

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTAR UN
PROCESO SAGD EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO**

Ing. ERIKA MARGARITA TRIGOS BECERRA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTAR UN
PROCESO SAGD EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO**

Ing. ERIKA MARGARITA TRIGOS BECERRA

**Trabajo de grado para optar el título de Magister en Ingeniería Área de
Énfasis: Hidrocarburos.**

Director

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
Ingeniero de Petróleos M.Sc.**

Co-Director

**ANÍBAL ORDOÑEZ RODRÍGUEZ
Ingeniero de Petróleos M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

AGRADECIMIENTOS

A los ingenieros Samuel Muñoz y Aníbal Ordoñez por sus aportes invaluable, pero sobretodo por darme el ánimo que necesitaba para continuar hasta el final y por confiar en mí.

A mis compañeros de trabajo del GRM, por ser mis amigos durante todo este tiempo y por haberme colaborado y entendido durante todo este tiempo.

A todos los integrantes del GRM, pero muy especialmente a los integrantes de la línea de investigación en crudos pesados – SAGD, por su valiosa colaboración en el desarrollo de este trabajo.

Al grupo de ingenieros del Computer Modelling Group Latin America (CMG-LA), especialmente a Juan Carlos Villar y Arnaldo Velasquez por su orientación y asesorías en el uso de las herramientas de simulación usadas en el desarrollo de este proyecto.

DEDICATORIA

*A mi bello angelito Alejandro y su papi,
porque tú llegaste a mi vida,
cuando yo menos te esperaba
cambiando todo lo que conocía
dándome alegría.
Los quiero muchísimo.*

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	18
1. CONTEXTUALIZACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	22
2. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO CON VAPOR SAGD.....	26
2.1 GENERALIDADES DEL PROCESO SAGD.....	26
2.1.1. BREVE RESEÑA HISTORICA.....	26
2.1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	30
2.1.3. ETAPAS DEL PROCESO.....	33
2.1.4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	43
2.1.5. PROBLEMAS COMUNES.....	44
2.2. DESCRIPCIÓN DE LA CAMARA DE VAPOR.....	48
2.2.1. TEORIA DE BUTLER.....	48
2.2.2. TEORIA TANDRAIN.....	51
2.2.3. FENOMENOS EN LA CAMARA DE VAPOR.....	51
2.2.4. FORMACIÓN DE LA CAMARA DE VAPOR EN CRUDOS PESADOS MOVILES.....	54
2.3. APLICACIONES DE CAMPO.....	58
2.3.1. CAMPO SENLAC.....	58
2.3.2. CAMPO LAK RANCH.....	62
3. IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES QUE AFECTAN EL PROCESO SAGD.....	65
3.1. PROPIEDADES DE ALMACENAMIENTO.....	65
3.2. PROPIEDADES DE FLUJO.....	68
3.3. PROPIEDADES DEL ACUIFERO.....	73
3.4. VARIABLES DE DISEÑO.....	74

3.5. ENTORNO ECONOMICO.	78
4. EVALUACION DEL EFECTO DE LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y VARIABLES DE DISEÑO SOBRE EL PROCESO SAGD	81
4.1. EVALUACIÓN PRELIMINAR.	81
4.1.1. MODELOS BASE DE SIMULACIÓN.	81
4.1.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.	85
4.1.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LAS VARIABLES DE DISEÑO.	102
4.2 CONSIDERACIONES EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO SAGD EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO.	106
5. EVALUACIÓN DE ESCENARIOS.	108
5.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.	108
5.2 EVALUACIÓN DEL EFECTO DEL ACUIFERO SOBRE EL PROCESO SAGD.	110
5.3 EVALUACIÓN DEL PROCESO SAGD EN EL AREA DE MENOR ESPESOR	114
5.4 DISEÑO FINAL DEL PROCESO SAGD EN UN AREA SIN PRESENCIA DE ACUIFERO.	117
6. GUIA PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS SAGD.	123
6.1. SELECCIÓN DE YACIMIENTOS Y ZONAS CANDIDATAS A LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO.	123
6.1.2. SELECCIÓN DE YACIMIENTOS CANDIDATOS.	123
6.1.3. SELECCIÓN DE ZONAS PARA LA APLICACIÓN DEL PILOTO.	124
6.2. ESTIMACIÓN INICIAL DE RESULTADOS.	128
6.2.1. MODELAMIENTO ANALITICO.	128
6.2.2. ESTIMACIÓN DE RESULTADOS POR CORRELACIONES.	130
6.3. DETERMINACIÓN DE VARIABLES DE DISEÑO.	131
CONCLUSIONES	135
RECOMENDACIONES	136
BIBLIOGRAFÍA	137

ANEXO A. CONCEPTOS BASICOS EN EL DISEÑO EXPERIMENTAL	142
ANEXO B. EXPERIENCIAS DE CAMPO DEL PROCESO SAGD.....	145

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Fenómeno de cresting en un pozo horizontal	24
Figura 2. Proceso THSF	27
Figura 3. Proyecto UTF	28
Figura 4. SAGD con pozos perforados desde superficie	29
Figura 5. Línea de Tiempo del Proceso SAGD	30
Figura 6. Descripción del Proceso SAGD	31
Figura 7. Cámara de Vapor	31
Figura 8. Distancia entre pozos	32
Figura 9. Crecimiento de la cámara de vapor.	36
Figura 10. Efecto de la permeabilidad sobre el tiempo de inicialización.	40
Figura 11. Comportamiento de la tasa de retorno en el pozo inyector durante la fase inicialización.....	42
Figura 12. Descripción de la Cámara de Vapor según Butler.....	50
Figura 13. Ubicación de la Frontera de No Flujo.....	51
Figura 14 Comportamiento de la Tasa de Producción.....	52
Figura 15. Saturación de Aceite.....	53
Figura 16. Fenómenos presentes en la cámara de vapor.	55
Figura 17. Relación entre viscosidad y distancia entre pozos	56

Figura 18. Líneas de flujo en la formación de la cámara de vapor	56
Figura 19. Movimiento del vapor en crudos pesados móviles	57
Figura 20. Cámara de vapor en crudos convencionales.....	57
Figura 21. Vista superior piloto Senlac.	59
Figura 22. Vista lateral piloto Senlac.	60
Figura 23. Producción piloto Senlac A1.....	61
Figura 24. Producción piloto Senlac A2.....	61
Figura 25. Producción piloto Senlac A3.....	62
Figura 26. Producción piloto Senlac A4.....	62
Figura 27. Vista lateral piloto Lak Ranch	64
Figura 28. Relación entre VPN y espesor	69
Figura 29. Relación entre VPN y permeabilidad	69
Figura 30. Relación entre FR y permeabilidad	70
Figura 31. Efecto de la permeabilidad relativa sobre la tasa de producción de aceite.....	71
Figura 32. Efecto de la viscosidad sobre el factor de recobro.	71
Figura 33. Efecto de la viscosidad sobre la separación entre pozos.	72
Figura 34. Efecto de la gravedad API sobre FR.....	72
Figura 35. Efecto del acuífero de tope sobre el perfil de temperatura.....	74
Figura 36. Efecto del acuífero de tope sobre el perfil de temperatura.....	76
Figura 37. Efecto de la caída de presión en el pozo productor.	79
Figura 38. Curvas de Permeabilidad Relativa	82

Figura 39. Distribución de Permeabilidad y Saturación de Agua en el Modelo Heterogeneo.	84
Figura 40. Metodología para el Analisis de Sensibilidad.....	86
Figura 41. Matriz Experimental usada en el Estudio de las Propiedades del Yacimiento en el Modelo Homogeneo	87
Figura 42. Diagrama de Pareto o de Efectos en el Modelo Homogeneo.	88
Figura 43. Efecto del espesor de la formación sobre la tasa de producción de aceite.	89
Figura 44. Efecto la permeabilidad de la formación sobre la tasa de producción de aceite.	89
Figura 45. Diagrama de Pareto o de Efectos en el Modelo Heterogeneo.....	91
Figura 46. Efecto de la Movilidad del Crudo sobre el Factor de Recobro.	92
Figura 47. Efecto de la Movilidad del Crudo sobre el SOR.	93
Figura 48. Efecto de la Movilidad del Crudo sobre el Corte de Agua.....	93
Figura 49 Efecto de la Viscosidad del Crudo sobre el VPN a bajas permeabilidades.	95
Figura 50 Comportamiento de la Tasa de Producción de Aceite.	96
Figura 51 Crecimiento de la Cámara de Vapor a diferentes valores de viscosidad.	96
Figura 52 Efecto de la Viscosidad sobre el VPN para valores altos de permeabilidad.	97
Figura 53. Efecto del Espesor del Acuífero sobre el Factor de Recobro.	99
Figura 54. Porción de Yacimiento que no es Contactada por la Camara de Vapor.	100
Figura 55. Efecto del Espesor del Acuífero sobre el Factor de Recobro variando la ubicación del Pozo Productor.	100
Figura 56. Barrido del agua en su paso al Pozo Productor.	101

Figura 57. Efecto del Espesor del Acuífero sobre el Corte de Agua.	101
Figura 58. Efecto del Espesor del Acuífero sobre el SOR.	101
Figura 59. Efectos de las variables de diseño sobre el factor de recobro.	103
Figura 60 Efectos de las variables de diseño sobre el corte de agua.	104
Figura 61. Efectos de las variables de diseño sobre el SOR.	105
Figura 62 Correlación para estimar el factor de recobro esperado ($h_{\text{acuífero}} < 15\%$).	107
Figura 63 Correlación para estimar el factor de recobro esperado ($15\% < h_{\text{acuífero}} < 32\%$).	107
Figura 64 Variación de la Permeabilidad en el Modelo de Simulación.	109
Figura 65 Zonas de Afectación del Acuífero.	110
Figura 66 Ubicación de los Pilotos.	111
Figura 67 Producción Acumulada de Aceite para los tres Pilotos SAGD.	113
Figura 68 Distribución de Temperatura para los tres Pilotos SAGD.	113
Figura 69 Producción Acumulada de Aceite para los tres Pilotos CSS.	115
Figura 70 Area Piloto de Menor Espesor.	116
Figura 71 Resultados Obtenidos en el Area Piloto de Menor Espesor.	117
Figura 72. Ubicación del Piloto Final.	118
Figura 73. Camaras de Vapor para el Piloto Final.	121
Figura 74. Graficas de Producción para el Piloto Final.	121
Figura 75. Ejemplo del Screening para selección de Yacimientos.	124
Figura 76. Producción de Aceite Estimada por Modelos Analíticos.	129
Figura 77. Posición de la Camara de Vapor estimada por Modelamiento Analítico.	130

Figura 78. Dispersión de la Función Objetivo.....133

Figura 79. Histogramas de Frecuencia.....134

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros Operacionales.....	32
Tabla 2. Parámetros de Screening.....	33
Tabla 3. Diseño de pozos	39
Tabla 4. Diseño de la fase de inicialización	41
Tabla 5. Propiedades del Campo Senlac.....	59
Tabla 6. Propiedades del Campo Lak Ranch.	63
Tabla 7. Propiedades de tres yacimientos canadienses.	67
Tabla 8. Propiedades Generales del Modelo de Simulación.	82
Tabla 9. Relación Viscosidad - Temperatura.....	82
Tabla 10. Variables de Diseño Iniciales.	83
Tabla 11. Propiedades del Modelo Heterogeneo.	85
Tabla 12. Factores de Yacimiento Estudiados en el Modelo Homogeneo.	86
Tabla 13. Factores de Yacimiento Estudiados en el Modelo Heterogeneo.....	91
Tabla 14. Valores de Permeabilidad y Viscosidad usados en el Analisis de la Movilidad.....	94
Tabla 15. Valores usados en el Calculo del VPN.....	94
Tabla 16. Rangos Optimos de Movilidad.....	98
Tabla 17. Casos Estudiados en la evaluación de parametros de diseño.	102

Tabla 18. Factores de Diseño Estudiados.....	102
Tabla 19. Propiedades del Modelo de simulación.	109
Tabla 20. Características generales del Grid de Simulación.	109
Tabla 21. Criterios Establecidos para Aplicar el Concepto de Conectividad.....	111
Tabla 22. Constrains de los Pozos para el piloto SAGD.	112
Tabla 23. Restricciones de los Pozos para el piloto de Inyección Cíclica de Vapor.	114
Tabla 24. Comparación de Resultados entre CSS y SAGD.	115
Tabla 25. Parámetros de Diseño usados en el Área Piloto de Menor Espesor. ..	117
Tabla 26. Valores usados en el Proceso de Optimización.	119
Tabla 27. Mejores Escenarios de Producción Obtenidos.....	119
Tabla 28. Criterios de Diseño para SAGD Convencional y Movil.	122
Tabla 29. Screening de Aplicación Planteado.	124
Tabla 30. Modelos de Simulación Base para la Selección de Áreas.....	125
Tabla 31. Pesos sugeridos para Yacimientos Homogéneos sin Acuífero.	126
Tabla 32. Pesos sugeridos para Yacimientos Heterogéneos con Acuífero.	127
Tabla 33. Matriz de Influencia sugerida para el Proceso de Optimización.....	133

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTAR UN PROCESO SAGD EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO*

AUTORES: Ing. ERIKA MARGARITA TRIGOS BECERRA**

PALABRAS CLAVES: Cámara de Vapor, Diagrama de Pareto, Factor de Recobro, Movilidad, Matriz Experimental, SAGD, Simulación Numérica, Valor Presente Neto, Variables de Diseño.

El proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor SAGD, ha sido aplicado exitosamente en los yacimientos de arenas bituminosas de Alberta, Canadá a tal punto de ser catalogada como una tecnología comercialmente probada. Sin embargo, una de las principales limitaciones para la expansión de este método más allá de las fronteras canadienses radica en que no se ha determinado con exactitud el efecto de la movilidad del crudo sobre los resultados del proceso.

Bajo este orden de ideas, y teniendo en cuenta la existencia en países latinoamericanos como Colombia y Venezuela de yacimientos de crudo pesado que por sus características particulares no han podido ser desarrollados bajo otros métodos de recobro, resulta de gran interés y actualidad llevar a cabo un estudio donde se determine si es posible o no aplicar SAGD en yacimientos cuyas propiedades difieran de aquellas para las cuales el método fue desarrollado originalmente.

En este estudio se evalúa en un modelo de simulación 2D el efecto de propiedades como viscosidad, permeabilidad, espesor y presencia de acuífero sobre el factor de recobro, producción de agua y relación aceite – vapor. Así mismo, se muestra el impacto de las variables de diseño en los pozos productor e inyector al implementar SAGD en cuatro diferentes escenarios de producción: yacimientos homogéneos y heterogéneos con y sin acuífero de fondo.

Finalmente, se presenta el diseño del proceso SAGD para un piloto de campo en un yacimiento de crudo pesado colombiano con presencia de acuífero, determinando para este la localización óptima con respecto al acuífero y seleccionando los parámetros de pozo que mejores resultados arrojan. Los resultados finales son contrastados con los obtenidos al implementar estimulación cíclica con vapor.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos.
Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

ABSTRACT

TÍTULO: TECHNICAL EVALUATION OF THE FEASIBILITY FOR IMPLEMENTING A SAGD PROCESS IN HEAVY OIL RESERVOIRS *

AUTORES: Ing. ERIKA MARGARITA TRIGOS BECERRA**

PALABRAS CLAVES: Steam Chamber, Pareto's Plot, Recovery Factor, Mobility, Experimental Matrix, SAGD, Numerical Simulation, Present Net Value, Design Variables.

The process of gravitational drainage assisted with SAGD steam, has been applied successfully in the bituminous sands of the reservoirs in the Alberta, Canada to the point where it is categorized as a commercially approved technology. Nevertheless, one of the main limitations for the expansion of this method beyond the Canadian borders lies in the fact that it has not been determined with accuracy the effect of the mobility of the oil over the process' results.

In this sense and taking into account the existence of heavy oil reservoirs in Latin-American countries such as Colombia and Venezuela that due to their particular characteristics have not been developed under other recovery techniques, turn out to be really interesting and current to carry out a study in which it is determined if it is possible or not to apply SAGD in reservoirs which properties differ from those for which the method was originally developed.

In this study it is evaluated in a 2D simulation model the effect of properties such as viscosity, permeability, thickness and aquifer presence over the recovery factor, water production and steam-oil relation. Likewise, it is shown the impact of the design variables in the producer and injector wells when implementing SAGD in four different producer scenarios: homogeneous and heterogeneous reservoirs with or without a bottom aquifer.

Finally, it is presented the SAGD process design for a field pilot in a Colombian heavy oil reservoir with the presence of an aquifer, determining for this reservoir the optimum location in relation with the aquifer and selecting the well's parameters that provide the best outputs. The final results are compared with the obtained one when implementing the cyclic steam stimulation.

* Grade work.

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering.
Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

INTRODUCCIÓN

El proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor, SAGD, es una técnica de recuperación mejorada que involucra el uso de pozos horizontales e inyección de vapor. SAGD ha sido probado con éxito en yacimientos de bitumen, los cuales se caracterizan por ser poco profundos, presentar viscosidades superiores a 10.000 centipoises, así como altas permeabilidad verticales y horizontales que en algunos casos alcanzan hasta 5.000 milidarcies. Cuando una técnica ha demostrado ser comercialmente aplicable, se busca su implementación en nuevos escenarios, entre los que se incluyen para este caso yacimientos de crudo pesado que presentan algún grado de movilidad, con capa de gas, acuífero e intercalaciones de arcilla.

Este estudio busca determinar la aplicabilidad del proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado, que presentan algún grado de movilidad y que pueden o no estar asociados con acuíferos de fondo. Para alcanzar este objetivo, se desarrolló una investigación del tipo experimental usando el software STARS de CMG, el cual fue seleccionado por ser uno de los mejores simuladores de procesos térmicos. También se usó como complemento la herramienta CMOST, la cual facilita el manejo de diseños experimentales y optimizaciones en la simulación numérica de yacimientos.

La primera etapa de este trabajo, consistió en la recopilación y análisis de información de campo, estudios experimentales y trabajos de simulación donde se evaluará el efecto de propiedades de roca y fluido, así como de variables de diseño y condiciones externas sobre el desempeño de un proceso SAGD. A partir de esta revisión, se establecieron los factores de estudio y variables de respuesta

a ser tenidas en cuenta en el estudio. Entre las variables de respuesta seleccionadas se encuentran el valor presente neto y el factor de recobro. Como factores de estudio se tienen: viscosidad del crudo, permeabilidad de la formación, espesor del acuífero, tasas y presiones de inyección, entre otras.

Una vez establecidas las variables de análisis, se construyeron cuatro modelos conceptuales de simulación en dos dimensiones, donde se representó la implementación del proceso SAGD en un yacimiento de crudo pesado bajo diferentes escenarios: yacimiento homogéneo con o sin acuífero y yacimiento heterogéneo con o sin acuífero.

Luego de haber analizado los factores de estudio y de determinar su grado de incidencia sobre el proceso SAGD, se prosiguió con la representación de este proceso en un sector model de un yacimiento colombiano de crudo pesado, que presenta algunas zonas afectadas por un acuífero. En este modelo, se evaluó el efecto de la ubicación del piloto con referencia al cuerpo de agua, la importancia del espesor de la formación y de variables de diseño como la ubicación en profundidad de los pozos y la separación horizontal entre pares. Finalmente, el procedimiento planteado en este trabajo, así como los resultados alcanzados, son generalizados en una guía básica para el diseño de procesos SAGD, la cual tiene por objeto facilitar futuros estudios de implementación de la técnica en Colombia.

El texto se dividió en seis capítulos. En el primero de ellos se presenta la situación problema que motivo el desarrollo de este trabajo. En el segundo se muestra una revisión de los avances investigativos que se han alcanzado en torno a la tecnología SAGD. Posteriormente en el capítulo 3, se presenta una identificación de parámetros que afectan el proceso de acuerdo a la información disponible en la literatura. La determinación del efecto de las propiedades del yacimiento y variables de diseño sobre el proceso SAGD se encuentra en el capítulo 4. En el

capítulo 5 se presenta el estudio de la aplicación a campo del proceso y finalmente, se presenta en el capítulo 6 una guía básica de diseño.

1. CONTEXTUALIZACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El proceso SAGD ha sido aplicado exitosamente en yacimientos de bitumen, los cuales se caracterizan por presentar movilidad muy baja. En Colombia se tienen yacimientos de crudo pesado que presentan continuidad areal por lo que se consideran buenos candidatos para la aplicación del proceso SAGD; sin embargo, la movilidad del crudo de estos yacimientos es mayor a la que se encuentra en las arenas bituminosas de Canadá donde el proceso ha sido exitoso.

Si la movilidad del crudo aumenta considerablemente, no se tiene la certeza sobre si la cámara del vapor se forma correctamente o no. Esta duda surge específicamente por la existencia de un antecedente histórico en California donde más de una docena de pilotos SAGD fracasaron como consecuencia de la movilidad del crudo¹. Sin embargo, casos exitosos como el de Tía Juana^{2 3} en Venezuela o Senlac en Canadá hacen pensar que el fracaso en California se debió a un diseño inadecuado de los parámetros operacionales al no considerar en este la viscosidad del crudo.

De acuerdo a lo expuesto en el párrafo anterior, no se puede asegurar con certeza si es factible o no la aplicación del proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado, hasta tanto no se lleve a cabo un estudio detallado que involucre conjuntamente la selección de las variables de diseño y su efecto en las propiedades del yacimiento y despeje dudas sobre aspectos que afectan el

¹ FAROUQ ALI. Metodos de Recobro. Maestría en Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. 2007.

² H. MENDOZA, J. FINOL & R. BUTLER. SAGD, Pilot Test in Venezuela; SPE 53687.

³ TERRATEK & PORTILLO. Mechanical and Thermal Properties of Unconsolidated Sands and Its Applications to the Heavy Oil SAGD Project in the Tia Juana Field, Venezuela. SPE 54009.

desempeño del proceso tales como: separación entre pozos, tasas de inyección/producción y caídas de presión.

