotación primaria de los yacimientos. Sería de gran ayuda para la recuperación en estos campos la realización de pruebas piloto para ver el comportamiento simulado y así tener en un futuro no muy lejano tener varias alternativas para la debida explotación de estos campos y junto con ello un proyecto de inclusión de reservas que gran falta le hace al país.
 8. El proceso SAGD es una tecnología naciente, es una tecnología que combina el uso de pozos horizontales junto con la inyección de vapor. Por lo que es recomendable planear, verificar y desarrollar métodos de estudio para el uso eficiente de estos procesos. Así como alentar el desarrollo de nuevas tecnologías.
 9. Tener en cuenta que la tecnología es una gran ayuda para remplazar pruebas que resultan muy costosos, para ello se recomienda realizar simulaciones con software especializado. Y así tratar de tener un comportamiento aproximado del proceso a diferentes condiciones sin tener la necesidad de gastar millones de dólares. Y así obtener un estimado de la producción que se obtendría aplicando el proceso SAGD.
 10. El proceso SAGD con tal es un proceso eficiente y adecuado a la época, ya que en la actualidad se cuentan con todas las ventajas tecnológicas para el buen desarrollo de este sistema, como son: las

herramientas de perforación, de sondeo, producción y exploración. Lo que lleva a minimizar los costos en tiempos de proceso que en estas épocas tienden a ser un factor muy importante para el desarrollo de cualquier proyecto en la industria petrolera, debido a la renta y compra de equipo.

11. La realización de estudios en yacimientos con densidades más altas, dará a este proceso una generalidad mundial en su aplicación, junto con una rentabilidad mayor que otros procesos, esto es debido a que se ha observado que es un proceso flexible.
12. Debido a que este es un proceso el cual implica la creación de vapor es importante verificar dentro de la selección del mismo, las posibles fuentes de agua (ríos, mare, lagos, océanos, tuberías etc.), así como sus costos de transporte y adquisición. Así como la trata de la misma, de tal forma que pueda esta regresar a su estado natural y no genere un impacto ambiental que repercuta en la destrucción del ambiente.
13. El hecho de que un pozo horizontal reemplace la producción de varios pozos verticales reduce la necesidad de perforar algunos pozos en producción de un campo petrolero; igual, estos pozos pueden ser perforados desde el mismo conductor, creando ramificaciones, por lo tanto, generan niveles de disturbios de subsuelos mas bajos, minimizando la necesidad de instalaciones lo que se refleja en los costos de operación y desarrollo y por lo tanto generando bajo impacto ambiental.

Bibliografía

Bibliografía I

1. Revista Oilfield Review, Schlumberger, Hussein Albouearej, et al, *La importancia del Petróleo Pesado*, Otoño 2006.
2. <http://simulador-de-yacimientos.blogspot.com/2008/01/criterios-para-la-aplicacin-exitosa-de.html>

Bibliografía Capítulo I

1. E.R. Rangel-German, et al, *Thermal Simulation and Economic Evaluation of Heavy-oil Projects*, 2006, SPE No. 104046.
2. *Thermal Recovery of Oil and Bitumen*, Butler, T. M., GravGrain Inc, Calgary, Alberta, Canada, Agosto 1997.
3. <http://simulador-de-yacimientos.blogspot.com/2008/01/criterios-para-la-aplicacin-exitosa-de.html>
4. Revista Oilfield Review, Schlumberger, Hussein Albouearej, et al, *La importancia del Petróleo Pesado*, Otoño 2006.
5. China.org.cn (http://spanish.chine.org.cn/photos/txt/2004-07/27/content_8522136.html)
6. Hu Sining, Liao xuehua, Song jishi, liao runkang, *Drilling and Completion Technique of Paired Horizontal Wells*, SPE No. 50919, Noviembre 1998.
7. N. R. Edmunds y J. C. Suggett, *Desing of a Comercial SAGD Heavy oil Proyect*, SPE No. 00030277, June 1995.
8. Revista Oilfield Review, Schlumberger, *Soluciones a largo plazo para el aislamiento zonal*, Raafat Abbas et al, Invierno 2002-2003.
9. *Rangerwest SAGD Artificial lift with Elift, Canadian Artificial lift School Class # 73*, Ken Kisman PhD. P. Eng, November 2005.
10. Revista Oilfield Review, Schlumberger, Chad Bremner et al, *Tecnologías en evolución: Bombas Eléctricas sumergibles*, Primavera 2007
11. <http://www.transgas.com>
12. Nichols Applied Management, *Management And Economic Consultantsm Alberta Economic Development, manufacturing Opportunities Related To in Situ Oil Sands Industry Expansion*, Mayo 2003.
13. Sperry Drilling Services, *Sistema de MWD/LWD electromagnético*, Halliburton, 2007.
14. Comisión Reguladora de Energía, *Factores de Conversión, Secretaria de Energía (SENER)*.
15. B. Sedae Sola et al, *Application of the SAGD to a n Iranian Carbonate Heavy-Oil Reservoir*, SPE No. 100533, 2006
16. Swapan Das, Conaco Phillips, *Applications of Thermal Recovery Processes in Heavy Oil Carbonate Reservoirs*, SPE No. 105392
17. Maurice Dusseault, *Monitoreo de la producción de petróleo viscoso*, Universidad de Waterloo, en Ontario, Canadá, 2006