Adicional a la incertidumbre referente a la movilidad del crudo, existe entre la comunidad científica dedicada al estudio del proceso, puntos de vista contradictorios acerca del grado de incidencia de la presencia de acuífero en el yacimiento donde se piense aplicar el proceso SAGD, puesto que este trae consigo problemas como el colapso de la cámara de vapor, aumento de las pérdidas de energía e invasión de fluidos; pero, no existe un estudio con base en el cual se pueda afirmar que la presencia de acuífero es totalmente decisiva para limitar la aplicación del proceso SAGD.

Entre los retos de diseño que vienen asociados a la implementación del proceso SAGD en yacimientos que presentan acuífero activo, se tienen los siguientes:

- **Pérdidas de energía.** Debido a la alta conductividad térmica del agua y a que, generalmente, los acuíferos de fondo ocupan áreas de gran extensión, se generan grandes pérdidas de energía.

- **Invasión de los fluidos.** Si se presenta migración del agua proveniente del acuífero a la cámara de vapor, la energía de esta es desperdiciada en calentar esa masa de agua adicional. Adicionalmente, cuando la presión de la cámara de vapor excede la presión del acuífero, ocurre migración del vapor hacia el acuífero, perdiéndose gran cantidad de la energía inyectada.⁴ De igual manera, se puede presentar invasión del aceite del yacimiento al acuífero⁵.

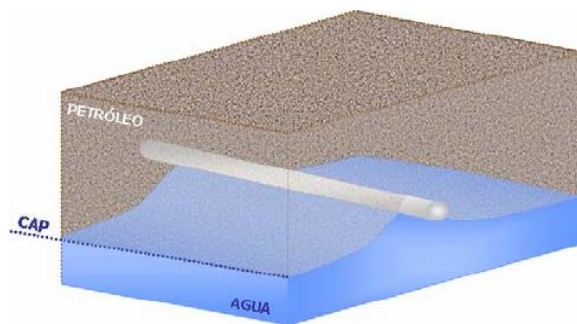
⁴ A.K SINGHAL, S.K. DAS. Screening of reservoirs for exploitation by application of steam assisted gravity drainage/vapex processes. Spe 37144, 1996.

⁵ M. KASRAIE, A. K. SINGHAL, Y. ITO. Screening and Design Criteria for Tangeflas Type SAGD Projects. SPE 37571. 1997.

- **Fenómeno de crestring.** Este fenómeno aumenta notablemente la producción de agua y se presenta por los gradientes de presión establecidos alrededor de la cara de la formación, los cuales son requeridos para la producción de fluido. Estos gradientes de presión tienden a deformar hacia arriba la superficie de contacto agua aceite en la vecindad del pozo, en donde los gradientes de presión son más severos, como se muestra en la figura 1, La baja movilidad del crudo pesado en comparación con el agua también contribuye a esta situación, lo cual se evidencia en la tasa crítica de producción de agua, la cual mientras para un aceite liviano se encuentra alrededor de 32 bls/día, para un crudo pesado es de tan solo 6 bls/día.

- **Tasas de producción inviables.** Como consecuencia del aumento de la producción de agua, los costos de separación de fluidos en superficie se aumentan, además disminuye la producción de aceite afectándose la rentabilidad del proyecto. Esto teniendo en cuenta que ya sin la presencia de acuífero la producción de agua es alta, produciéndose 3 barriles de agua por cada barril de aceite.⁶

Figura 1. Fenómeno de crestring en un pozo horizontal



A pesar de las situaciones problemáticas expuestas anteriormente, se han presentado algunas aplicaciones exitosas como el caso de las formaciones

⁶ A.K SINGHAL. Op. Cit.

Senlac^{7 8} y Tangeflas⁹ en Canadá, lo cual confirma la creencia de algunos investigadores^{10 11 12 13} quienes sostienen que con un estudio adecuado de las variables de diseño se puede alcanzar el éxito bajo estas condiciones de operación.

Esta investigación tiene por objeto, obtener información para conocer si es posible o no la implementación de un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado, así como determinar el grado de incidencia de la presencia de acuífero de fondo sobre el proceso SAGD. Una vez determinada la viabilidad de la aplicación de este proceso en el tipo de yacimiento mencionado, se seleccionaron los parámetros críticos de diseño para un piloto que cumpla con estas características.

El aporte fundamental fue determinar las condiciones de yacimiento y parámetros operacionales bajo los cuales es posible aplicar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado, así como diseñar un piloto para aplicar el proceso en un campo colombiano.

⁷N.R. EDMUNDS & J.C. SUGGETT. Design of a commercial SAGD heavy oil project. SPE 30277, 1995.

⁸C.CHAKRABARTY, G. RENARD, J.P. FOSSEY, C. GADELLE; "SAGD Process in the East Senlac Field: From Reservoir Characterization to Field Application"; UNITAR Conference; Beijing, China, 1998.

⁹A. SINGHAL, Y. ITO, M. KASRAIE. Screening and Design Criteria for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Projects. SPE 50410, 1998.

¹⁰DUSSAULT. Op. Cit.

¹¹A. SINGHAL Op Cit. P 3.

¹²W. K. WOOD, C. REZK, B. D. FELTY. Other Criteria Affecting SAGD Performance in McMurray Formation. Alberta Department of Energy. Abril 1997.

¹³D. A. REDFORD, R. W. LUHNING. In Situ Recovery from the Alberta Oil Sands Past Experience and Future Potencial. PS 95-24. 46th ATM. Mayo 2001.

2. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO CON VAPOR SAGD.

En este capítulo se presenta una revisión bibliográfica de los avances investigativos que se han alcanzado en torno a la tecnología SAGD desde sus orígenes, en la década del setenta, hasta la actualidad cuando se ha consolidado como uno de los métodos de recobro que más aplicabilidad tiene en los yacimientos de crudo extrapesado.

2.1 GENERALIDADES DEL PROCESO SAGD.

El proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD)^{14,15,16} es una de las técnicas emergentes para la recuperación de crudo pesado, y bitumen que mejores resultados ha reportado, llegando a alcanzar en los mejores casos factores de recobro cercanos al 70%. Este método de recobro fue desarrollado inicialmente como alternativa para la extracción de arenas bituminosas de Athabasca (Alberta, Canadá) las cuales se caracterizan por presentar fluidos con viscosidad mayor a 10000 cp, permeabilidad horizontal mayor a 3 Darcy y relación entre permeabilidad horizontal y vertical mayor a 0.5. Los proyectos más exitosos están ubicados en esta misma zona y son de acuerdo al Dr. Farouq Ali, Foster Creek, Cristina Lake, Suncor Firebav y Mackay River. Más adelante en este mismo capítulo se explica más detalladamente en qué consiste la técnica.

2.1.1. BREVE RESEÑA HISTORICA. Los orígenes del proceso SAGD se remontan a 1958 cuando Pirson, Wong y Ramsey propusieron por primera vez la

¹⁴ CLARK Brian. Heavy Oil, Extra-Heavy Oil and Bitumen Unconventional Oil. NPC Global Oil and Gas Study. Julio 18-2007.

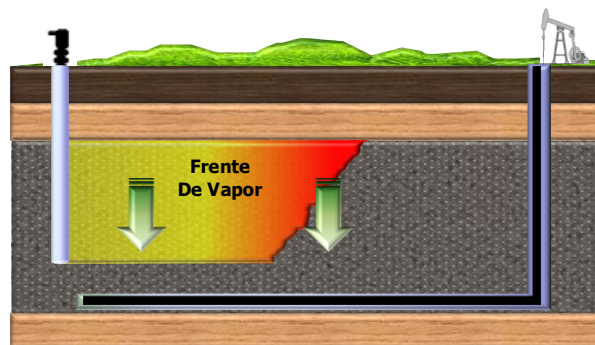
¹⁵ DUSSEAUULT Maurice. Hydrocarbon from Non-Conventional Sourcer: Heavy and Extra Heavy Oil. Canada: Waterloo University. Cap 2.1.

¹⁶ BUTLER Roger. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. University of Calgary. ISBN 0-9682563-0-9. Alberta, Canada. 1998.

combinación de los procesos de recuperación térmica con el drenaje gravitacional en dos procesos llamados Inyección de Vapor con Drenaje Gravitacional (SIGD) e Inyección de Aire con Drenaje Gravitacional (AIGD), SIGD es en su esencia igual al proceso SAGD pero con la diferencia de que el primero usa pozos verticales y el segundo involucra pozos horizontales.

Fueron necesarios veinte años de investigación continua, para que se implementara en campo el primer piloto de este tipo de procesos que involucran fuerzas gravitacionales, en Cold Lake (Canadá) bajo la dirección del Dr. Roger M. Butler y la operación de Imperial Oil Limited. Este piloto consistió de un pozo inyector vertical y un pozo horizontal productor cercano a la base de la formación en una configuración similar a la presentada en la figura 2, Este proceso es hoy conocido como Toe to Heel Steam Flooding (THSF).

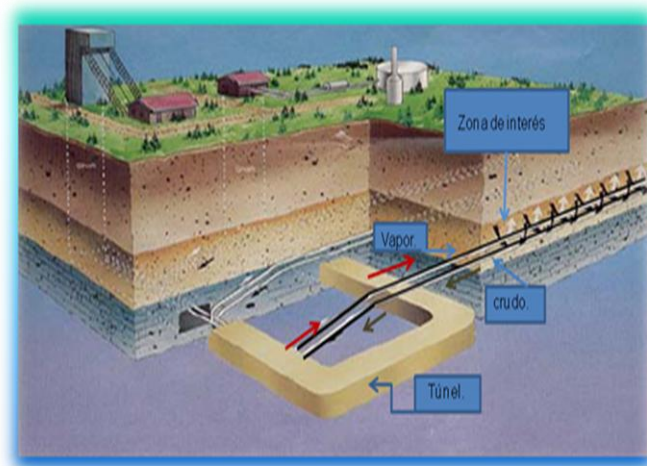
Figura 2. Proceso THSF



En el año de 1987 se realizó el primer piloto SAGD exitoso en la provincia de Alberta en Canadá sobre la formación McMurray; conocido como UTF (Underground Test Facilities) porque los tres pares de pozos horizontales fueron perforados desde túneles, como se muestra en la figura 3. Los resultados favorables dieron lugar a que años después se realizaran otras dos campañas de perforación con el fin de obtener la información necesaria para extender su aplicación a una escala comercial. Este proyecto fue el punto de partida que

incentivo a las demás compañías a extender la aplicación de la técnica a otros campos con características similares. Es así como en 1995 CS Resources desarrolla el primer proyecto a escala comercial en el campo Senlac en Saskatchewan (Canadá), Este costó cerca de 30 millones de dólares y fue diseñado para manejar una capacidad de 5000 Bbls/día.

Figura 3. Proyecto UTF



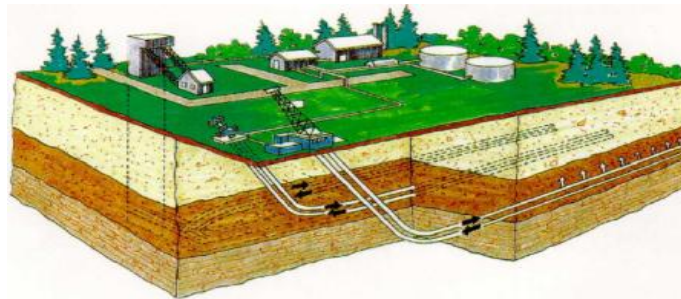
Con la masificación del uso de los pozos horizontales en la década del 90's, los procesos SAGD pronto se extendieron hacia otros países, donde los yacimientos de crudo pesado no son tan someros como en Canadá y al no ser posible la perforación desde túneles, se requiere que los pozos sean perforados desde superficie, usando en algunos casos taladros inclinados, como se muestra en la figura 4. En 1997 la técnica es probada en Venezuela, en el campo Tía Juana. Dos pares de pozos fueron perforados alcanzando un factor de recobro del 60 % y una relación de 0.8 barriles de petróleo producido por Barril de vapor inyectado (OSR).

Para el año 2008, cerca de 74 pilotos habían sido desarrollados y 13 más se encontraban en la fase de diseño, para su aplicación en los próximos cinco años.

Hoy en día muchos proyectos a gran escala están en marcha, entre los cuales cabe resaltarse el campo Creek en Alberta, Canadá, desarrollado por la compañía ENCANA, donde se ha alcanzado un factor de recobro cercano a 38% y se produce crudo de 10^o API.

Por la masificación que ha tenido este proceso, hoy es considerado una técnica comercial, haciendo claridad en que a pesar de que se han desarrollado muchas variantes del proceso SAGD como el Single Well SAGD, este método solo ha sido exitoso en su forma convencional (par de pozos horizontales).

Figura 4. SAGD con pozos perforados desde superficie



Fuente. O'ROURKE¹⁷

En el corto y mediano plazo, las perspectivas del proceso SAGD apuntan a su aplicación en yacimientos bajo condiciones no ideales, incluyendo aquellos con presencia de acuífero, así como en yacimientos fracturados y carbonatados.

Además de los nuevos campos de aplicación, los esfuerzos se encaminan en comprender la física del proceso, pues aun no existe consenso en aspectos como el desarrollo real de la cámara de vapor, el efecto de algunas propiedades del yacimiento sobre los resultados del proceso y el comportamiento geomecánico. En la figura 5, se esquematiza el desarrollo histórico del proceso SAGD.

¹⁷ O'ROURKE, J. UTF project status update, JCPT. May 1997.

Figura 5. Línea de Tiempo del Proceso SAGD



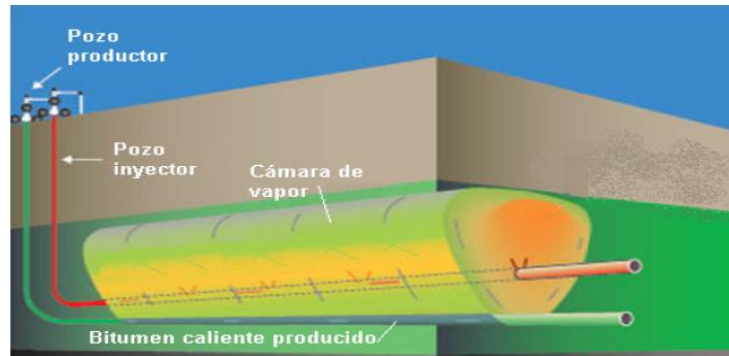
2.1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO. La Segregación Gravitacional Asistida por Vapor SAGD, es una técnica que emplea como único mecanismo de producción de petróleo el drenaje gravitacional, aprovechando de manera combinada los mecanismos de conducción y convección del calor, proporcionado por una cantidad de vapor que es inyectada a una formación que contiene crudo pesado. Debido a la diferencia de densidades, el vapor tenderá a ascender hasta el tope de la formación, mientras que el crudo y el condensado se movilizarán en sentido contrario.

Un sistema SAGD se compone de dos pozos horizontales y paralelos entre si, ubicados uno encima del otro. Debido a la poca movilidad que usualmente poseen los crudos pesados, se utiliza una distancia de unos pocos pies entre los pozos para que el petróleo pueda fluir hacia el pozo inferior. En Canadá generalmente se usan distancias de 15 pies.

Para el funcionamiento del sistema, una cierta cantidad de vapor es inyectada de manera continua a través del pozo superior con el objetivo de formar una cámara de vapor alrededor de este pozo. Este vapor servirá para calentar el crudo y

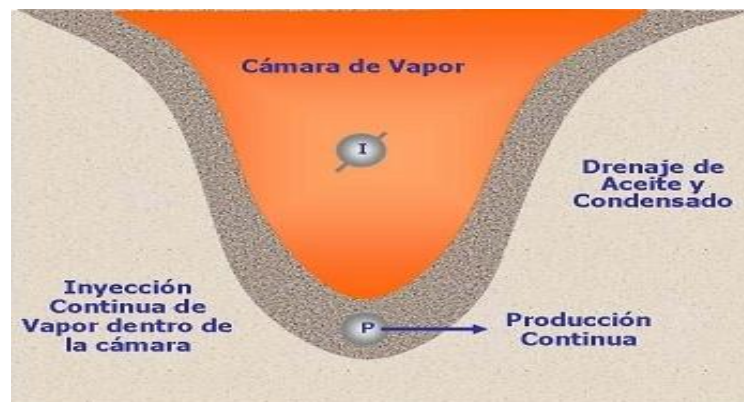
reducir su viscosidad, haciendo que por gravedad fluya hacia abajo y sea producido a través del pozo inferior. Esta configuración se muestra en la figura 6.

Figura 6. Descripción del Proceso SAGD¹⁸



El vapor ocupa los espacios que va dejando el petróleo producido, permitiendo el crecimiento de la cámara. Inicialmente el movimiento del vapor se da preferencialmente en dirección vertical, adoptando la forma de elipse. Una vez la cámara de vapor ha alcanzado el tope de la formación, comienza a extenderse lateralmente, adoptando la forma de la figura 7.

Figura 7. Cámara de Vapor



Fuente: R. M. BUTLER¹⁹

¹⁸ CASTRO, Luis. Feasibility of SAGD implementation, C sand, Morichal-01 reservoir, Jobo-02 field. Louisiana. SPE, 2001.

¹⁹ BUTLER, R.M. Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future. JCPT, 1994.

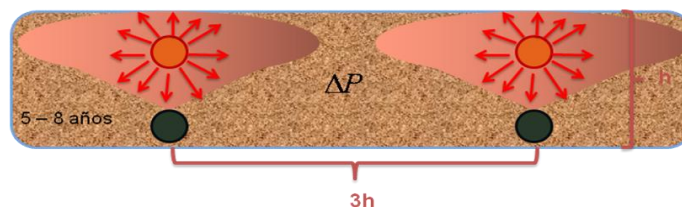
El pozo productor se debe perforar cercano a la base de la formación. Generalmente el pozo inyector se ubica a una distancia de entre 12 y 30 pies del productor, de acuerdo a las condiciones de movilidad que se presenten. La longitud de los pozos horizontales dependerá de la geología, buscando que el área atravesada presente continuidad geológica, pues de lo contrario se pueden presentar problemas en el crecimiento de la cámara de vapor. En la tabla 1 se presenta un resumen de los parámetros operacionales típicamente usados en los yacimientos de bitumen en Canadá.

Tabla 1. Parámetros Operacionales

PARÁMETRO	VALOR	OBSERVACIÓN
SOR	2.4 - 3	
OPEX	20U\$/Bls	Combustible: CH ₄
FR	65-75%	No se presenta digitación viscosa
Separación entre pilotos / espesor	3.0 – 4.0	Evitar superposición de las cámaras de vapor
Longitud pozos	500 – 1300 m	Rentabilidad de la producción
Tiempo de inyección	5 – 8 años	

La duración normal del proceso oscila entre 5 y 8 años, momento a partir del cual se considera la implementación de una nueva fase llamada mejoramiento del proceso o ESAGD. Para esto, son necesarios por lo menos dos pares de pozos, a una distancia que oscila entre tres y cuatro veces el espesor de la formación, como se muestra en la figura 8. El mejoramiento del proceso consiste en aumentar la presión en una de las cámaras para que esta migre hacia la otra y se pueda alcanzar la zona no barrida entre pozos.

Figura 8. Distancia entre pozos



2.1.3. ETAPAS DEL PROCESO. En el diseño e implementación en campo de un proceso SAGD se pueden identificar cinco etapas principales, éstas son: selección del área de aplicación, diseño de pozos, etapa de inicialización o **start up**, etapa de desarrollo y mejoramiento.

2.1.3.1. SELECCIÓN DEL AREA PILOTO. La selección del área donde se aplicará el proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor, debe estar respaldada por una buena caracterización del yacimiento, que incluya análisis de registros, corazonamiento, estudios sísmicos y evaluación de los parámetros de screening de aplicación. En la tabla 2, se presenta una guía de las propiedades que debe presentar un yacimiento para que la aplicación del proceso SAGD sea factible. A continuación, se presenta una explicación del efecto de los parámetros presentados en la tabla 2.

Tabla 2. Parámetros de Screening

PARÁMETRO	VALOR
Viscosidad	>10000 cp
°API	10°-21°
Profundidad	500-3000 ft
K_h	>0.50 D
K_v	>0.25 D
Espesor	>50 pies
$h_{\text{neto}}/h_{\text{bruto}}$	>90%
h_{shale}	<1 m
Espesor de Acuífero	<1 m
Contenido de Aceite	>500 bls/acre-pie

Fuente. M. DUSSEAULT²⁰.

²⁰ DUSSEAULT Maurice. Diplomado en crudos pesados. Modulo V: "Gestión de Proyectos para el Desarrollo de Campos de Crudo Pesado y Nuevas Tecnologías". Bucaramanga 2008.

Permeabilidad. Debido a que la base del SAGD es el drenaje gravitacional, la permeabilidad de la formación, en especial la vertical, tiene un fuerte control sobre la tasa de producción, por lo que la variación de permeabilidad dentro del yacimiento tendrá un fuerte efecto en el proceso.

Espesor Neto. El mínimo espesor en el cual puede ser aplicado SAGD convencional es de 45 pies, puesto que en espesores menores no es posible la ubicación de los dos pozos paralelos, y no se puede desarrollar la cámara de vapor.

Saturación de aceite. Debido a que el SAGD no realiza un empuje del petróleo, sino que utiliza el intercambio de calor entre fluidos, y posteriormente la gravedad, como mecanismo de recobro, es recomendable que en el yacimiento no existan zonas con altas saturaciones de agua, pues estas pueden actuar como zonas ladronas de energía y disminuir el factor de recobro.

Gas en Solución. Es importante la presencia de cierta cantidad de metano en el yacimiento, porque este gas controla el contra flujo que se presenta en dirección vertical, y por ende el crecimiento de la cámara de vapor; entonces, en caso de que el fluido del yacimiento presente pobre contenido de metano, es recomendable la inyección de este gas por pozos adicionales al patrón.

Movilidad del crudo. El proceso SAGD ha sido diseñado específicamente para bitumen, el cual por su alta viscosidad no es móvil a condiciones del yacimiento. Sin embargo, es posible aplicar SAGD en crudos pesados móviles, modificando los parámetros de diseño, y teniendo en cuenta que el proceso de formación de la cámara difiere al caso del bitumen.

Conductividad Térmica de la Roca. Para que se presente un intercambio homogéneo de calor entre el vapor inyectado y el crudo del yacimiento, es necesario que las rocas de la formación de interés posean una alta conductividad térmica. Formaciones con baja conductividad térmica representan grandes costos en cuanto a la energía utilizada, lo cual disminuye la viabilidad financiera de proyectos térmicos en dichos yacimientos.

Otras características importantes que pueden llegar a afectar el desempeño del proceso y que bajo ciertas circunstancias pueden impedir su aplicación son: presencia de intercalaciones de arcillas, presencia de acuífero activo y presencia de capa de gas.

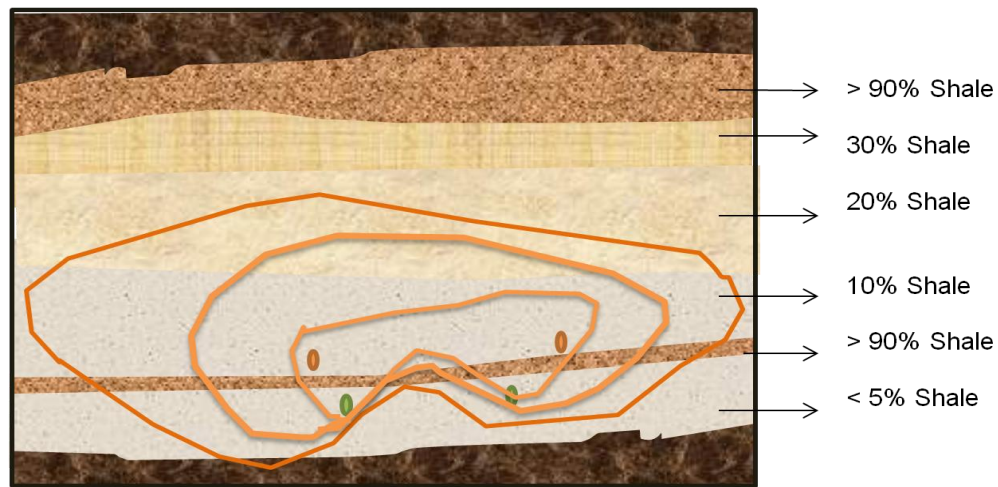
Acuífero activo. Aunque bajo estas condiciones se puede aplicar el proceso, controlar la entrada de agua es difícil, ya que se debe mantener la relación entre la caída de presión y la distancia vertical entre pozo productor y nivel de agua cercano a uno, lo cual implica una mayor presión de inyección para poder mantener la presión de la cámara. Desde un punto de vista económico, el influjo de agua aumenta los costos del proceso porque se requiere calentar un exceso de agua.

Intercalaciones de arcilla. Los shales o arcillas, se comportan de manera diferente a las arenas cuando son sometidos a inyección de vapor. Este tipo de roca, tiende a fracturarse con el aumento de la temperatura. Por lo tanto, si se tiene una formación con intercalaciones de arcilla de espesor menor a un metro es posible aplicar el proceso SAGD ya que estas se fracturaran y permitirán que exista continuidad entre los pozos. Incluso, de acuerdo con algunos autores²¹ en determinadas ocasiones, estas capas son de gran ayuda, pues pueden ayudar a confinar verticalmente la zona de vapor; siempre y cuando su espesor no supere un metro y no representen más del 10% de la formación. En la figura 9, se

²¹ A. SINGHAL, Y. ITO, M. KASRAIE. Screening and Design Criteria for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Projects; SPE 50410, 1998.

presenta la formación de la cámara de vapor en el proyecto UTF, donde en las arenas superiores de más de 20% de contenido de arcillas no hubo una buena propagación de la cámara de vapor; sin embargo, no se presentaron inconvenientes con una delgada intercalación de arcilla que separaba las arenas inferiores.

Figura 9. Crecimiento de la cámara de vapor.



Fuente. Ito & Suzuki.²²

Capa de gas. La presencia de una capa de gas, limita el crecimiento de la cámara de vapor, toda vez que este proceso es limitado por el espesor de la formación. Sin embargo, de acuerdo con algunos autores, la presencia de una delgada capa de gas puede evitar las pérdidas de calor a los demás estratos debido a la baja conductividad térmica de este fluido.

2.1.3.2. DISEÑO DE POZOS. En esta etapa se deben determinar factores como la ubicación en profundidad de los pozos, la distancia entre estos, el tipo de aislante, el diámetro, el tipo de completamiento y el sistema de levantamiento artificial en el caso del pozo productor.

²² ITO & SUZUKI. Numerical Simulation of the SAGD Process in the Hangiston Reservoir . JCPT1996. P. 14.

Algunos autores plantean la posibilidad de alcanzar factores de recobro alrededor del 70% en la aplicación de este proceso. Sin embargo, se debe tener en cuenta que estos resultados solo serán factibles bajo determinados parámetros operacionales, los cuales por razones técnico-económicas no son viables en todos los casos. Por ejemplo, se recomienda que el espaciamiento horizontal entre pozos oscile entre 3 o 4 veces el espesor neto de la formación con el objetivo de obtener un mejor barrido volumétrico de la formación; pero, un espaciamiento de este tipo, solo será posible en yacimientos someros, donde el costo de la perforación no sea muy elevado.

La longitud de los pozos está directamente relacionada con la economía del proyecto, puesto que cuanto mayor sea ésta, se tendrá un área de drenaje mayor pero también será necesaria una mayor inversión inicial, representada en costos de perforación y completamiento. Por otra parte, al aumentar la longitud de la sección horizontal del pozo, también aumentan las posibilidades de que la cámara de vapor no se forme uniformemente y que por el contrario el vapor irrumpa más tempranamente en algunas secciones formando canales preferenciales del flujo, por lo cual es recomendable usar como criterio la continuidad geológica del yacimiento.

La distancia vertical entre pozos oscila entre 12 y 24 pies, y debe estar acorde a las propiedades del hidrocarburo (bitumen, crudo extrapesado o pesado), disminuyendo a medida que aumenta la viscosidad. Para la determinación de esta distancia, se debe tener en cuenta que la perforación de dos pozos paralelos horizontales requiere un espaciamiento de aproximadamente 6 pies, y que a medida que aumente la separación entre pozos, se debe calentar una mayor cantidad de fluido, lo cual se traduce en una mayor duración de la fase de inicialización. Entonces, se debe seleccionar la menor distancia entre pozos en la

cual no se vea comprometido el crecimiento de la cámara de vapor y por tanto el factor de recobro del proceso.

Otro de los factores importantes a tener en cuenta en el diseño de los pozos para la implementación de un proceso SAGD, es el tipo de completamiento y la selección del tipo de aislante con que se recubrirá la tubería. Para el pozo inyector, el tubing debe extenderse hasta el toe, puesto que en la fase de inicialización el vapor es inyectado por el tubing y producido por el anular. Para el pozo productor, se usa una sarta de producción con doble tubing, uno de ellos va desde superficie hasta el toe y el otro hasta el heel. En la fase de inicialización, el vapor es inyectado por el tubing más largo, fluye por la sección horizontal y finalmente es producido por el tubing más corto.

La diferencia en el tipo de pozos, obedece a que en la fase de desarrollo son necesarias las dos tuberías en el pozo productor para drenar efectivamente los fluidos, evitando un diferencial de presión que favorezca la canalización del vapor; adicionalmente, el hecho de producir el condensado por una tubería y no por el anular, reduce el intercambio de calor en la fase de inicialización permitiendo alcanzar una mayor calidad de vapor en fondo. La selección del aislante térmico a usar, las secciones de tubería que serán aisladas y el diámetro de la misma presentan un efecto directo sobre el desarrollo de la fase de inicialización, por tanto, se incluyen en el diseño de esa etapa. En la tabla 3, se presenta un resumen de los criterios a usar en el diseño de los pozos para el proceso SAGD.

2.1.3.3. FASE DE INICIALIZACIÓN. La fase de inicialización o **start up** de un proceso SAGD, tiene como finalidad alcanzar comunicación entre pozos y se puede desarrollar de dos maneras: inyectando un solvente previo a la inyección de vapor o circulando vapor simultáneamente por el pozo productor e inyector, esta

forma es la más usada y es conocida como precalentamiento. Esta etapa se define como el periodo de tiempo transcurrido entre el momento en el cual se inicia la circulación de vapor en ambos pozos, hasta el instante en que se detiene la inyección en el pozo productor.

Tabla 3. Diseño de pozos

PARÁMETRO	CRITERIO SELECCIÓN
Ubicación Areal	Seleccionar de acuerdo a la geología el área que mejor se ajuste al screening.
Ubicación Vertical	Seleccionar el pozo productor lo más cercano posible al fondo de la formación.
Distancia Vertical	9 – 24 pies Analizar el comportamiento del factor de recobro y la distribución de fluidos en el yacimiento mediante simulación numérica.
Distancia Horizontal	Se recomienda que sea el triple del espesor de la formación para maximizar FR; sin embargo, requiere de análisis económico 1500 – 3000 pies
Longitud Sección Horizontal	Seleccionar la longitud de mejor relación costo – beneficio (análisis económico), verificando que no se presenten problemas de canalización (simulación numérica)
Completamiento	Varia de pozo productor a inyector y se determina a mayor detalle en el diseño de la fase de inicialización

La selección de los parámetros operacionales, se debe enfocar a alcanzar un calentamiento uniforme tanto en la sección de yacimiento que separa el pozo productor del inyector como a lo largo de las secciones horizontales de ambos pozos. Es importante que el tiempo de duración de esta fase sea la mínima cantidad de tiempo, en la cual se presente un calentamiento uniforme sin reportar problemas operacionales. Esto, porque en la inicialización la producción de hidrocarburos es mínima y por tanto no se están registrando entradas significativas de capital al proyecto. El diseño de esta fase, incluye la determinación de parámetros como tasa de circulación, caída de presión entre pozos, tiempo de aplicación del diferencial de presión y tiempo de conversión a la fase de desarrollo. La selección de los parámetros involucrados, generalmente se apoya de estudios de simulación numérica, teniendo en cuenta los criterios presentados en la tabla 4.

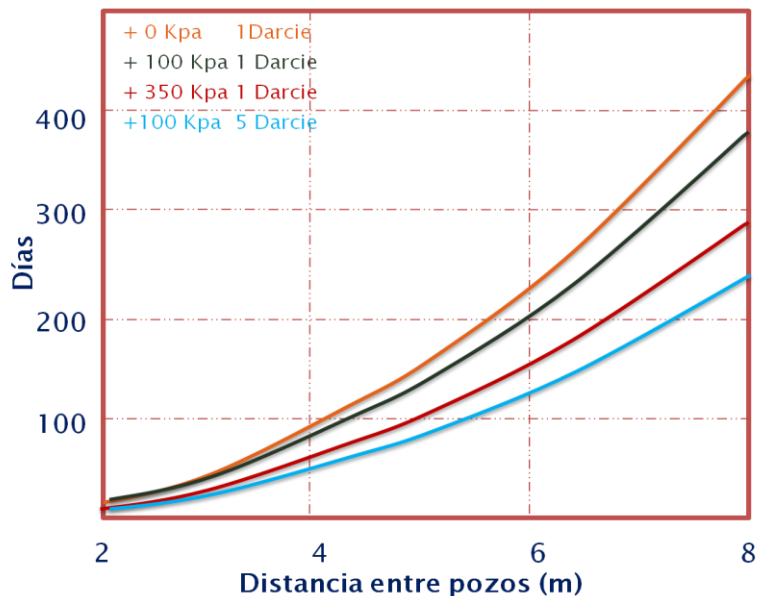
Como en esta etapa la producción de hidrocarburo es mínima, es común que pasado cierto tiempo se aumente la presión de inyección de vapor en el pozo inyector con el fin de alcanzar la comunicación en un menor tiempo y reducir los costos. Pero, de acuerdo a la ecuación 2.1, el manejar un diferencial de presión entre pozos trae como consecuencia que el potencial de flujo no va a ser solo dominado por la gravedad y se podría presentar irrupción temprana del vapor en el pozo productor, por tanto es recomendable usar la mínima caída de presión entre pozos que sea económicamente viable. Referente al tema, Edmunds²³ demostró que cuando el yacimiento tiene una buena permeabilidad (> 5 Darcy), la duración de la fase de inicialización se reduce considerablemente y no es necesario implementar un diferencial de presión, tal como se observa en la figura 10.

$$\Delta\Phi_o = P_{inj} - P_{prod} + \rho_o gh$$

$$\Delta\Phi_s = P_{inj} - P_{prod} + \rho_s gh$$

Ec. 2.1

Figura 10. Efecto de la permeabilidad sobre el tiempo de inicialización.



²³ N. R. EDMUNDS & S. D. GITTINS. Effective Application of Steam Assisted Gravity Drainage of Bitumen to Long Horizontal Well Pairs. JCPT 93-06-05. Vol 32. No. 6. Junio 1993. P 49-55.

Tabla 4. Diseño de la fase de inicialización

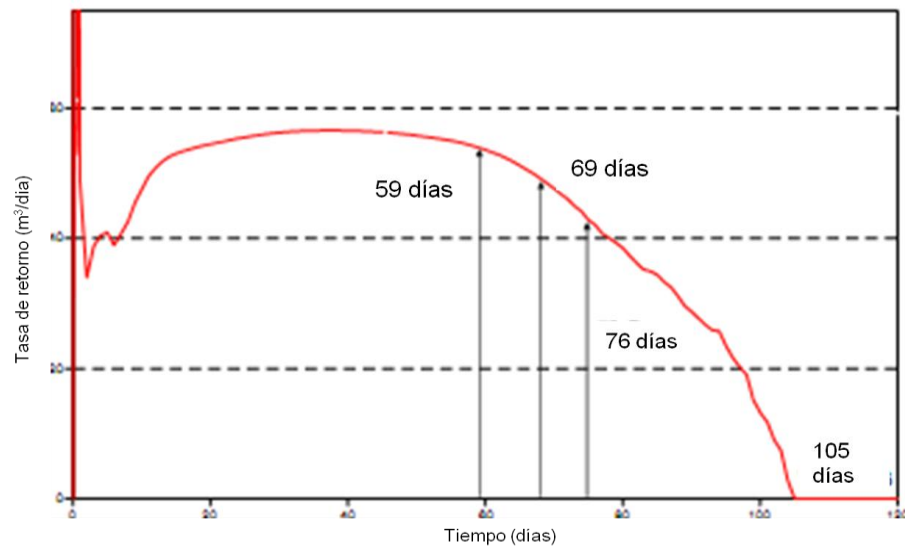
PARÁMETRO	CRITERIO SELECCIÓN
Tasa de Circulación	Retrasar la condensación del vapor y minimizar el tiempo de calentamiento del toe . Cambia de acuerdo al completamiento del pozo.
Diámetro del tubing	Retrasar la condensación del vapor y minimizar el tiempo de calentamiento del toe .
Tipo de Aislamiento	Minimizar las pérdidas de energía en la tubería y el tiempo de calentamiento del toe .
Diferencial de presión	Decidir si es necesaria su implementación de acuerdo al tiempo de inicialización. Usar correlaciones para la toma de decisión.
Tiempo de implementación del diferencial de presión	Evitar la formación de canales preferenciales y minimizar el tiempo de inicialización. Analizar la tasa de producción y la distribución de fluidos y temperatura en el yacimiento.
Magnitud del diferencial de presión	Evitar la formación de canales preferenciales y minimizar el tiempo de inicialización. Analizar la tasa de producción y la distribución de fluidos y temperatura en el yacimiento.
Tiempo de la conversión total	Minimizar el tiempo de la fase de inicialización, garantizar el calentamiento uniforme de la formación y maximizar la producción.

2.1.3.4. FASE DE DESARROLLO. La fase de desarrollo se refiere al proceso SAGD como tal, en esta etapa se forma la cámara de vapor. El paso de la fase de inicialización a desarrollo, ocurre naturalmente cuando el yacimiento se ha calentado suficientemente para que el aceite o bitumen adquiera movilidad, lo cual se evidencia en una reducción constante del fluido producido en el pozo inyector, como se muestra en la figura 11, hasta llegar al punto donde no se produce fluido por este pozo.

Ahora, como la conversión natural suele tardarse más de lo deseado, es común no esperar hasta que el retorno en el inyector sea de 0% para frenar la circulación en el productor, sino que ésta se frene cuando el retorno empiece a decrecer. La selección del tiempo de conversión se basa en encontrar la máxima tasa de retorno, para la cual se obtenga un calentamiento uniforme de la formación, o en otras palabras encontrar el tiempo o la tasa de retorno a partir de la cual no se ve afectada la producción. Una vez hecha la conversión, es importante hacer un seguimiento continuo al comportamiento de la producción, de modo que se

puedan realizar modificaciones a las condiciones operacionales en el momento oportuno.

Figura 11. Comportamiento de la tasa de retorno en el pozo inyector durante la fase inicialización.



Fuente. G. PARMAR, L. ZHAO and J. GRAHAM²⁴

Ahora bien, una de los objetivos en el diseño de esta fase, es estimar el tiempo durante el cual el proyecto será económicamente viable, o dicho de otra manera, el tiempo durante el cual los ingresos obtenidos por la producción de aceite puedan solventar los costos operacionales del proceso. Aunque esto requiere de un análisis económico profundo, existe una aproximación que provee un estimativo rápido como es la relación entre vapor inyectado y aceite producido (SOR), el cual debe ser inferior a cuatro, para garantizar la economía del proyecto, aunque de acuerdo al precio del crudo se pueden aceptar otras relaciones.

²⁴ G. PARMAR, L. ZHAO and J. GRAHAM "Start-Up of SAGD Wells: History Match, Wellbore Design and Operation". Canadian International petroleum Conference 2007-007.

2.1.3.5. FASE DE MEJORAMIENTO. La fase de mejoramiento conocida como **ESAGD**, consiste en aplicar un diferencial de presión entre cámaras de vapor adyacentes (generalmente, disminuyendo la presión de inyección en uno de los pozos), logrando con esto que el vapor contacte las zonas que no han sido barridas, mejorando la eficiencia de barrido hasta en un 20%.

2.1.4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS. Las principales ventajas que se obtienen al aplicar procesos SAGD, se desprenden del uso de pozos horizontales en lugar de verticales, ya que estos tienen una mayor área de drenaje, mejores eficiencias de barrido y ayudan a reducir la canalización del vapor, lo cual conlleva a factores de recobro mayores y en últimas a una mejor rentabilidad del proyecto.

Adicionalmente, desde un punto de vista ambiental, el hecho de reemplazar varios pozos verticales por un solo pozo horizontal implica un menor grado de perturbación al sistema ecológico; sin embargo, la emisión de dióxido de carbono altamente criticada en los procesos que involucran generación de vapor, se conserva en igual proporción que en el caso de inyección cíclica o continua de vapor; aunque, existe una nueva tendencia ambientalista que apunta a el uso del CO₂, junto con carbón para la generación del vapor²⁵. El uso de pozos horizontales, también repercute en la economía del proceso, ya que si bien es cierto que el costo de un pozo horizontal es aproximadamente cuatro veces el de uno vertical, la producción se incrementa alrededor de diez veces.

Una de las ventajas operativas que ofrece el proceso SAGD, es que la presión de inyección no debe ser tan alta como la requerida en la inyección continua de vapor, por lo cual se reduce el riesgo de fracturar la formación. Otra ventaja técnica es que garantiza una mayor movilidad del aceite, puesto que cuando este llega al pozo productor todavía está caliente y por lo tanto se ha reducido su

²⁵ CLARK Brian. Heavy Oil, Extra Heavy Oil and Bitumen Unconventional oil. NPC Global Oil and Bitumen. Julio 18 de 2009. P46.

viscosidad. Por otra parte, este proceso no es recomendable en yacimientos estratificados donde se pueden presentar problemas de continuidad vertical entre pozos, ni en yacimientos que excedan 3000 pies de profundidad.

Entre las desventajas que presenta este proceso se encuentra la alta inversión inicial que requiere, las bajas tasas de producción características al inicio del proyecto y un complejo control de las bombas y presiones que garanticen su buen funcionamiento. Algunos autores toman como una desventaja el hecho de que el proceso SAGD requiere un diseño dinámico; es decir, que los parámetros operacionales no permanecen constantes en el tiempo; y se deben ajustar continuamente de acuerdo al desarrollo que presente la cámara de vapor. Otros consideran que es necesario entender la geomecánica del proceso, puesto que está aún no se conoce completamente; sin embargo, esto no es tan grave si se tiene en cuenta que se trata de un tecnología relativamente joven.

2.1.5. PROBLEMAS COMUNES. Singhal²⁶, Farouq Ali²⁷, y Deng²⁸, han encontrado en sus investigaciones que entre los principales problemas potenciales y limitaciones del proceso SAGD se encuentran: problemas de arenamiento, pérdidas de calor, formación de emulsiones, altos cortes de agua, cambios continuos en los parámetros operacionales, disminución de la producción en las etapas maduras del proceso y altos costos operacionales así como los inconvenientes inherentes a la perforación de pozos horizontales.

2.1.5.1. CANALIZACIÓN DEL VAPOR. Entre los problemas que comúnmente se presentan en un proceso SAGD, el que mayor preocupación causa es la canalización del vapor, pues esto implica el colapso de la cámara de vapor y dejando zonas del yacimiento sin barrer, lo cual puede desencadenar en el

²⁶ SINGHAL. Citado en: ALBAHLANI. Op. Cit. P3.

²⁷ FAROUQ ALI. Is There Life After SAGD. JCPT 97-06 DAS. Vol 36. No. 6. Junio, 1997. P. 22.

²⁸ DENG. Recovery Performance and Economics of Steam/Propane Hybrid Process. SPE 997760. Calgary, Canada. Nov 2005.

fracaso del proyecto y la pérdida de una gran inversión de dinero. Entre los problemas comunes que causan canalización del vapor se tienen:

- En el caso de que el pozo productor haya sido completado con doble sarta de producción, una que permita drenar los fluidos desde el **toe** y otra desde el **heel**, es posible que se presente canalización del vapor en una de esas zonas; entonces, se recomienda cerrarla.