Bibliografía Capítulo II

1. Donnelly, J. K., & Chmilar, M. J., *The commercial Potencial of Steam Assisted Gravity Drainage*. SPE No. 3027-MS. Junio 1995
2. Singhal , A. K., Das, S. K., Leggitt, S. M. Ksraie, M.m & Ito, Y. *Screening of Reservoirs for Explotation by Application of Steam Assited Gravity Drainge/VAPEX*. SPE No. 37144. Noviembre 1996
3. <http://simulador-de-yacimientos.blogspot.com>, Escuela de Ingeniería del Petróleo de la UCV
4. Llaguno P.E, Moreno F, García Z, Mendez Z, Escobar E. *A Reservoir Screening Methodology for SAGD Applications*. Artículo (2002-124) presentado en Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Junio 2002
5. *Horizontal Wells, Formation, Evaluation, Drilling and Production, Including heavy oil recovery*, R. Aguilera, G. M. Cordell, G. W. Nicholl. Et al.. Gulf Publishing Company. 1991
6. Eleuteria Uhuru, *Actualidades estadísticas, tecnologías y de política petrolera*. Soberania.org. 2006
7. Maurice Dusseault, *Monitoreo de la producción de petróleo viscoso*, Universidad de Waterloo, en Ontario, Canadá, 2006

Bibliografía Capítulo III

1. L. Zhao, *Steam Alternating Solvent Process*, , SPE No. 86957.
2. T. N. Nasr and O. R. Ayodele, *New Hybrid Steam-Solvent Processes for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen*, SPE No. 00101717.
3. Eddy Isaacs, *Technology and Future Production, presentation to the Energy Conucil 2003*, Global Energy & Enviromental Issues Conference.
4. Keith T. Elliott and Anthony R. Kovcek, *Computer Sumulation Of Single Well Steam Assisted Gravity Drainage*, 1999.
5. Kelly Falk, Ben Nzekwu y Brad karpk. *A Review of Insolated Concentric Coiled Tubing Installations for Single Well, Steam Assisted Gravity Drainage*, SPE. No. 00036333.
6. Stalder J. L. *Cross-SAGD (XSAGD)-an accelerated Butumen Recovery Alternative*. *SPE international Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. SPE No. PS2005-310 Calgary, Canadá,
7. A. M. Albahlani et al, *A Critical Review of the Status of SAGD: Where Are We and What is Next?*, SPE No. 113283, 2008.
8. [http://lacomunidadpetrolera.com/wiki/index.php?title=Tipos de SAGD](http://lacomunidadpetrolera.com/wiki/index.php?title=Tipos_de_SAGD)
9. C. Shen, SPE, Inperial Oil Resources limited, *Numerical Investigation of SAGD Process Using a Single Horizontal Well*. SPE No. 50412.
10. Edwin Rodríguez/Jaime Orjuela, *Feasibility to apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD), Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Field*. Instituto colombiano del Petróleo. Año 2004

Bibliografía Capítulo IV

1. Revista Oilfield Review, Carmen Contreras et al, *Investigación de la sedimentología de los yacimientos clásticos*, Verano 2003
2. <http://www.infoexport.gc.ca/iei/ieiSmartViewer.jsp?did=7987&sitid=90>
3. B. Sadaee Sola et al, *Application of the SAGD to a n Iranian Carbonate Heavy-Oil Reservoir*, SPE No. 100533, Mayo 2006
4. DF. Jessica Wegmann y Armando Sánchez, CST, *Evidencia del uso y explicación del sistema SAGD*, BIDMEXICO internacional Inc.
5. http://www.longlake.ca/news/sep8a_04.asp
6. <http://www.petro-canada.ca/en/about/666.aspx>
7. Humberto A. Mendoza, José J. Finol, PDVSA y Roger M. Butler, *GravDrain Inc. SAGD, Pilot Test in Venezuela*, SPE No. 53687, 1999
8. C.V. Deutsch, J. A. Mc. Lennan, *Guide to SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) Reservoir characterization Using Geostatistics*, 2005, Centre for Computational Geostatistics.

Bibliografía Capítulo V

1. Informe anual 2007, *Recuperación Secundaria y Mejorada en México*, PEMEX
2. Anuario Estadístico del 2006, PEMEX.