- En caso de que pasado un tiempo se evidencie que el vapor no está barriendo uniformemente la porción del yacimiento entre pozos, se debe taponar en el pozo inyector los caminos preferenciales del vapor, repetir el proceso de recirculación y continuar inyectando.

- Si la porción del yacimiento donde se ubicaron los pozos presenta heterogeneidades en sus propiedades es posible que la cámara de vapor solo barra las zonas de mayor permeabilidad, por lo que en estos casos se aconseja propiciar la formación de varias cámaras de vapor a lo largo del pozo en lugar de una sola cámara, para esto es necesario que la longitud del pozo sea suficiente.

2.1.5.2. ARENAMIENTO. En el proceso SAGD como en cualquier otro método de recobro que incluya la inyección de vapor, es común que se presenten problemas de arenamiento por disolución del cemento que mantiene unidos los granos en la formación. Este problema se acentúa en la mayoría de los casos puesto que generalmente los yacimientos de crudo pesado son someros y poco consolidados. El problema se acentúa, si el proyecto presenta alta producción de vapor condensado puesto que este arrastra a su paso gran cantidad de arena.

Comúnmente, el arenamiento trae consigo tapones de arena, falla en la tubería de revestimiento y daños en tubería y equipos por abrasión.

Tapones de arena. La arena producida por la formación puede acumularse y formar tapones dentro de las tuberías de producción impidiendo el paso de crudo, lo cual se ve reflejado en una disminución de la tasa de producción.

Falla en la tubería de revestimiento. La producción de arena es acompañada frecuentemente por ruptura de la tubería de revestimiento y posterior pérdida del pozo. La razón de esta ruptura se atribuye a condiciones anormales de carga axial sobre la tubería, causadas por los vacíos y acomodación de la formación creada por la producción de arena.

Daños de tuberías y equipos por abrasión. Las perforaciones o ranuras del **liner**, utilizadas en el pozo productor, pueden aumentar de tamaño por el efecto abrasivo de los fluidos con arena. Este agrandamiento de las ranuras causa un debilitamiento de las paredes de la tubería, el cual unido a las cargas axiales anormalmente altas pueden ocasionar la ruptura de la tubería de revestimiento y posterior pérdida del pozo. Por otro lado, todas las tuberías y equipos a través de los cuales circulan fluidos con alto contenido de arena, son susceptibles a la erosión, adelgazamiento y debilitamiento de las paredes.

Para evitar el arenamiento de los pozos es necesario completar estos con **liner** ranurado, puesto que el taponamiento con arena implica una reducción de la longitud neta productora lo cual se ve reflejado en la disminución de las tasas de producción como ocurrió en el campo Senlac²⁹, también es importante que la presión en la cual se estén operando los pozos se controle de manera que no sobrepase la presión mínima para que ocurra arenamiento, teniendo en cuenta

²⁹ CHAYAN CHAKRABARTY, GÉRARD RENARD, JEAN-PIERRE FOSSEY, CLAUDE GADELLE; 1998 UNITAR Conference; Beijing, China. P. 2, 3.

que esta medida es preventiva y no correctiva, pues una vez que se sobrepase no sirve de nada disminuir la caída de presión.

2.1.5.3. FORMACIÓN DE EMULSIONES. La formación de emulsiones no es favorable para el proceso, puesto que al aumentar la viscosidad del fluido producido se reduce la tasa de producción del mismo así que teniendo en cuenta que entre los factores que más afectan la formación de emulsiones se encuentran la calidad del vapor, la ubicación del pozo inyector y la saturación de agua inicial, es recomendable desarrollar un estudio analítico teniendo en cuenta las expresiones matemáticas propuestas por Chung³⁰ para determinar la calidad del vapor y la ubicación óptima del pozo inyector.

2.1.5.4. PERDIDAS DE ENERGIA. Las pérdidas de calor y los altos cortes de agua están relacionados directamente con la geología de las formaciones adyacentes a la zona de interés, si esta está entre formaciones arcillosas o cuerpos de agua, los cuales actúan como ladrones de calor es recomendable que los pozos no se perforen muy cerca a estos, la ubicación óptima se determina con un análisis de sensibilidad mediante simulación numérica.

Los acuíferos activos suelen actuar como ladrones de energía, causantes de problemas de **crestring** y generadores de altos cortes de agua. Una estrategia para combatirlos consiste en determinar la tasa crítica de producción, a medida que avanza el tiempo, y producir por debajo de ésta. También es factible el uso de separadores de fondo o el uso del acuífero como fuente de captación de agua como ocurrió en el campo Senlac³¹

2.1.5.5. PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN. Durante la perforación de pozos también se pueden presentar problemas operacionales como el sucedido

³⁰ K. H. CHUNG & R. M. BUTLER. In Situ Emulsification by the Condensation of Steam in Contact with Bitumen. JCPT 89-01-04. Alberta, Canada. 1989.

³¹ CHAYAN. Op. Cit. P. 2.

en el Campo Lak Ranch³², donde como consecuencia de los cambios de buzamiento entre capas hubo dificultades para controlar la dirección de la perforación por lo cual fue necesario emplear numerosos **drill collar** que dieran peso a la broca y permitieran manejarla con mayor facilidad.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LA CAMARA DE VAPOR.

En esta sección se presenta una descripción de los fenómenos que ocurren en la cámara de vapor desde diferentes ópticas como son los modelos analíticos de Butler, Reis y Donnelly, los cuales presentan una versión simplificada de esta, así como las teorías más recientes que involucran fenómenos como el flujo corriente y contracorriente dentro de la cámara.

2.2.1. TEORIA DE BUTLER. En el modelo analítico para describir procesos de drenaje gravitacional asistido por vapor SAGD planteado por el Dr. Roger Butler³³, el autor tiene en cuenta una serie de simplificaciones y principios básicos para describir el comportamiento de la cámara de vapor, los cuales se presentan a continuación (figura 12):

- Si se inyecta vapor por encima (pero cerca) de un pozo productor perforado en la base de la formación, el vapor tiende a ascender hacia el tope de la formación mientras el condensado y el aceite caliente descenderán al pozo productor, por efecto de la diferencia de densidades.
- El aceite y el condensado deben ser removidos continuamente por el pozo productor, para que el espacio dejado por estos líquidos sea ocupado por el vapor inyectado permitiendo la expansión de la cámara.

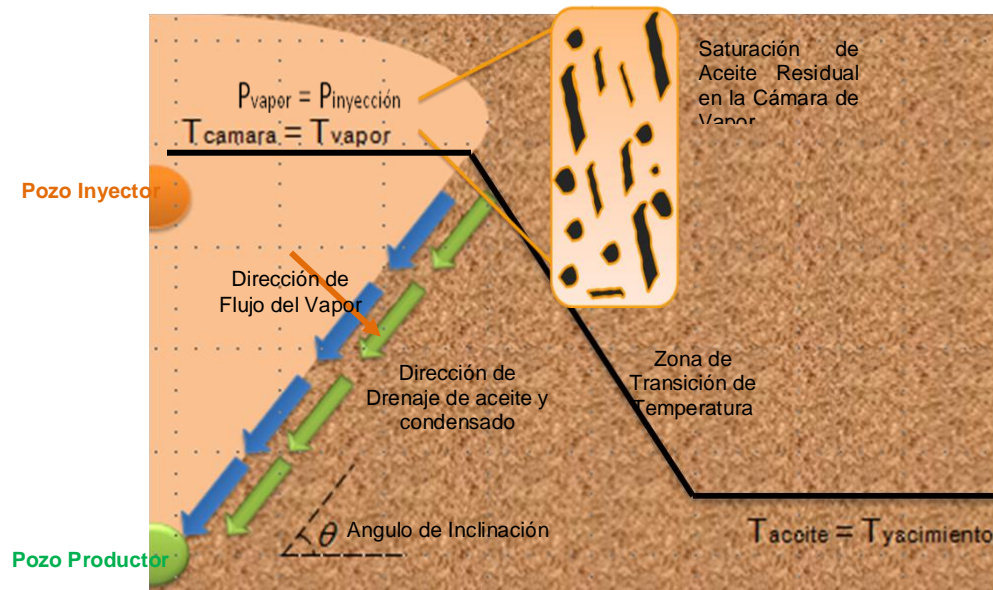
³² Case History: Horizontal Well SAGD Technology is Successfully Applied to Produce Oil at LAK Ranch in Newcastle Wyoming; SPE/PS-CIM/CHOA 78964.

³³ BUTLER. Op. Cit. Thermal Recovery of Oil and Bitumen P. 285-289.

- Si los líquidos no son removidos rápidamente la tendencia del vapor a fluir directamente por el pozo productor (bypass) se reducirá y posiblemente se eliminará, puesto que se minimizará la caída de presión y los fluidos únicamente se moverán por gravedad.
- La superficie de condensación se encuentra inclinada θ grados con respecto a la horizontal.
- El aceite fluye paralelo a la superficie de condensación dejando atrás una región de vapor.
- Es posible ubicar el pozo inyector a una distancia corta del productor ya que la cámara de vapor se extenderá gradualmente y drenará una gran área, esto teniendo en cuenta, que cuando se drenan los líquidos el espacio que ellos dejan es ocupado por el vapor.
- La producción de fluidos se presenta únicamente por efecto gravitacional (no existe flujo por efecto del diferencial de presión entre pozos al ser este muy bajo).
- El vapor se condensa en la interface de drenaje o superficie de condensación.
- La cámara de vapor se extiende en dirección horizontal infinitamente hasta alcanzar un barrido total del yacimiento.
- La máxima expansión de la cámara de vapor en dirección vertical está dada por la diferencia entre el espesor de la formación y la altura del pozo productor (con respecto a la base de la formación).

- En la cámara de vapor existe una saturación de aceite residual que puede ser estimada a partir de la ecuación de Cardwell & Parson³⁴.
- La presión en la cámara se mantiene constante y es igual a la presión de inyección del vapor en la cara de la formación.

Figura 12. Descripción de la Cámara de Vapor según Butler.³⁵



- La cámara de vapor se encuentra a una temperatura igual a la temperatura del vapor inyectado y el aceite a la temperatura del yacimiento.
- La temperatura del aceite en la interface de condensación o drenaje es igual a la temperatura del vapor.
- A medida que nos alejamos de la cámara de vapor la temperatura va disminuyendo progresivamente hasta alcanzar la temperatura del yacimiento.

³⁴ CARDWELL & PARSON. Gravity Drainage Theory. AIME 179. 1949. P. 199-211.

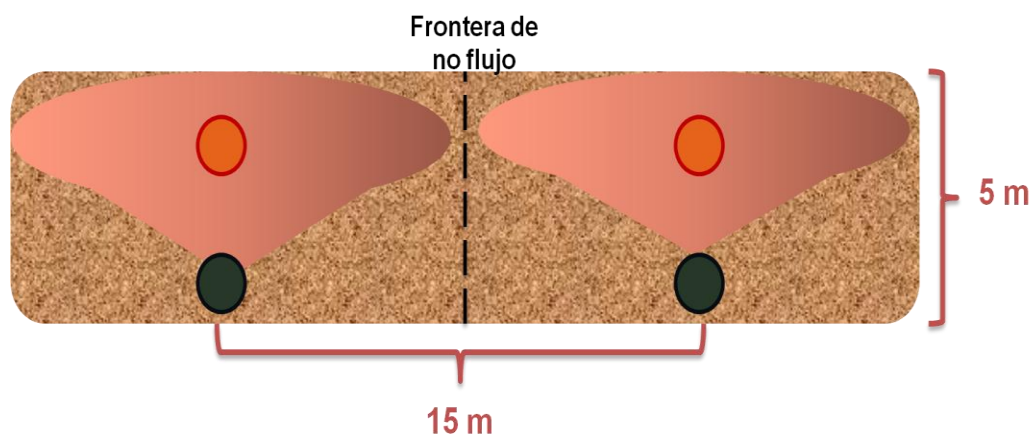
³⁵ Ibid. P. 287.

2.2.2. TEORIA TANDRAIN. La teoría TANDRAIN³⁶ desarrollada por el Dr. Butler como complemento a su modelo analítico básico, involucra las mismas suposiciones respecto a la cámara de vapor que la versión original presentando una única diferencia: Mientras en la teoría original, se considera que la cámara de vapor se expande infinitamente, en esta nueva versión se incorpora una frontera de no flujo que limita el crecimiento de la cámara de vapor.

La frontera de no flujo se ubica en la distancia horizontal correspondiente a la mitad de la separación entre pares de pozos. Si se tiene en cuenta que típicamente la separación entre pares de pozos corresponde a tres veces el espesor de la formación; entonces, se puede decir que la frontera de no flujo se ubica a una distancia equivalente a tres medios del espesor de la formación (Ec. 2.2.) como se muestra en la figura 13.

$$X_{NoFlujo} = \frac{3}{2} h \tag{Ec. 2.2}$$

Figura 13. Ubicación de la Frontera de No Flujo.



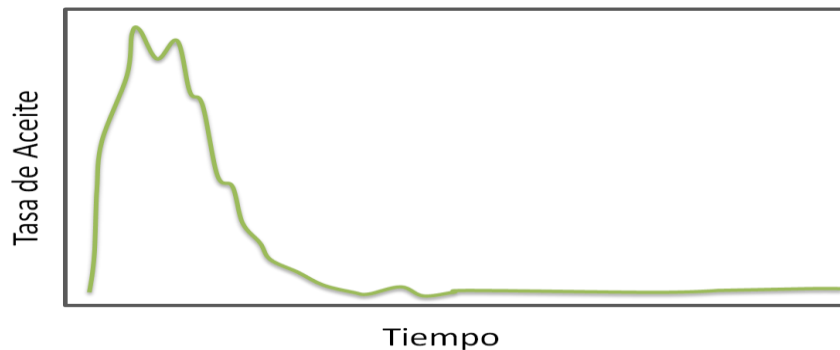
2.2.3. FENOMENOS EN LA CAMARA DE VAPOR. Desde el momento en que el Dr. Butler presento la primera teoría para explicar el comportamiento del proceso

³⁶ BUTLER. Op. Cit. Thermal Recovery of Oil and Bitumen P. 302-305.

SAGD, hasta el presente, se han desarrollado numerosos estudios que hoy permiten tener un mayor conocimiento de los fenómenos que ocurren en la cámara de vapor.

2.2.3.1. FLUJO DE FLUIDOS. En el proceso SAGD se pueden identificar dos regímenes de flujo que se presentan en las diferentes etapas del proceso. Al inicio de este, donde se alcanzan las tasas máximas de producción, el flujo de aceite y condensado se presenta predominantemente en la forma expuesta por Butler; es decir, en la zona de transición y paralelamente a la interface del vapor, pero a medida que aumenta el tiempo, la tasa de producción desciende como se observa en la figura 14, lo cual se debe a que en este periodo el crecimiento de la cámara de vapor ya no es tan significativo y predomina el flujo contracorriente en la zona de vapor^{37 38}.

Figura 14 Comportamiento de la Tasa de Producción.



2.2.3.2. SATURACIÓN DE ACEITE. De acuerdo a las teoría de los regímenes de flujo que se presentan en el apartado anterior, la saturación de aceite remanente en la cámara de vapor debe presentar un decaimiento pronunciado en los primeros tiempos del proyecto para luego disminuir suavemente en los tiempos finales como se muestra en la figura 15, este

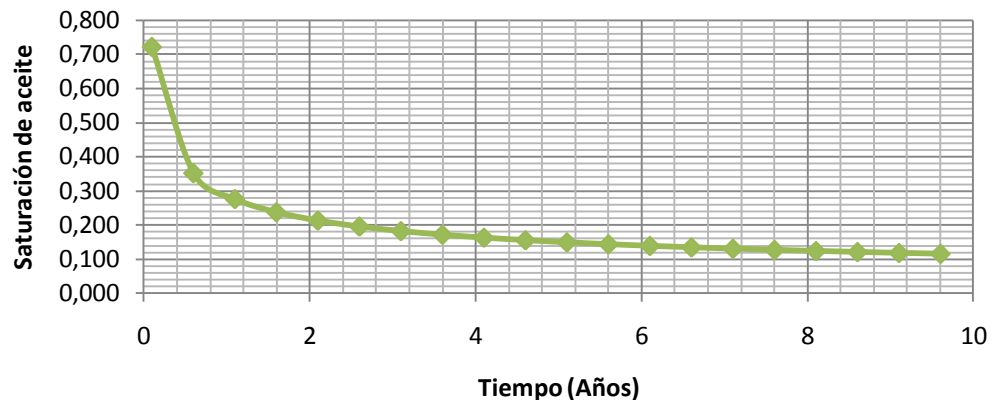
³⁷ WALLS, PALMGREN & KISMAN. Residual Oil Saturation Inside the Steam Chamber During SAGD. JCPT Vol. 42 No. 1. Enero, 2003. P.1.

³⁸ ALBAHLANI. Op. Cit. P. 4.

comportamiento es descrito acertadamente por Cardwell & Parson³⁹ en la ecuación 2.3.

$$S_{or} = 0,43 \left(\frac{h v_s \phi}{k g t} \right)^{0,4} \quad \text{Ec. 0.1}$$

Figura 15. Saturación de Aceite.



2.2.3.3. FORMACIÓN DE EMULSIONES. Al igual que los fenómenos presentados anteriormente, la formación de emulsiones también se relaciona con el régimen de flujo en el cual se encuentre el proceso, es así como en las primeras estaciones el flujo en diferentes direcciones favorece la formación de éstas. Mientras que, en el segundo régimen, la dirección de flujo de los líquidos (paralela a la interface de la cámara de vapor) contribuye a que el vapor condensado y el aceite se separen y no se presente este fenómeno. Estudios realizados por Steinborn⁴⁰, Dealy⁴¹ y Marsden⁴² muestran que a mayor cantidad de agua contenida en la emulsión, menor es la tasa de producción de aceite.

³⁹ CARDWELL. Op. Cit.

⁴⁰ STEINBORN & FLOCK. The Rheology of Heavy Crude Oils and their Emulsions. JCPT 38 – 52. Canada. Septiembre – Octubre, 1983.

⁴¹ DEALY. Citado en: CHUNG & BUTLER. Geometrical Effect of Steam Injection on the Formation of Emulsions in the Steam Assisted Gravity Drainage Process. ATM 87 – 38 – 22. Calgary, Canada. Junio 1987.

⁴² MARDESEN & MAO. Stability of Concentrated Crude oil in Water Emulsions as a Function of Shear Rate, Temperature and Oil Concentration. JCPT Vol. 16 No. 2. Abril – Junio 1977.

2.2.3.4. DIGITACIÓN VISCOSA. La cámara de vapor que se forma en el proceso SAGD, está muy lejos de ser el cuerpo uniforme que se expande a igual velocidad en todas las direcciones; en lugar de esto, la cámara se encuentra formada por múltiples dedos dentro de los cuales se presenta flujo corriente y contracorriente (de acuerdo al régimen de flujo en el que se encuentre el proceso). La velocidad de avance de estos dedos y su tamaño es fuertemente dependiente de la permeabilidad del yacimiento, la temperatura del vapor y la viscosidad del aceite⁴³, por lo cual heterogeneidades en la formación se ven reflejadas en poca uniformidad de la cámara de vapor. El fenómeno de digitación viscosa se presenta principalmente en el tope de la formación cuando el vapor intenta penetrar en el aceite frío como consecuencia de la diferencia de viscosidad entre estos dos fluidos. En ese momento, el calor es transferido de los dedos de vapor al yacimiento frío por conducción. En arenas bituminosas el fenómeno se aprecia claramente; pero a medida que aumenta la movilidad del crudo la formación de los dedos es menor (al presentarse una menor diferencia de viscosidad entre los dos fluidos).

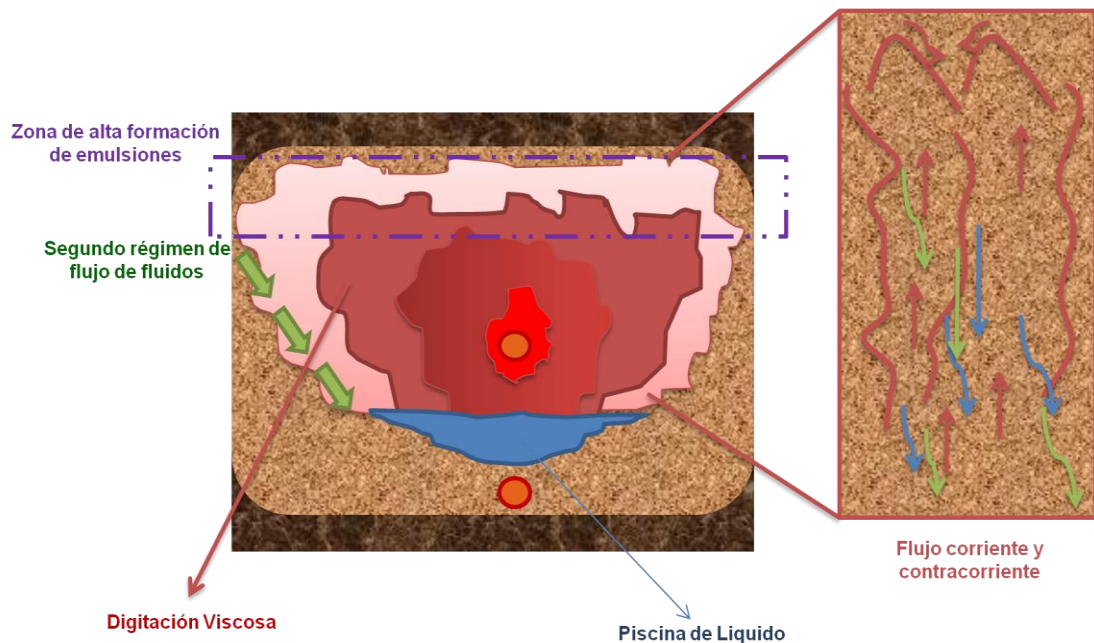
2.2.3.5. PISCINA DE LÍQUIDO. Este fenómeno se presenta como consecuencia de una práctica de producción conocida como trampa de vapor, la cual consiste en operar el pozo productor dos o tres grados centígrados por debajo de la temperatura de condensación del vapor. Con esto se logra que el fluido inyectado pase a fase líquida en el yacimiento cediendo la totalidad de su calor latente y acumulándose una gran cantidad de agua líquida en los alrededores del pozo productor que junto con el aceite calentado forman lo que se conoce como piscina de líquido. Al combinar todos estos fenómenos se tiene la naturaleza real de la cámara de vapor tal como se presenta en la figura 16.

2.2.4. FORMACIÓN DE LA CÁMARA DE VAPOR EN CRUDOS PESADOS MOVILES. En yacimientos de crudo pesado convencionales (con algo de

⁴³ BUTLER. Rise of Interfering Steam Chambers. JCPT 81 – 03 – 01. Calgary, Canada. 1981. P 70 – 75.

movilidad), el proceso SAGD sufre algunas modificaciones con respecto a la idea original, presentándose diferencias tanto en los parámetros operacionales como en el proceso de formación de la cámara de vapor. Sin embargo, en ambos casos la fase de inicialización tiene igual importancia para alcanzar comunicación entre pozos.

Figura 16. Fenómenos presentes en la cámara de vapor.



En crudos pesados móviles, la viscosidad del aceite permite una mayor separación entre pozos tal como se muestra en la figura 17. A su vez, esta mayor separación entre pozos permite que se pueda manejar un diferencial de presión entre pozo inyector y productor tanto en las fases de inicialización como de desarrollo con un menor riesgo de que se presente canalización del vapor. Este diferencial de presión favorece el flujo de aceite hacia el pozo productor.

En el proceso de formación de la cámara de vapor se pueden identificar tres etapas principales. La primera de ellas abarca desde el momento en que se inicia

la inyección hasta cuando el vapor alcanza el tope de la formación y se caracteriza porque aunque aún cuando no se ha formado la cámara de vapor, se registra producción de aceite, la cual se debe a que la presión con la que se inyecta el vapor es mucho mayor a la presión del yacimiento por lo que se presentan unas líneas de flujo de pozo a pozo como se muestra en la figura 18.

Figura 17. Relación entre viscosidad y distancia entre pozos

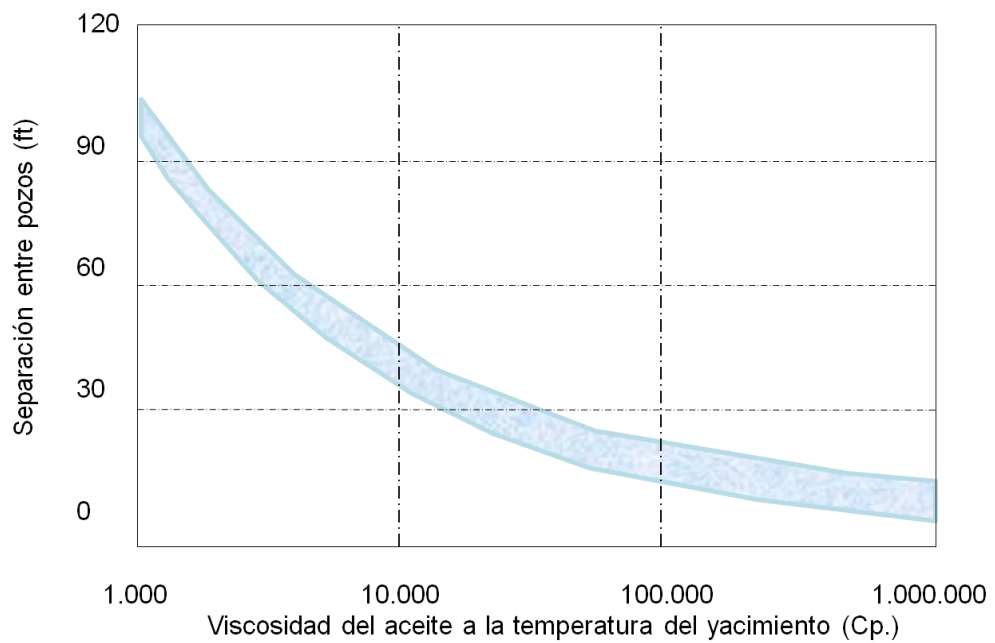


Figura 18. Líneas de flujo en la formación de la cámara de vapor

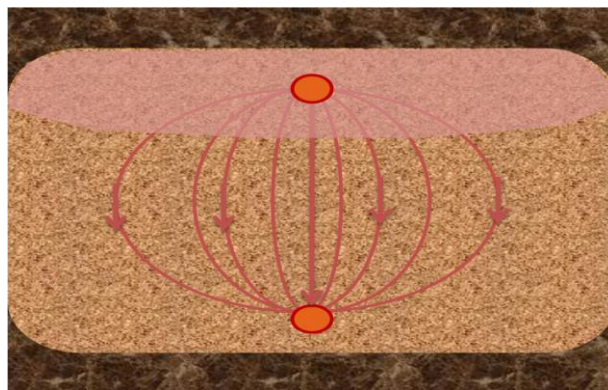


Figura 19. Movimiento del vapor en crudos pesados móviles

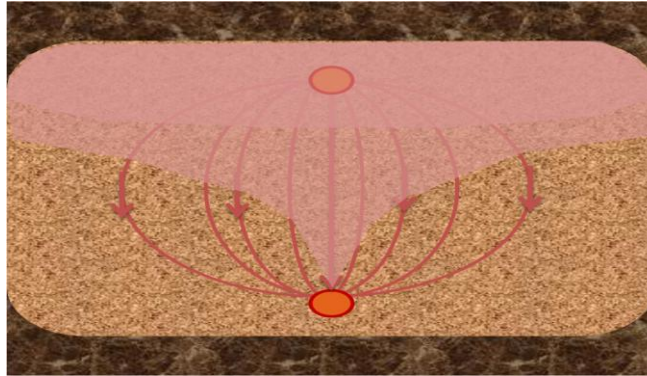
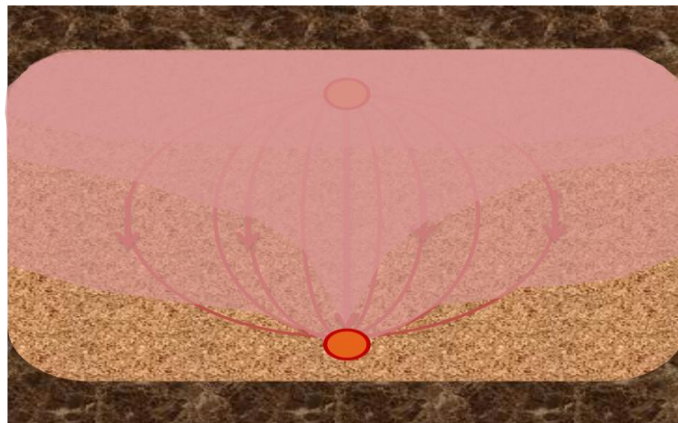


Figura 20. Cámara de vapor en crudos convencionales.



Fuente. BUTLER⁴⁴

La segunda etapa del proceso comprende desde que el vapor alcanza el tope de la formación, hasta que se acerca al pozo productor. Este descenso presenta una mayor velocidad en las líneas de flujo centrales como se muestra en la figura 19. Mientras esto ocurre, el condensado y el aceite frío han estado fluyendo continuamente hacia el pozo productor a través del yacimiento frío. Después de ésto, el vapor continúa descendiendo y a su paso calentando la formación, por lo que se registra un aumento de la temperatura en los fluidos producidos y es necesario modificar los parámetros operacionales, particularmente la presión de

⁴⁴ Ibid. P. 49.

inyección para evitar la producción de vapor, en este punto se tiene una cámara de vapor desarrollada como se muestra en la figura 20.

2.3. APLICACIONES DE CAMPO.

Aunque para el 2008 se registraban más de 74 aplicaciones de campo del proceso SAGD, a continuación se presentan algunas que por las características del yacimiento donde fueron aplicadas son de interés para los objetivos de este estudio como son los casos de Senlac y Tangeflas en Canadá, los cuales se caracterizan por una viscosidad del crudo menor a 10000 centipoises y la presencia de acuífero.

2.3.1. CAMPO SENLAC. En el campo Senlac (Saskatchewan, Canadá), la compañía operadora CS Resources, llevo a cabo una prueba piloto del proceso SAGD sobre un área piloto que abarca 30 millones de barriles del OOIP total del campo estimado en 110 millones de barriles, provenientes de la formación Dina Cumming, bajo la cual se encuentra ubicado un acuífero de fondo activo de espesor menor a 49 pies. Las propiedades del yacimiento se presentan en la tabla 2.5.

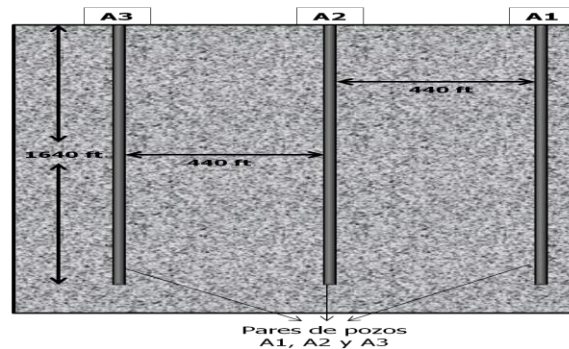
Para el desarrollo del proyecto se perforaron tres pares de pozos horizontales (A1, A2 y A3) de 1640 pies de longitud con una separación de 440 pies entre cada par (figura 21). Los pozos productores se ubicaron a 33 pies de la base de la formación para evitar problemas relacionados con el acuífero como las pérdidas de energía y el **crestring**. Los pozos inyectoros se perforaron sobre los productores con una separación vertical entre 10 y 20 pies (figura 22). El acuífero se usó como fuente de agua, para lo cual se perforaron seis pozos captadores que alimentaban tres generadores móviles con capacidad de 50 millones de BTU por hora.

Tabla 5. Propiedades del Campo Senlac.

PROPIEDADES CAMPO SENLAC	
Profundidad	2460 ft
Espesor	27 -49 ft
Porosidad	33 %
Permeabilidad	5 – 10 D
Temperatura	84 °F
Viscosidad	5000 cp
°API	13
Soi	85 %
Acuífero	Si

Fuente. EDMUNDS⁴⁵

Figura 21. Vista superior piloto Senlac.

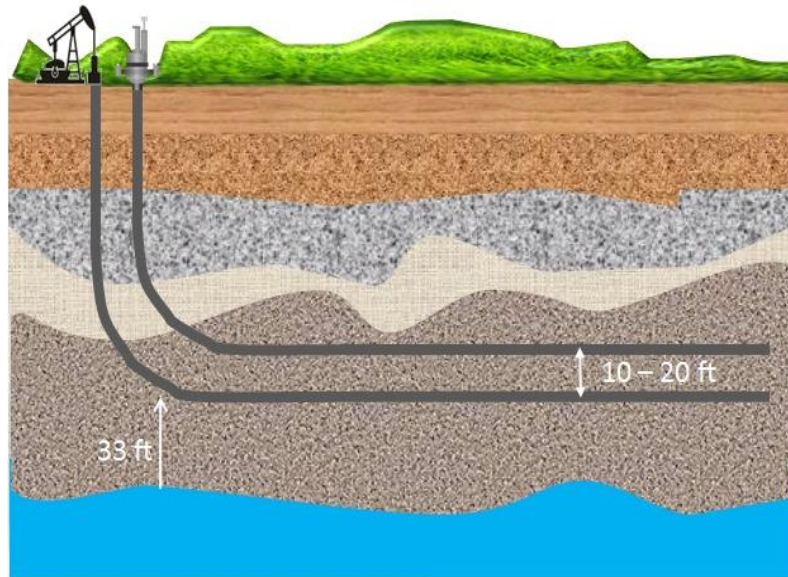


La fase de precalentamiento se inició en febrero de 1996 y tuvo una duración de dos meses. Pasado este tiempo se hizo la conversión total a SAGD, inyectando a una tasa de 1250 barriles/día por pozo y calidad del vapor del 80%. El pozo productor A1 produjo inicialmente a una tasa promedio de 1300 BPD, alcanzando el pico máximo de producción en 2400 BPD, en julio de 1996. Dos meses más tarde, se registró una acelerada disminución en la producción de crudo por que la continua producción de arena ocasionó una disminución en la longitud neta

⁴⁵ N.R. EDMUNDS & J.C. SUGGETT. "Design of a commercial SAGD heavy oil project". SPE 30277. 1995.

productora. Por estos problemas, se modificaron los parámetros operacionales y finalmente la tasa de producción de aceite se estabilizó en 700 BOPD (figura 23).

Figura 22. Vista lateral piloto Senlac.

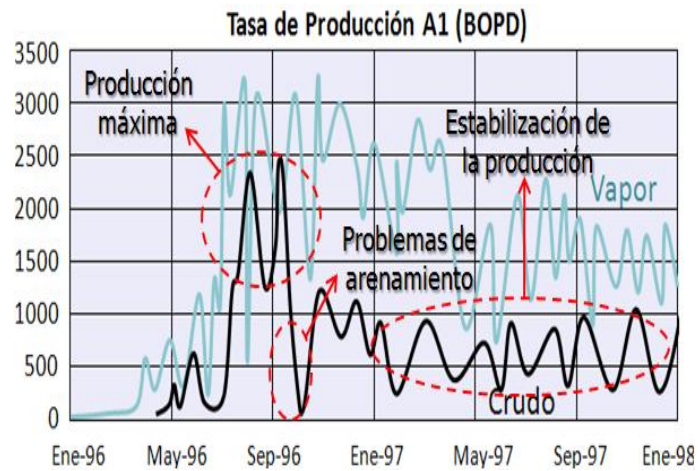


En el par A2, también se presentaron problemas de arenamiento en septiembre de 1996, por lo cual se cerraron los pozos para operaciones de limpieza y entraron a producir dos meses más tarde; sin embargo, en julio de 1997 se reportó nuevamente arenamiento, por lo que se instaló **liner** ranurado en los pozos y finalmente se logró estabilizar la producción en 500 BOPD (figura 24). En los pozos A3, hubo problemas similares a los del par A2, por lo que se siguió el mismo procedimiento, logrando estabilizar la producción en 630 BOPD (figura 25).

Teniendo en cuenta los problemas de arenamiento y las bajas tasas de producción presentadas en los pares A2 y A3, se decidió perforar en septiembre de 1997 un cuarto par de pozos en el medio de estos dos, instalando desde el inicio liner ranurado para el control de arenas y reduciendo la longitud horizontal a 1476 pies, con lo cual se superaron los problemas de arenamiento de los otros pozos. La tasa de inyección fue de 2100 BPD, se alcanzó el pico de producción de 1400

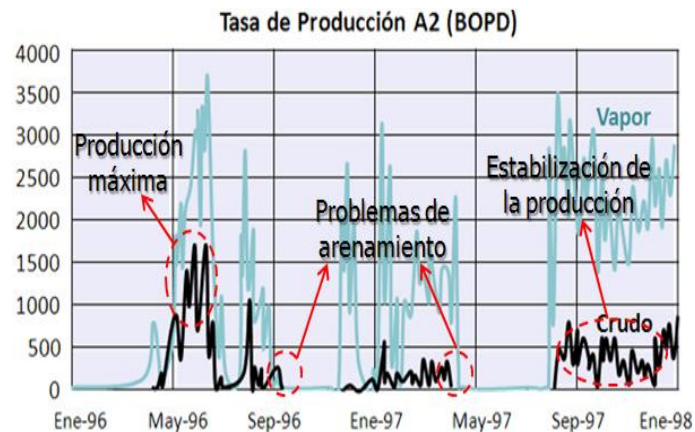
BOPD en noviembre de ese mismo año y finalmente se estabilizó la producción en 950BOPD (figura 26)

Figura 23. Producción piloto Senlac A1.



Fuente. CHAYAN⁴⁶

Figura 24. Producción piloto Senlac A2.



En enero de 1998, 22 meses después de haber iniciado el proyecto se habían inyectado 2.6 millones de barriles de vapor y se habían recuperado 800000 barriles de aceite, lo que se traduce en una relación acumulada vapor aceite de 3.25. Cabe resaltar como el diseño del piloto se enfoca en un principio a controlar

⁴⁶ CHAYAN. Op. Cit.

los posibles efectos negativos de la presencia de acuífero los cuales nunca se presentaron, pero en su lugar si hubo grandes inconvenientes relacionados con el poco grado de consolidación de la arena.

Figura 25. Producción piloto Senlac A3.

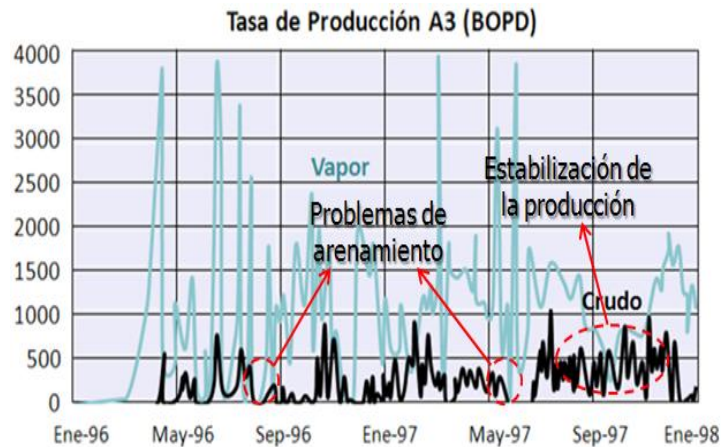
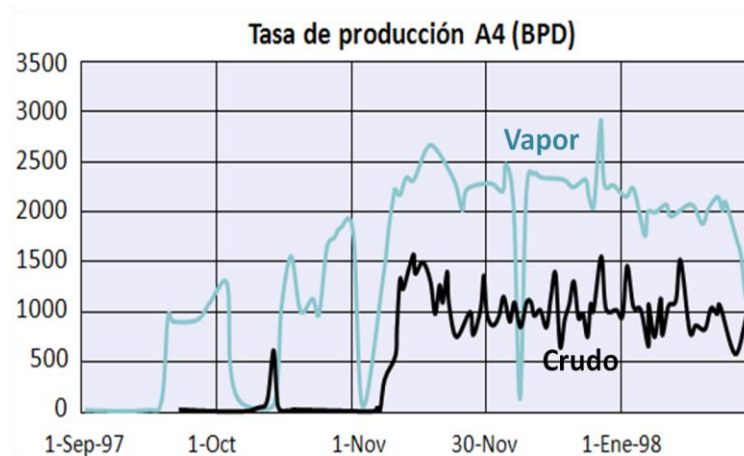


Figura 26. Producción piloto Senlac A4.



2.3.2. CAMPO LAK RANCH. El campo Lak Ranch (Wyomng, Estados Unidos) tiene un OOIP de 100 millones de barriles de crudo pesado en un área de 8000 acres. Las propiedades del yacimiento se presentan en la tabla 2.6. El campo fue descubierto en 1910 y estuvo produciendo por métodos primarios entre 1920 y 1957, periodo en el que se alcanzo una producción acumulada cercana a los 2000

barriles. Posteriormente entre 1957 y 1989 se implementaron tres pilotos de recuperación mejorada que no arrojaron resultados satisfactorios. En el año 2000, se decide implementar un piloto SAGD de un par de pozos, tomando como referente los buenos resultados que se habían obtenido en el proyecto UTF (Canadá).

El pozo productor se perforó a una profundidad de 1050 pies, con longitud horizontal de 1810 pies y 18 pies sobre éste se perforó el pozo inyector de 1793 pies de longitud horizontal (figura 27). En enero de 2001 se inició la fase de precalentamiento, circulando vapor de 95% de calidad a bajas tasas y dos meses después se dio el paso a la fase de desarrollo donde se inyectó vapor a una tasa de 7000 barriles por día, 550 psi y 500°F. Se alcanzó una producción promedio de 27 BOPD.

Tabla 6. Propiedades del Campo Lak Ranch.⁴⁷

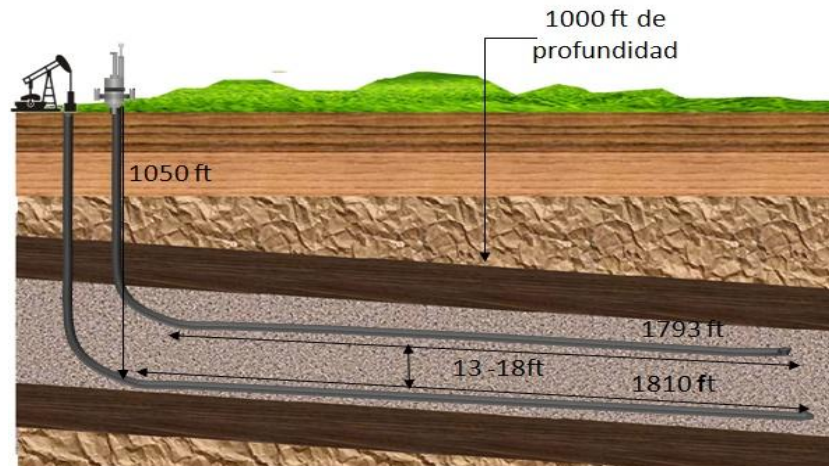
PROPIEDADES CAMPO LAK RANCH

Profundidad	1000 ft
Espesor	25-100 ft
Porosidad	22%
Permeabilidad	789 mD
Viscosidad @ 48°F	3300 cp
°API	19 °
Soi	0,65
Buzamiento	30 – 40°

Durante la etapa de perforación se presentaron problemas para mantener la dirección de la broca y la tubería de perforación estuvo sometida a altas fricciones, debido a los numerosos cambios de buzamiento de la formación. Estos inconvenientes se superaron con el uso de numerosos **drill collars** que dieron peso a la broca y de un lubricante.

⁴⁷ GRILLS & VANDAL. "Case History: Horizontal Well SAGD Technology is Successfully Applied to Produce Oil at LAK Ranch in Newcastle Wyoming"; SPE/PS-CIM/CHOA 78964, 2002.

Figura 27. Vista lateral piloto Lak Ranch



Posteriormente, durante la etapa de producción, se presentaron problemas en el tratamiento de fluidos, puesto que la alta calidad del vapor (90% a la salida del generador) ocasionaba que las gotas de agua estuvieran muy dispersas y en consecuencia se formara una emulsión muy difícil de romper. Para solucionar este inconveniente, se disminuyó la calidad del vapor a 80%, pero como consecuencia aumentó el corte de agua.

Los problemas presentados se reflejaron en una pobre respuesta de producción, recuperando solo 5363 barriles de crudo en seis meses, habiendo inyectado 126000 barriles de vapor. Con estos datos se obtiene un CSOR de 23.5⁴⁸; muy por encima del límite económico propuesto por Shin & Polikar⁴⁹ de CSOR=4

⁴⁸ *Ibid.*

⁴⁹ SHIN & POLIKAR. Optimizing the SAGD Process in the Three Major Canadian Oil Sands Areas. SPE 95754. 2005. P. 2.

3. IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES QUE AFECTAN EL PROCESO SAGD.

Con el desarrollo de este trabajo se buscaba caracterizar el proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado, con el fin de sentar las bases para una futura aplicación del proceso en Colombia. Para esto fue necesario representar el fenómeno y las condiciones de su aplicación en un modelo de simulación numérica. Sobre el modelo construido, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad a los parámetros operacionales y propiedades de yacimiento, para obtener finalmente tanto las condiciones bajo las cuales este proceso puede ser técnicamente viable para yacimientos de crudo pesado como los parámetros críticos de diseño.

En este capítulo se presenta la fase de identificación de variables que inciden sobre el proceso y la determinación de su efecto, a partir de una revisión de las experiencias de campo que se tienen a nivel global de los trabajos de simulación y de algunos estudios de laboratorio. Siendo el primer paso la clasificación de variables de acuerdo a su naturaleza, se definieron cinco categorías: propiedades de almacenamiento, propiedades de flujo, propiedades de acuífero, variables de diseño y variables de entorno económico.

3.1. PROPIEDADES DE ALMACENAMIENTO. Se conocen como propiedades de almacenamiento, todas aquellas variables que afectan el volumen de almacenamiento inicial en el yacimiento. La ecuación 3.1, proporciona información sobre cuáles son estas propiedades.

$$OOIP = \frac{Ah\phi s_{oi}}{B_o} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Desde 1985, cuando El Dr. Butler⁵⁰ planteó la primera versión de su modelo analítico para describir el comportamiento de procesos SAGD (Ec. 3.2) hasta el 2008 cuando Shin⁵¹ planteó una serie de correlaciones que permiten estimar la relación acumulada vapor aceite y la tasa de producción de aceite (Ec. 3.3, y 3.4), ha existido consenso en considerar la porosidad, la saturación de aceite inicial y espesor neto como las propiedades de almacenamiento que afectan el proceso SAGD, siendo esta última la de mayor incidencia en los resultados.

$$q_o = \sqrt{\frac{2kg\alpha\phi\Delta s_o h}{mv_s}} \quad \text{Ec. 3.2}$$

$$q_o = 34.74(h^{0.8}k_v s_o^{0.5}) + 40.65 \quad \text{Ec. 3.3}$$

$$CSOR = 5.34(h^{0.8}k_v^{0.5} s_o^2 \phi_o^{1.5}) + 40.65 \quad \text{Ec. 3.4}$$

En general, un mayor espesor del yacimiento se considera favorable para el proceso SAGD, pues se reducen las pérdidas de energía hacia las formaciones adyacentes, aumentando en consecuencia la tasa de producción de aceite y disminuyendo el SOR. Sin embargo, si la zona donde se va a implementar el proceso SAGD presenta heterogeneidades, un mayor espesor puede conducir a que se presenten problemas e inestabilidades en el proceso de formación de la cámara de vapor, por tanto, el espesor es un factor que no puede ser analizado por sí solo.

⁵⁰ BUTLER. Op. Cit. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. P. 292.

⁵¹ SHIN. A Reservoir Economic Indicator to Evaluate a SAGD Project. CIPC 2008-072. Canada, Junio 14-18 de 2008. P2.

El efecto del espesor fue estudiado por Shin y Polikar⁵², quienes a partir de simulación numérica determinaron el valor mínimo de espesor para que el proceso SAGD fuera económicamente viable en tres yacimientos canadienses, cuyas propiedades se presentan en la tabla 7.

Tabla 7. Propiedades de tres yacimientos canadienses.

PARAMETRO	ATHABASCA	COLD LAKE	PEACE RIVER
Viscosidad (cp)	2.000.000	60.000	200.000
h_{neto} (ft)	90	60-69	75-85
K_v (mD)	2500	1250	650
K_h (mD)	5000	2500	1950
K_h/K_v	2	2	3
$h_{\text{mínimo}}$ (ft)	45	60	90

Fuente: SHIN & POLIKAR⁵³

Como resultado de esta investigación, se obtuvo un valor mínimo de espesor diferente para cada caso (tabla 7), el cual se definió como el mínimo espesor neto que debe presentar la formación, para el cual al aplicar el proceso SAGD se obtenga un valor presente neto de 5MU\$ (figura 28). El espesor mínimo aumenta a medida que disminuye la permeabilidad, por lo que se concluye que estas dos variables no pueden ser analizadas separadamente y se sugiere el análisis usando la variable llamada productividad, la cual se define en la ecuación 3.5. Algunos autores⁵⁴, acostumbran llamar la productividad como calidad o capacidad del yacimiento; sin embargo, en este estudio solo se usara el término productividad para evitar confusiones con la calidad del vapor.

$$Pr\ oductividad = k * h$$

Ec. 3.5

⁵² SHIN & POLIKAR. Optimizing the SAGD Process in Three Major Canadian Oil Sands Areas. SPE 95754. 2005.

⁵³ Ibid. P 3.

⁵⁴ EDMUNDS Neil. On the Difficult Birth of SAGD. JCP Vol. 38 No. 1. Canadá. Enero 1999. P14.

3.2. PROPIEDADES DE FLUJO. Se conocen como propiedades de flujo, todas aquellas variables que afectan el movimiento de los fluidos en el yacimiento. Entre estas propiedades se encuentran la permeabilidad vertical, la relación entre permeabilidad horizontal y vertical, la viscosidad del aceite, y la presión del yacimiento. Al respecto Deutch concluyo: “Entre todos los parámetros geológicos, ingenieriles, de flujo y económicos, la incertidumbre asociada a la distribución espacial de propiedades petrofísicas en el yacimiento es el más importante”⁵⁵, y Mac Lennan complementa así: “Siendo la permeabilidad, frecuentemente la variable más importante debido a su relativa alta sensibilidad a la respuesta del flujo”⁵⁶. Sin embargo, Llauno encontró que “las propiedades de acumulación (espesor, porosidad y saturación de aceite) tienen un mayor efecto sobre el comportamiento del proceso SAGD que las propiedades de flujo (permeabilidad, viscosidad, °API y presión del yacimiento)”⁵⁷. Es propósito de esta investigación, determinar cuál de estos grupos de propiedades presenta un mayor impacto sobre el desarrollo del proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado.

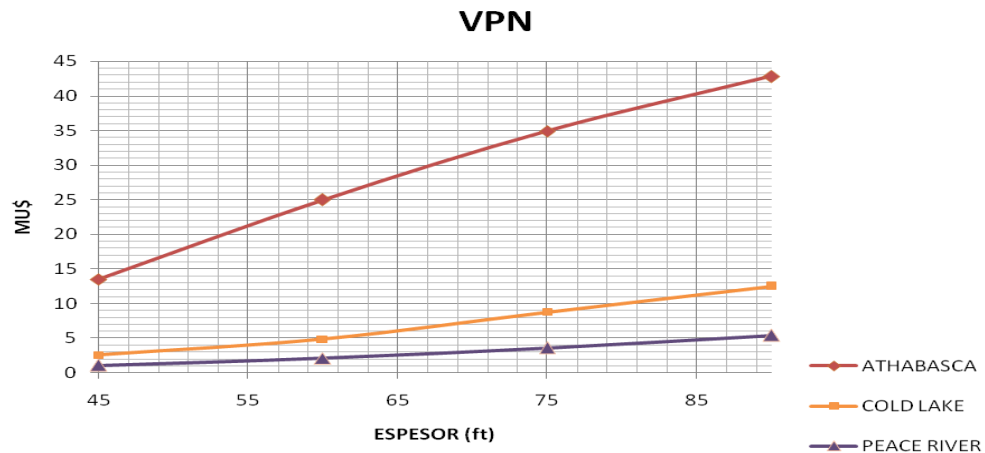
3.2.1. PERMEABILIDAD. Aunque en general, altos valores de permeabilidad conducen a mejores resultados sobre SAGD (figuras 29 y 30), el efecto de esta propiedad sobre la tasa depende de la etapa de crecimiento de la cámara de vapor en la que se encuentre el proceso, es así como a tiempos tempranos cuando la expansión de la cámara de vapor es predominantemente ascendente, altos valores de permeabilidad vertical favorecen la tasa de producción, mientras que a tiempos mayores, cuando la cámara de vapor ha alcanzado el tope de la formación y se extiende principalmente en dirección horizontal resulta conveniente un menor valor de permeabilidad vertical (figura 31).

⁵⁵ DEUTCH. Citado en: Mc. LENNAN. Permeability Modeling for the SAGD Process using Minimodels. SPE 103083. 2006. P1.

⁵⁶ Mc. LENNAN. Permeability Modeling for the SAGD Process using Minimodels. SPE 103083. 2006. P1.

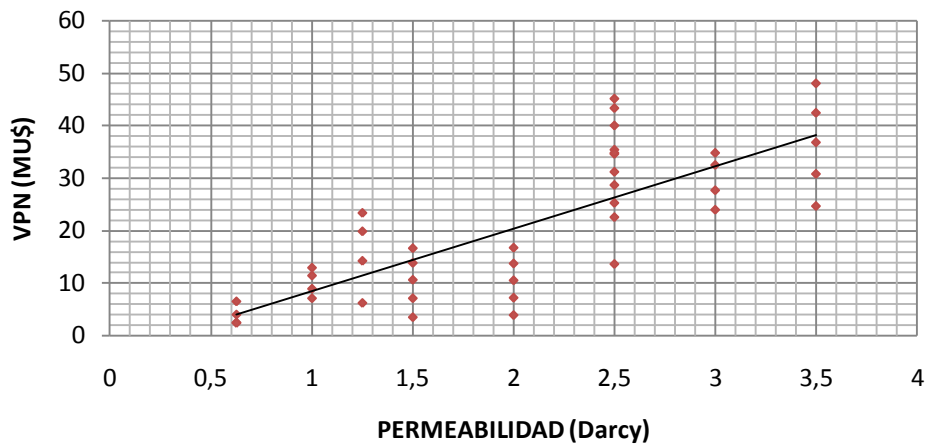
⁵⁷ LLAUNO. Citado en ALBAHANI. A Critical Review of the Status of SAGD: Where Are We and What is Next? SPE 113283. USA 2008. P 6.

Figura 28. Relación entre VPN y espesor



Fuente. SHIN & POLIKAR⁵⁸

Figura 29. Relación entre VPN y permeabilidad



En conclusión, para obtener óptimos resultados en el desarrollo de un proceso SAGD, se requiere tener altas permeabilidades verticales en los alrededores de los pozos que favorezcan el crecimiento vertical inicial de la cámara de vapor y el drenaje de aceite calentado en tiempos posteriores, evitando así que se presente acumulación de aceite, lo cual perjudicaría la producción. Mientras tanto, la

⁵⁸ SHIN & POLIKAR. Op. Cit. P 5, 7 y 9.

permeabilidad vertical más allá de los alrededores del pozo, debe presentar un valor menor, que permita la propagación horizontal de la cámara de vapor y mejore la eficiencia térmica del proceso al impedir que una mayor cantidad de calor se pierda al **overburden**.

3.2.2. VISCOSIDAD. En general, la mayoría de estudios desarrollados para evaluar el efecto de las propiedades del yacimiento sobre procesos SAGD no incluyen la viscosidad como una variable de interés, lo cual se debe a que estos trabajos han sido realizados por empresas y/o universidades canadienses para yacimientos canadienses donde se manejan rangos de viscosidad similares (bitúmenes), aunque en general se estima que a mayor viscosidad mejores resultados. Para tener una mayor claridad al respecto, fue necesario desarrollar un estudio donde se analizaran las experiencias de campo presentadas en el anexo B para determinar el efecto de la viscosidad, obteniendo como resultado la grafica presente en la figura 32, en la cual se separaron los proyectos en dos grupos, los de viscosidad mayor a 1.000.000 cp y los de viscosidad menor a este valor, encontrando que a un volumen poroso inyectado de vapor se obtiene una diferencia de cinco puntos en el factor de recobro a favor de los crudos más pesados.

Figura 30. Relación entre FR y permeabilidad

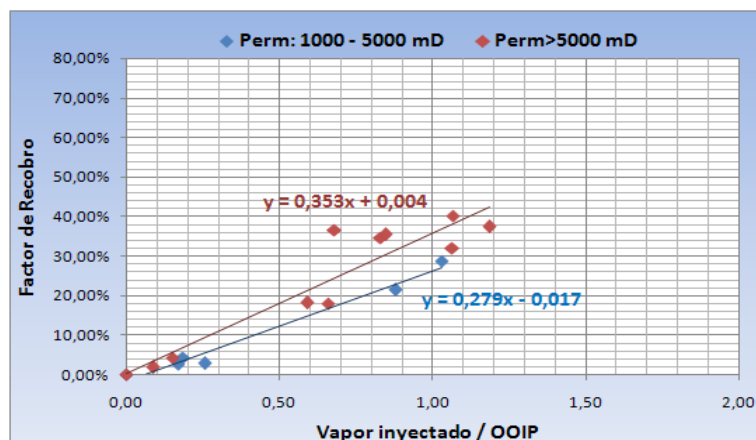


Figura 31. Efecto de la permeabilidad relativa sobre la tasa de producción de aceite.

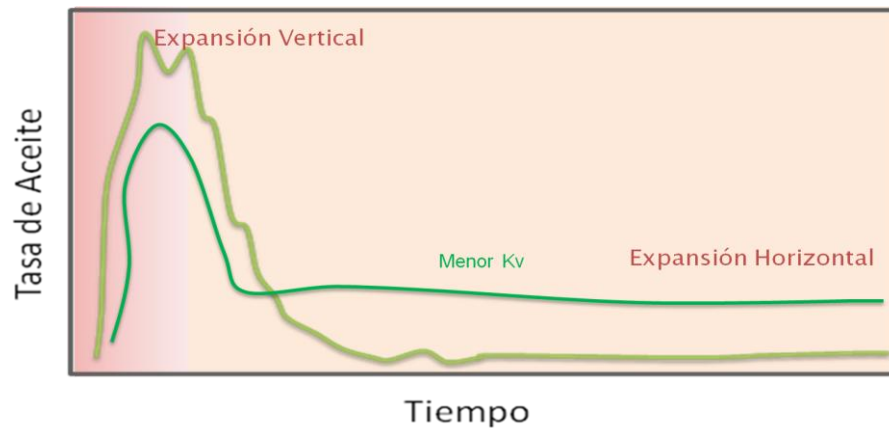
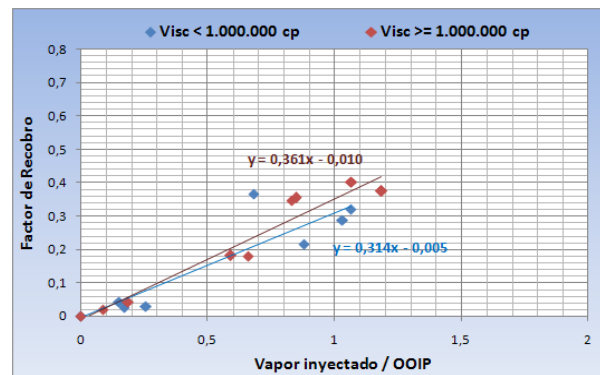


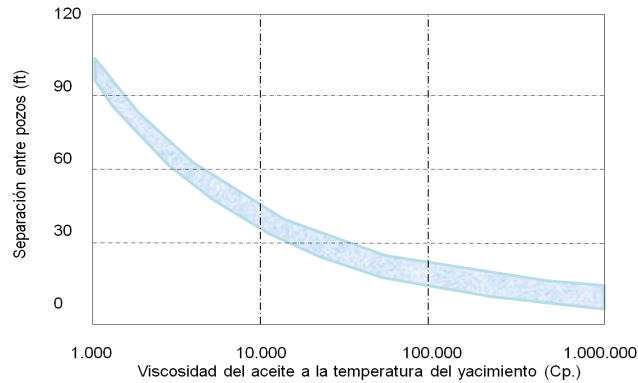
Figura 32. Efecto de la viscosidad sobre el factor de recobro.



Adicionalmente, autores como el Dr. Butler⁵⁹ han desarrollado estudios encaminados a analizar el comportamiento del proceso SAGD al ser aplicado bajo otras condiciones de viscosidad, encontrando que este parámetro afecta desde el proceso de formación de la cámara de vapor hasta la determinación de los parámetros operacionales. Por ejemplo, en la figura 33, se muestra como se ve afectada la separación entre pozos por la viscosidad del crudo, en esta se puede observar que para yacimientos de bitumen los pozos deben estar separados por una distancia inferior a 15 pies, mientras que para crudos pesados es recomendable ubicar el pozo productor en la base de la formación y el inyector cercano al tope.

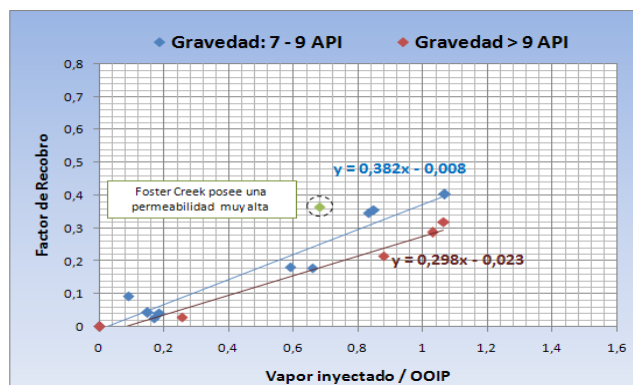
⁵⁹ BUTLER, R.M. Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future. Op. Cit. P 44-50.

Figura 33. Efecto de la viscosidad sobre la separación entre pozos.



3.2.3. GRAVEDAD API. El estudio del efecto de la gravedad API sobre el proceso SAGD está fuertemente ligado al efecto de la viscosidad. En el 2006 Shanquiang⁶⁰ encontró que al variar la gravedad API del crudo de 14° a 18°, se evidenciaba una disminución dramática de la producción de aceite, por lo cual concluyó que a mayor °API menor producción de aceite. Ahora bien, a partir de las experiencias de campo reportadas en el anexo B, se hizo una evaluación del efecto de esta propiedad, ratificando lo expuesto por Shanquiang, al encontrar que crudos con °API menor a nueve obtuvieron mejores resultados que aquellos cuya gravedad API sobrepasaba este valor, tal como se muestra en la figura 34.

Figura 34. Efecto de la gravedad API sobre FR.



⁶⁰ SHANQUIANG & BAKER. Optimizing Horizontal Well Steam Stimulation Strategy for Heavy Oil Development. SPE 104520. 2006. P 3-6.

3.3. PROPIEDADES DEL ACUIFERO. En un proceso SAGD, el agua producida es aproximadamente igual al vapor inyectado y gran parte de los costos de procesamiento corresponden al tratamiento de esa agua producida. Ahora bien, si hay presencia de acuífero en el yacimiento, el agua puede invadir la zona de vapor y aumentar la producción de fluido y por tanto los costos de producción.⁶¹

Las propiedades del acuífero, se refieren a todos aquellos factores que determinan el nivel de influencia que el acuífero pueda tener sobre el yacimiento. Así es que los acuíferos pueden ser limitados, parciales o activos de acuerdo al grado de mantenimiento de presión.⁶² También pueden clasificarse como basales, laterales y de tope según su ubicación.

Ahora bien, el grado de actividad del acuífero está fuertemente ligado a sus características, estas son: espesor, extensión lateral, presión y ubicación; siendo el tamaño (espesor y extensión lateral), las de mayor peso. Así que “Un acuífero puede ser significativamente más grande que el yacimiento, de tal forma que parezca infinito; pero, también puede ser demasiado pequeño, siendo negligente su efecto sobre el comportamiento del yacimiento”.⁶³

Estas propiedades afectan directamente el proceso SAGD y por tanto son incluidas dentro del estudio. Por ejemplo, en un estudio realizado por Doan & Baird⁶⁴, los autores encontraron una reducción aproximada del 8% en el factor de recobro cuando se tiene acuífero de fondo de 18 pies de espesor en comparación con un caso sin acuífero y a medida que aumenta el espesor disminuye el recobro (Un resultado similar había sido reportado por Butler⁶⁵ en 1990). En el trabajo en mención, también se encontró que al incrementar el área de cobertura del acuífero

⁶¹ BUTLER. Some Recent Developments in SAGD. JCPT Vol. 40, No. 1. Alberta, Canadá. Enero 2001. P 21-22.

⁶² AHMED & Mc. KINNEY. Advanced Reservoir Engineering. ELSEVIER. ISBN-13:978-0-7506-7733-2. Oxford, Inglaterra. 2005. P150.

⁶³ Ibid.

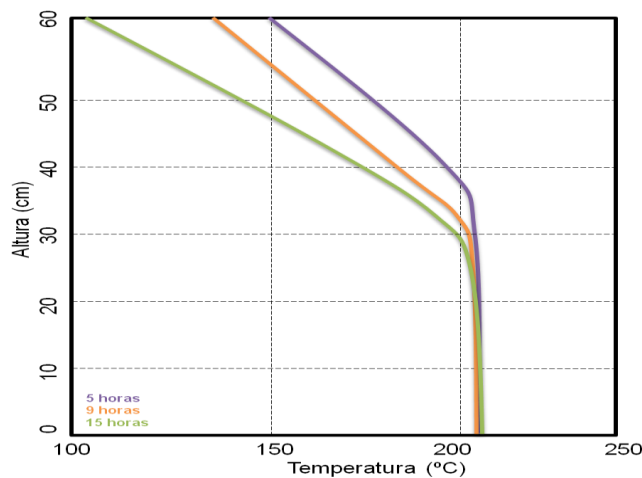
⁶⁴ DOAN, BAIRD & FAROUQ ALI. Performance of the SAGD Process in the Presence of a Water Sand. A preliminary Investigation. JCPT Vol 42 No 1. Enero 2003. P 25-31.

⁶⁵ BUTLER. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. Op. Cit. P. 344-348.

basal, el recobro no se ve afectado significativamente, caso contrario ocurre con los acuíferos de tope, donde se reduce drásticamente el recobro.

El efecto del acuífero de tope, fue estudiado por Nasr et. al y Law et. al ^{66,67} mediante pruebas de laboratorio, ellos encontraron que este tipo de acuífero no solo actúa como un ladrón de energía, disminuyendo la temperatura en la zona superior de la formación (figura 35), sino que también ocasiona una penetración tanto de la cámara de vapor como del aceite en el acuífero (alrededor del 10% del OOIP para este caso en particular).

Figura 35. Efecto del acuífero de tope sobre el perfil de temperatura.



Fuente. NASR et. al. ⁶⁸

3.4. VARIABLES DE DISEÑO. La identificación del efecto de las variables de diseño sobre el desarrollo del proceso SAGD debe hacerse para cada etapa en particular y teniendo en cuenta las condiciones del yacimiento, puesto que estos

⁶⁶ NASR, LAW, BEAULIEU, GOLBECK, KORPANY & GOOD. SAGD Application in Gas Cap and Top Water Oil reservoirs. JCPT Vol. 42 No. 1. Enero, 2003. P. 32-38.

⁶⁷ LAW, NASR & GOOD. Lab Scale Numerical Simulation of SAGD Process in the Presence of Top Thief Zones: A mechanistic study. JCPT Vol. 42. No. 3. Marzo 2003. P. 29-35.

⁶⁸ NASR. Op. Cit. P35.

dos factores inciden en el grado de afectación de los parámetros operacionales sobre el proceso, así que a continuación se explicaran las variables operacionales que intervienen en cada etapa.

3.1.4.1. FASE DE INICIALIZACIÓN. La fase de inicialización corresponde al periodo en el cual se circula vapor por los pozos productor e inyector con la finalidad de alcanzar comunicación entre ellos y una distribución uniforme de temperatura a lo largo de la sección horizontal (ver sección 2.1.3.3). En esta etapa tienen incidencia sobre el proceso las siguientes variables operacionales:

Tasa de Circulación de Vapor. La selección de la tasa de circulación del vapor, se debe enfocar en obtener una temperatura y una presión uniforme durante toda la sección horizontal del pozo. Para esto se considera el siguiente criterio: “Seleccionar una tasa de circulación que permita acercar el punto de condensación del vapor al toe y así minimizar el tiempo de circulación.”

Diferencial de Presión entre Pozos. Con la implementación de un diferencial de presión entre pozos se reduce el tiempo de inicialización del proceso, aunque en algunos puede traer consigo problemas de canalización del vapor. Además, algunos estudios¹ han mostrado que cuando la permeabilidad de la formación es buena (> 5 Darcies) no es necesario implementar la caída de presión, puesto que el tiempo se reduce considerablemente tal como se muestra en la figura 36.

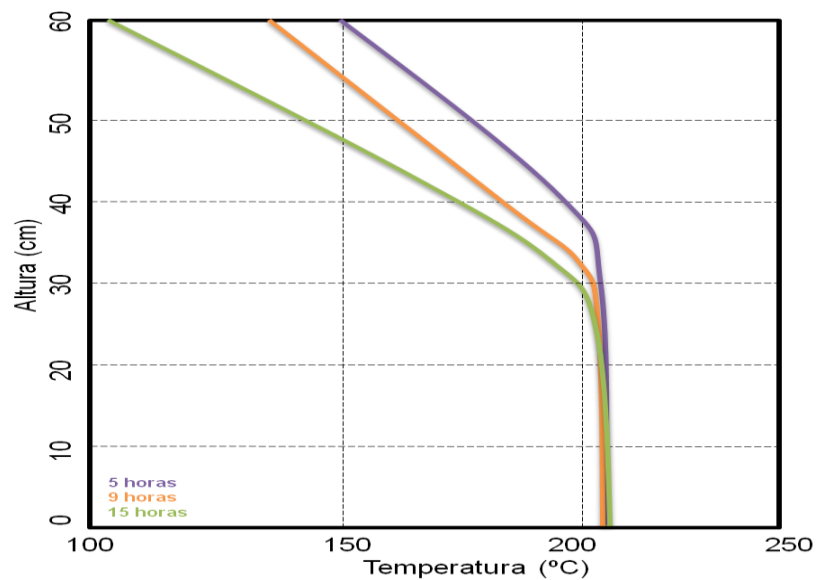
La ecuación 3.5, propuesta por Edmunds permite estimar el tiempo de duración de la fase de inicialización cuando no se aplica un diferencial de presión y constituye un criterio inicial para decidir si es necesario o no la aplicación de este paso.

$$t_{br}(\text{días}) = (1.976 - 0.724C + 0.174C^2 - 0.014C^3)S^2 \ln\left(\frac{S}{w}\right) \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

Q_o	Producción de aceite/longitud pozo	m^2/dia
k_{abs}	Permeabilidad absoluta entre pozos	Darcies
S	Distancia entre pozos	metros
$\Delta\Phi$	$P_{inj} - P_{prod} + \rho_o gh$	MPa
w	Diámetro externo del pozo	metros

Figura 36. Efecto del acuífero de tope sobre el perfil de temperatura.



La ecuación de Edmunds es aplicable cuando se cumple la siguiente condición:

$$C \geq 3DMPa$$

$$C = K_{abs} \Delta\Phi \ln\left(\frac{S}{w}\right)$$

Ec. 3.6

Es importante tener en cuenta que siempre que sea económicamente viable, es preferible no aplicar la caída de presión, ya que el potencial de flujo para el vapor y el aceite están definidos así:

$$\Delta\Phi_o = P_{inj} - P_{prod} + \rho_o gh \quad \text{Ec. 3.7}$$

$$\Delta\Phi_s = P_{inj} - P_{prod} + \rho_s gh \quad \text{Ec. 3.8}$$

Entonces, si la presión en el pozo productor y el inyector son iguales el movimiento de los fluidos será solo función de las fuerzas gravitacionales:

$$\Delta\Phi_o = \rho_o gh \quad \text{Ec. 3.9}$$

$$\Delta\Phi_s = \rho_s gh \quad \text{Ec. 3.10}$$

Como la densidad del vapor es muy baja este se moverá lentamente eliminando el problema de canalización del vapor, mientras que el aceite fluirá al pozo productor. Ahora bien, si fuese necesario implementar el diferencial de presión, se debe determinar el tiempo en el cual se realizara esta operación y la magnitud de la misma.

3.1.4.2. FASE DE DESARROLLO. La fase de desarrollo corresponde a lo que conocemos en si como SAGD. Es decir, es aquí cuando se da la formación y expansión de la cámara de vapor, así como la mayor producción aceite. En esta etapa deben considerarse las siguientes variables operacionales:

Tasa de Inyección de Vapor. De acuerdo a Edmunds⁶⁹, la tasa de inyección de vapor deseable, es aquella que mantenga la presión en la cámara al reemplazar el

⁶⁹ EDMUNDS & GITTINS. Effective Application of Steam Assisted Gravity Drainage of Bitumen to Long Horizontal Pairs. Op. Cit. P 50.

condensado en el frente de expansión. Así que un estimativo de la tasa de inyección puede obtenerse a partir del modelo analítico de Butler para estimar el crecimiento de la cámara de vapor (Ec. 3.11).

$$q = \sqrt{\frac{2kg\alpha\phi\Delta s_o h}{mv_s}} \quad \text{Ec. 3.11}$$

Donde:

- ΔS_o Diferencia entre la saturación de aceite inicial y la remanente [*fracción*]
- h Espesor de la formación [*metros*]
- k Permeabilidad [*Darcy*]
- v_s Viscosidad cinemática del aceite a la temperatura del vapor [*m²/dia*]
- m Parámetro que representa la viscosidad del crudo [*adimensional*]
- g Gravedad $7,32 \times 10^{10}$ [*m²/dia²*]
- ϕ Porosidad [*adimensional*]

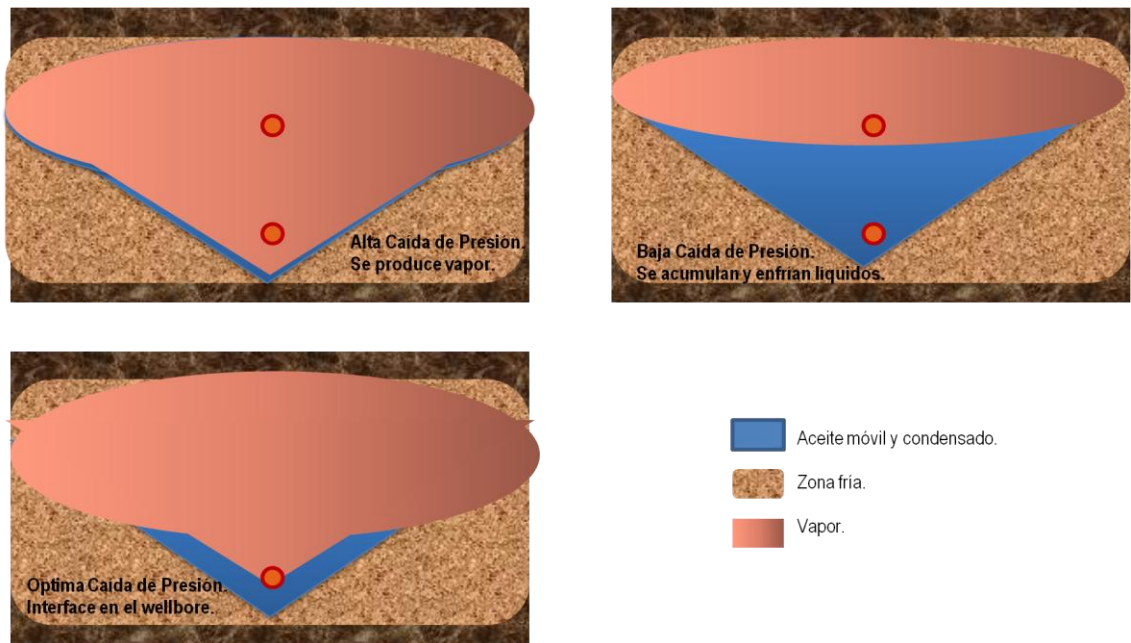
Caída de presión en el Pozo Productor. De acuerdo a Edmunds⁷⁰, la caída óptima de presión en el pozo productor es aquella que permita drenar el condensado y aceite que cae al fondo de la cámara de vapor, impidiendo que cantidades significativas de vapor sean producidas. Teniendo en cuenta que los pozos horizontales presentan altas productividades y los fluidos calientes en el yacimiento son móviles, el rango aceptable de caída de presión es pequeño (alrededor de 30 Psia). El efecto de la caída de presión en el pozo productor sobre el proceso se presenta en la figura 37.

3.5. ENTORNO ECONOMICO. Entre las variables de entorno económico que deben ser tenidas en cuenta en la evaluación de procesos SAGD se encuentran principalmente el precio del crudo y el valor de generación del vapor, estando este

⁷⁰ Ibid. P 50.

ultimo relacionado con el primero. Siendo estas variables un factor crítico a la hora de decidir si es viable o no la implementación del proceso. Por ejemplo, en el 2008, Shin⁷¹ sitúa el precio mínimo del bitumen en U\$20 por barril como límite para que la aplicación de SAGD sea económicamente viable en los yacimientos de Alberta, Canadá.

Figura 37. Efecto de la caída de presión en el pozo productor.



Fuente. EDMUNDS & GITTINS.⁷²

Por tanto, para la evaluación de resultados del SAGD debe usarse un criterio que relacione tanto la producción como las variables del entorno económico (precio del aceite y costo de generación del vapor). Entre estos criterios se encuentran SPI (Ec. 3.12), SPIDER (Ec. 3.13) y VPN (Ec. 3.14). Las dos primeras son descartadas por ser indicadores estáticos que basan sus estimaciones en las propiedades del yacimiento y no en los resultados de producción. Se seleccionó como criterio de análisis el valor presente neto, teniendo en cuenta que de acuerdo al doctor Roger

⁷¹ SHIN. A Reservoir Economic Indicator to Evaluate a SAGD Project. CIPC 2008-072. Alberta, Canada. 2008. P. 3.

⁷² Ibid. P 50.

Butler⁷³, la inversión inicial de un proyecto SAGD en Canadá es del orden de 10000 U\$Bls/día de capacidad, mientras que el costo de tratamiento del aceite producido es de 10 U\$/Bls. Así mismo, el valor de generación del vapor es de 2.5U\$/barril cuando el precio del gas natural es de un dólar por mil pies cúbicos estándar (MCF) y llega a situarse entre 5 y 20 U\$/barril cuando el precio del gas natural sube entre 5 y 8 U\$/MCF.

$$SPI = \left(\frac{h}{20}\right) \left(k_v^{0.8}\right) \left(\frac{s_o^2}{0.5^2}\right) \left(\frac{\phi^{1.5}}{0.3^{1.5}}\right) \quad \text{Ec. 3.12}$$

$$SPIDER = SPI \left(\frac{Sor_{EL}}{4}\right) \left(\frac{P_{oil}}{20}\right) \quad \text{Ec. 3.13}$$

$$VPN = \frac{(Q_{oil} P_{oil}) - (Q_s P_s)}{(1+i)^t} - c \quad \text{Ec. 3.14}$$

Donde:

h	Espesor neto de la formación.	[m]
s_o	Saturación de aceite inicial.	[fracción]
ϕ	Porosidad.	[fracción]
S_{orLE}	Saturación de aceite remanente al límite económico.	[fracción]
P_{oil}	Precio del crudo.	[U\$/barril]
P_s	Precio de generación del vapor.	[U\$/barril]
Q_{oil}	Producción de aceite.	[barriles]
Q_s	Inyección de vapor.	[barriles]
i	Tasa de Interés	[a dimensional]
t	Tiempo	[años]
c	Inversión inicial	[U\$]

⁷³ BUTLER. Op.Cit. P 18-22.

4. EVALUACION DEL EFECTO DE LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y VARIABLES DE DISEÑO SOBRE EL PROCESO SAGD

4.1. EVALUACIÓN PRELIMINAR.

Una vez identificadas las propiedades de yacimiento, así como las variables de diseño y de entorno económico, que de acuerdo a la información disponible en la literatura inciden sobre el desarrollo del proceso SAGD, se desarrolló un análisis de sensibilidad usando simulación numérica para seleccionar las variables de mayor impacto. Las herramientas usadas en esta etapa de la investigación fueron el simulador STARS de CMG y el modulo de análisis de sensibilidad de la herramienta CMOST.

4.1.1. MODELOS BASE DE SIMULACIÓN. Inicialmente se construyó un modelo homogéneo en dos dimensiones en un grid cartesiano con 2500 celdas, 100 en la dirección i, una en la dirección j y 25 en la dirección k, cada celda tiene un tamaño de 3ft x 10 ft x 3 ft.

Las propiedades generales del modelo se presentan en la tabla 8 y las curva de permeabilidad relativa en las figuras 38, mientras que la relación viscosidad – temperatura se muestra en la tabla 9.

En la tabla 10, se presentan las variables de diseño del modelo base, aclarando que estas fueron seleccionadas después de analizar su efecto sobre el factor de recobro y la relación vapor aceite.

Figura 38. Curvas de Permeabilidad Relativa

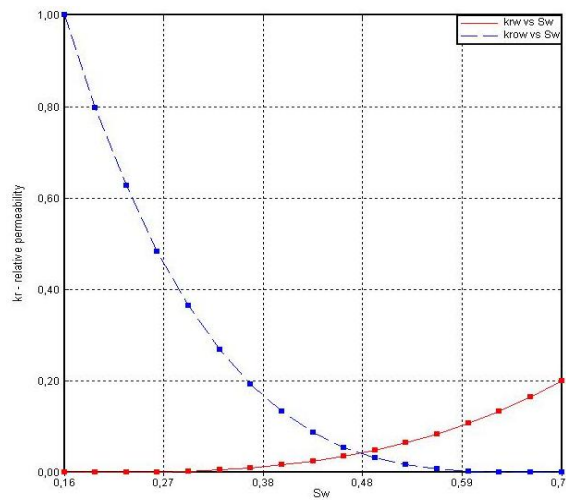


Tabla 8. Propiedades Generales del Modelo de Simulación.

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	
Profundidad (ft)	2500
Porosidad (%)	28
Saturación de Aceite Inicial (%)	0.8
Permeabilidad Horizontal (mD)	1400
Relación Kv/Kh	0,6
Presión Inicial (Psia)	2000
Temperatura Inicial (°F)	150

Tabla 9. Relación Viscosidad - Temperatura.

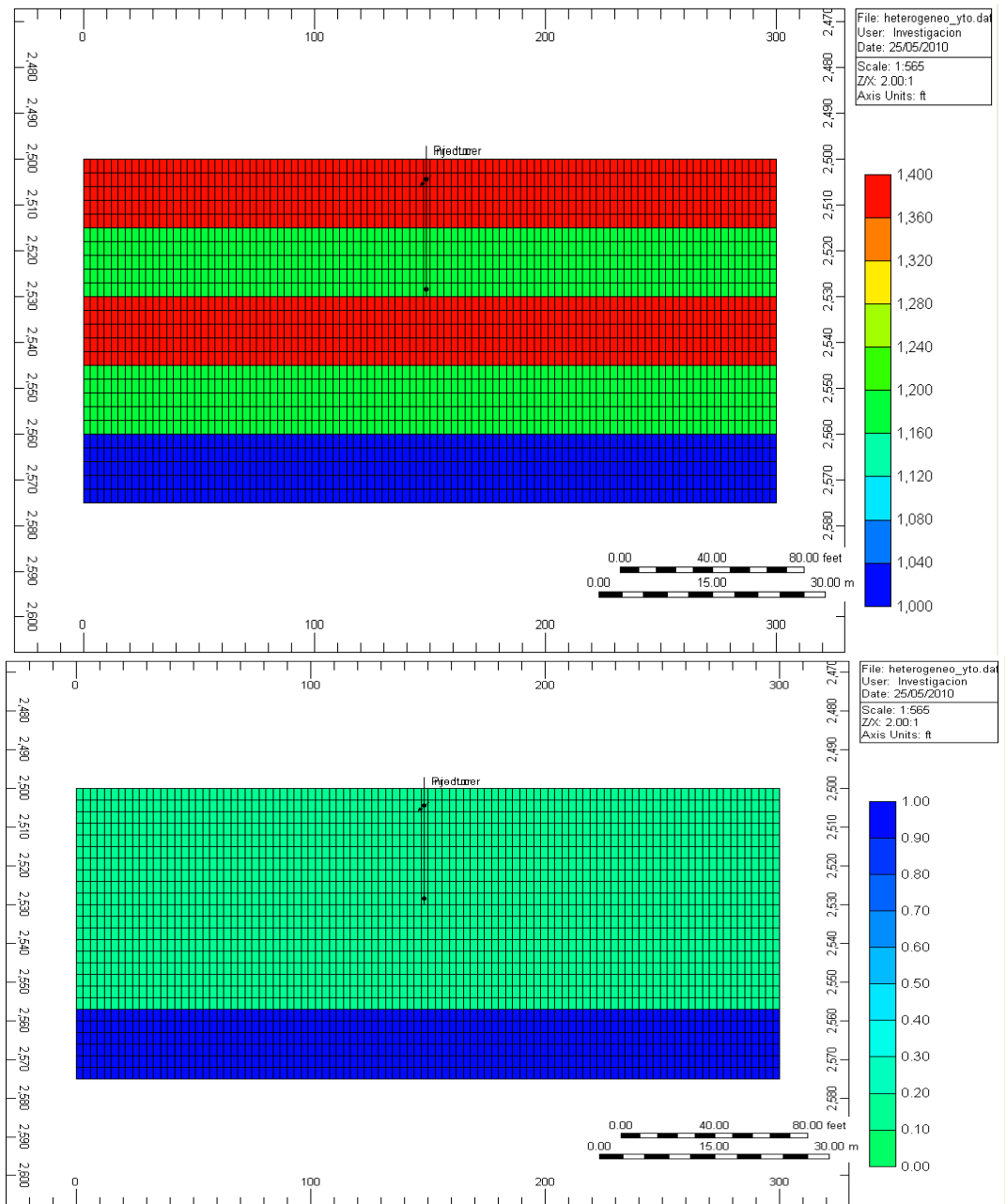
Temperatura °F	Viscosidad cp
50	10000
150	800
200	30
315	7
370	3
500	1,1
600	0,7
700	0,5

Con el ánimo de incluir en este estudio el efecto de la variación de las propiedades del yacimiento, se construyó un segundo modelo de simulación, constituido por cinco capas y con presencia de acuífero de fondo, como se muestra en la figura 39 y en la tabla 11, se mantuvieron las propiedades del fluido y las variables de diseño del modelo homogéneo.

Tabla 10. Variables de Diseño Iniciales.

Parámetros operacionales	
Presión de inyección (psi)	2200
Tasa de inyección (bbl/día)	100
Presión de producción (psi)	1800
Tasa de producción (bbl/día)	300
Ubicación del pozo inyector	50,1,2
Ubicación del pozo productor sin acuífero	50,1,20
Ubicación del pozo productor con acuífero	50,1,10

Figura 39. Distribución de Permeabilidad y Saturación de Agua en el Modelo Heterogeneo.



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG), Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulation, STARS.

Tabla 11. Propiedades del Modelo Heterogeneo.

Propiedades del campo		
	POROSIDAD	PERMEABILIDAD
Capa 1	0.28	1400
Capa 2	0.24	1174
Capa 3	0.27	1400
Capa 4	0.22	1174
Capa 5	0.16	1000
Relación Kv/Kh		0.6
Profundidad (ft)		2500
S _{oi}		0.8
Presión inicial del yto (psi)		2000
Temperatura (°F)		150
Viscosidad cp (a 150°F)		800
Acuífero (% de espesor del modelo)		20

4.1.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.

El análisis de sensibilidad a las propiedades del yacimiento se desarrollo separadamente para el modelo homogéneo y el heterogéneo, usando un diseño factorial 2^k , donde k representa el número de variables sensibilizadas. En ambos casos se siguió la metodología presentada en la figura 40. Para todos los casos, las variables de respuesta usadas son el factor de recobro, corte de agua y relación aceite vapor. En el anexo A, se presenta la definición de algunos conceptos fundamentales usados en el análisis y diseño de experimentos.

4.1.2.1. EFECTO DE LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO EN EL MODELO HOMOGÉNEO.

En esta etapa se usa un diseño experimental 2^6 , con los seis factores de estudio presentados en la tabla , este análisis de sensibilidad es válido en la región experimental o rango de variación de cada factor, presentado en la misma tabla. En la figura 41, se presenta la matriz experimental, nótese que en

este caso se usa la notación de signos, donde un (+) indica que el factor se encuentra en su valor máximo y un (-) que el factor se encuentra en su valor mínimo, el orden usado es el mismo de la tabla 12. Por ejemplo, en la segunda corrida, todos los factores se encuentran en su valor mínimo, excepto la viscosidad. El software usado, permite la obtención rápida del efecto de cada uno de los factores estudiados sobre las variables de respuesta (FR, Wcut y SOR). A partir de estos efectos se construyeron los diagramas de Pareto presentados en la figura 42.

Figura 40. Metodología para el Analisis de Sensibilidad.

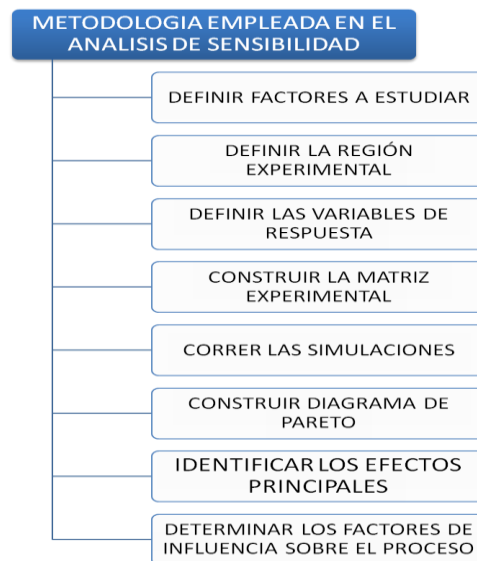
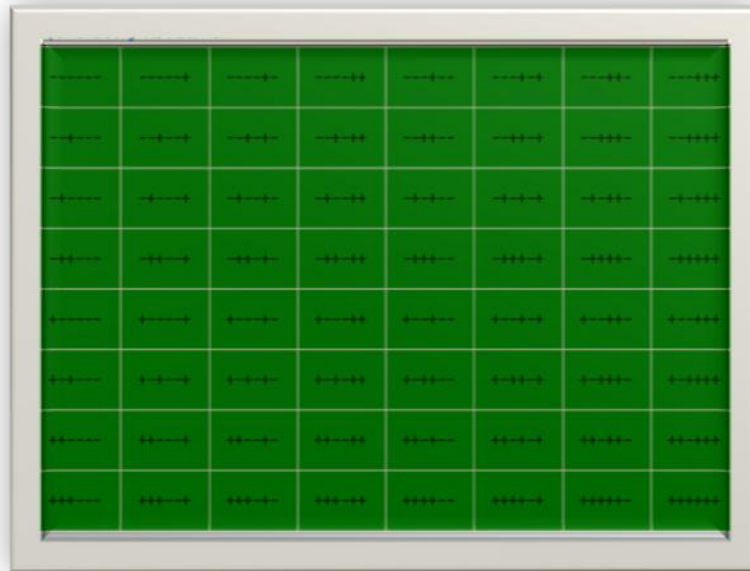


Tabla 12. Factores de Yacimiento Estudiados en el Modelo Homogeneo.

Factor	Valor Mínimo	Valor Máximo
h (pies)	50	100
Kh (mD)	700	1400
Kv/Kh	0,3	0,60
Porosidad (%)	16	28
Sw (%)	20	25
Viscosidad (cp)	800	10000

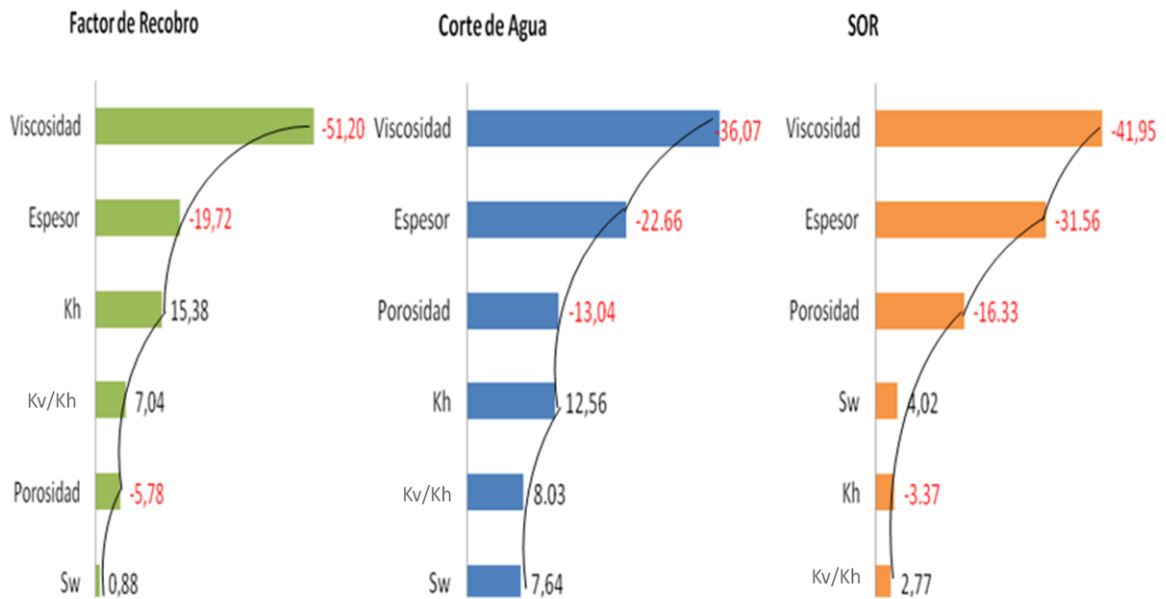
Figura 41. Matriz Experimental usada en el Estudio de las Propiedades del Yacimiento en el Modelo Homogeneo .



La teoría de análisis de resultados en el diseño experimental, indica⁷⁴ que en un diagrama de Pareto se pueden diferenciar los factores de alto, mediano y bajo impacto al unir las barras por líneas curvas, se identifica un cambio en el nivel de impacto en los puntos donde la línea cambie su curvatura. De acuerdo con esto, se identifica en la figura 42 que los factores de alto impacto son en su orden: viscosidad, espesor y permeabilidad. La saturación de agua inicial y la relación de anisotropía (K_v/K_h) tienen un efecto casi nulo sobre el proceso para la región experimental; sin embargo es altamente probable que al aumentar este rango el efecto se acentúe; por ejemplo, si la saturación no variara entre 20% y 25% sino entre 20% y 40%, el corte de agua aumentaría considerablemente. A continuación se explica más detalladamente el efecto de los factores de alto impacto sobre las variables de respuesta (FR, W_{cut} , SOR).

⁷⁴ GUTIERREZ A. & DE LA VARA ROMAN. Analisis y Diseño de Experimentos. Mc. Graw. Hill. Mexico. 2003. P. 244-245.

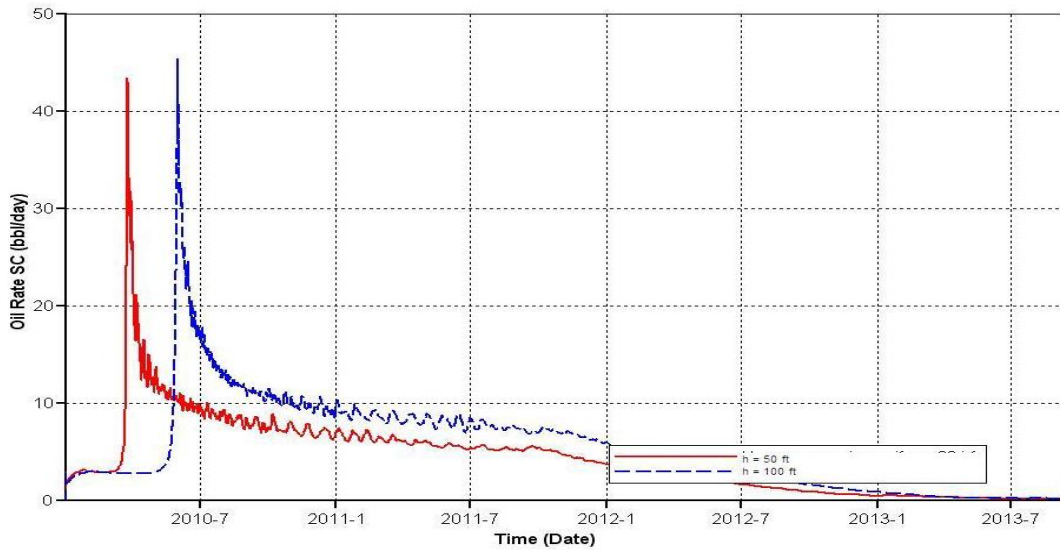
Figura 42. Diagrama de Pareto o de Efectos en el Modelo Homogeneo.



Viscosidad del Crudo. Al disminuir el valor de la viscosidad, aumenta la movilidad del crudo, por esta razón se tienen dos efectos conjuntos que contribuyen a aumentar la producción de aceite; estos son: fuerzas gravitacionales y diferencial de presión. Sin embargo, por esta misma razón se acelera la producción de agua y en consecuencia se registran aumentos en el corte de agua y la relación vapor aceite.

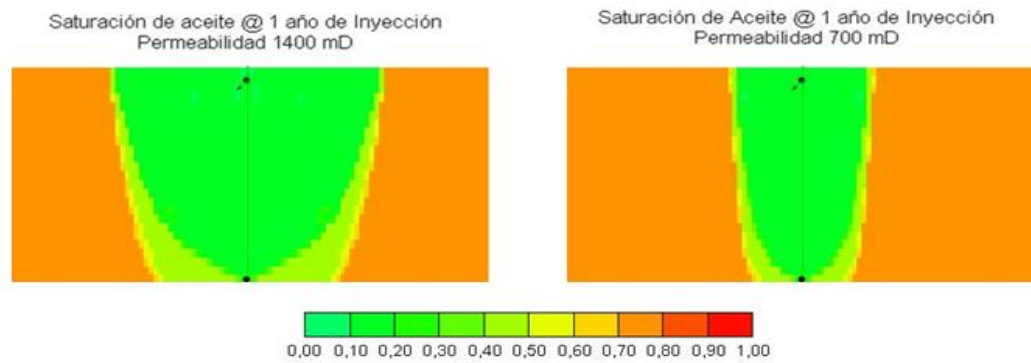
Espesor de la formación. La figura 42 muestra un efecto negativo de este factor sobre las tres variables de respuesta. El impacto sobre el SOR y el corte de agua se debe a que al aumentar el espesor, implícitamente está aumentando la separación entre pozos y por tanto el vapor tarda más tiempo en llegar al pozo productor. Este hecho también es la razón por la que disminuye el factor de recobro ya que aunque el pico de producción se mantiene sin variación significativa como se muestra en la figura 43, al aumentar el espesor, el proceso toma más tiempo en desarrollarse y al medir los resultados a un mismo tiempo el factor de recobro es menor.

Figura 43. Efecto del espesor de la formación sobre la tasa de producción de aceite.



Permeabilidad de la formación. Un aumento en el valor de esta propiedad, favorece la expansión de la cámara de vapor, al facilitar el flujo de fluidos en el medio poroso, por esta razón, se evidencia un efecto positivo sobre el factor de recobro así como sobre el corte de agua. El SOR disminuye puesto que aumenta la producción de aceite (figura 44).

Figura 44. Efecto la permeabilidad de la formación sobre la tasa de producción de aceite.



Una vez determinadas las propiedades del yacimiento que mayor influencia tienen sobre el proceso, se continuó el estudio sobre el modelo heterogéneo presentado en la sección 3.2.1. Este modelo involucra cinco capas con propiedades diferentes

y la presencia de un acuífero de fondo, por lo cual permite una evaluación más completa que incluya el efecto de este tipo de heterogeneidades del yacimiento sobre el proceso SAGD.

4.1.2.2. EFECTO DE LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO EN EL MODELO HETEROGÉNEO. En esta sección, se busca caracterizar el comportamiento del proceso SAGD cuándo se aplica en yacimientos que presentan variaciones en sus propiedades. Para ésto, se usó el modelo heterogéneo cuyas propiedades se presentan en las figuras 39 y tabla 11. El procedimiento seguido es similar al del caso anterior, pero difiere en el número de factores a estudiar, ya que para este caso se tienen cinco variables de permeabilidad (una por cada capa del yacimiento), se incluye como factor el espesor del acuífero de fondo y no se tienen en cuenta para la sensibilidad la porosidad y la saturación de agua. La viscosidad y el espesor se mantienen, solo para verificar cual es el efecto de las nuevas variables incluidas con respecto a éstas. En la tabla 13, se presentan los factores estudiados y su rango de variación.

El diagrama de Pareto obtenido en este caso (figura 45), muestra que al igual que en el modelo homogéneo, la viscosidad y el espesor presentan el mayor efecto sobre las variables de respuesta. En segunda instancia se sitúan la permeabilidad de las capas superiores (1 y 2 para este caso) y se encuentra que la permeabilidad de las capas inferiores, la relación de anisotropía (K_v/K_h) y el espesor del acuífero tienen un efecto menor sobre el proceso. El alto impacto de la permeabilidad de las capas superiores en relación con las inferiores, se debe a que el pozo inyector se ubica cerca al tope y por tanto el aumento de esta propiedad en la zona superior mejora la inyectividad y adicionalmente permite una mejor expansión lateral de la cámara de vapor. Por otra parte, la relación de anisotropía ayuda a aumentar tanto el factor de recobro como el corte de agua, puesto que facilita el flujo de fluidos entre pozos (vapor y aceite). Finalmente se observa que el espesor del acuífero afecta específicamente el SOR, puesto que

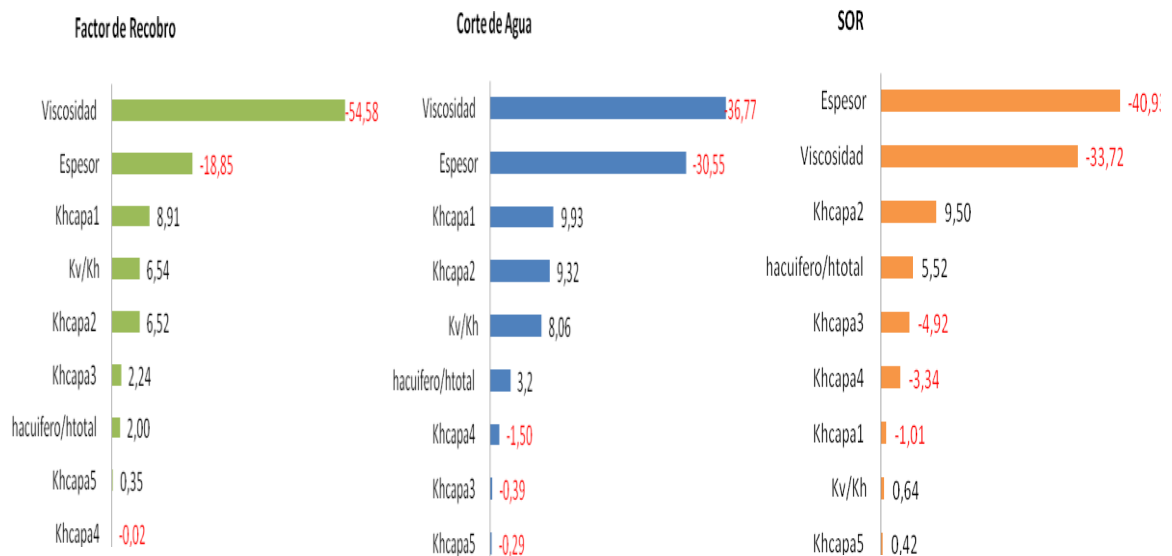
no solo actúa como ladrón de energía sino que también al aumentar el corte de agua, disminuye implícitamente la producción de aceite.

Tabla 13. Factores de Yacimiento Estudiados en el Modelo Heterogeneo.

FACTOR	VALOR MINIMO	VALOR MAXIMO
hacuifero/htotal	0.04	0.24
h(pies)	50	100
Kh capa1 (mD)	700	1400
Kh capa2 (mD)	700	1400
Kh capa3 (mD)	700	1400
Kh capa4 (mD)	700	1400
Kh capa5 (mD)	700	1400
Kv/Kh	0.3	0.60
Viscosidad (cp)	800	10000

Ahora bien, de acuerdo con los resultados obtenidos y los objetivos planteados en este trabajo de investigación, se prosiguió a evaluar el efecto de la movilidad del crudo y del espesor del acuífero sobre los resultados del proceso.

Figura 45. Diagrama de Pareto o de Efectos en el Modelo Heterogeneo.

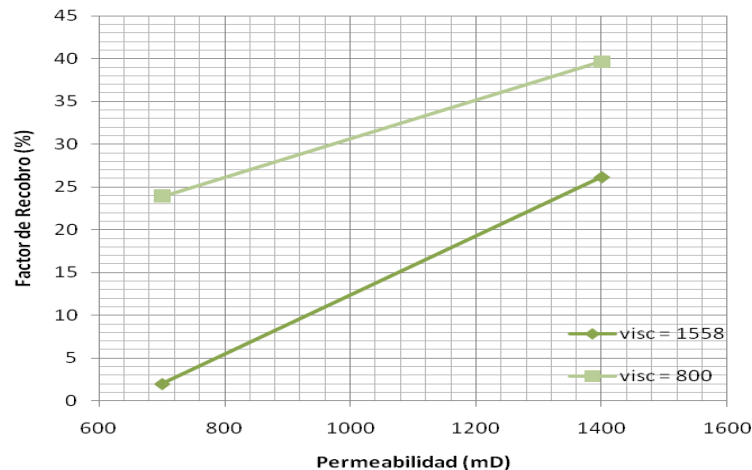


4.1.2.3. EFECTO DE LA MOVILIDAD DEL CRUDO SOBRE EL PROCESO SAGD. El análisis de sensibilidad anterior mostró el alto impacto de la viscosidad

sobre el proceso SAGD, quedando claro que la movilidad del crudo tiene un efecto positivo. Teniendo en cuenta que el rango de viscosidad usado en el análisis anterior era muy amplio (800 cp – 10.000 cp); se procedió a desarrollar un nuevo análisis que solo involucra permeabilidad y viscosidad. En este nuevo análisis el rango de permeabilidades se mantuvo, mientras que el de viscosidad se situó entre 4250 cp y 800 cp. En este análisis se usó el modelo homogéneo sin acuífero presentado anteriormente.

En primera instancia, se llevaron a cabo una serie de corridas de prueba para analizar cuál es el efecto de una propiedad en función de la otra. Por ejemplo, en la figura 46, se muestra que aunque, en general, los mejores resultados se obtienen con bajas viscosidades y altas permeabilidades, el efecto de la permeabilidad es más notorio cuando la viscosidad es menor. Esto se debe a que el crudo tiene menor capacidad de fluir y requiere grandes canales para poder desplazarse.

Figura 46. Efecto de la Movilidad del Crudo sobre el Factor de Recobro.



Así mismo, la figura 47, muestra que el efecto de la permeabilidad sobre el SOR cambia cuando aumenta la viscosidad; es decir, cuando la viscosidad es mayor, el SOR tiende a aumentar con la permeabilidad, puesto que la relación de

movilidades favorece la alta producción de vapor y agua (figura 48) lo cual va en detrimento de la producción de aceite. Mientras que cuando la viscosidad es menor el SOR tiende a disminuir (aunque en una proporción mucho menor), puesto que el crudo fluye más fácilmente.

Figura 47. Efecto de la Movilidad del Crudo sobre el SOR.

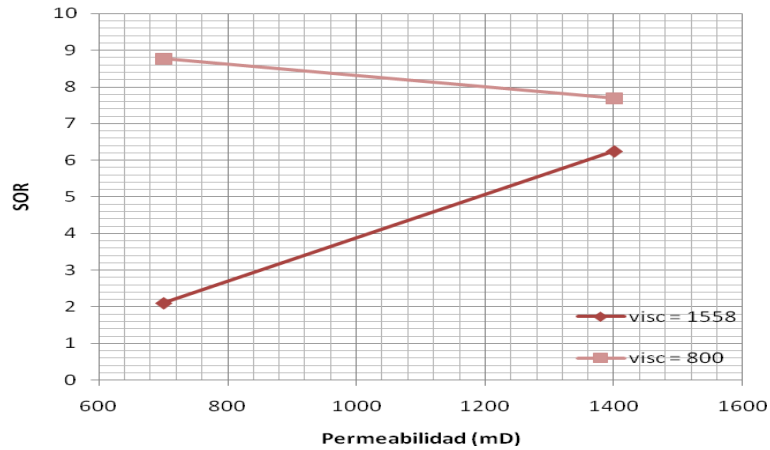
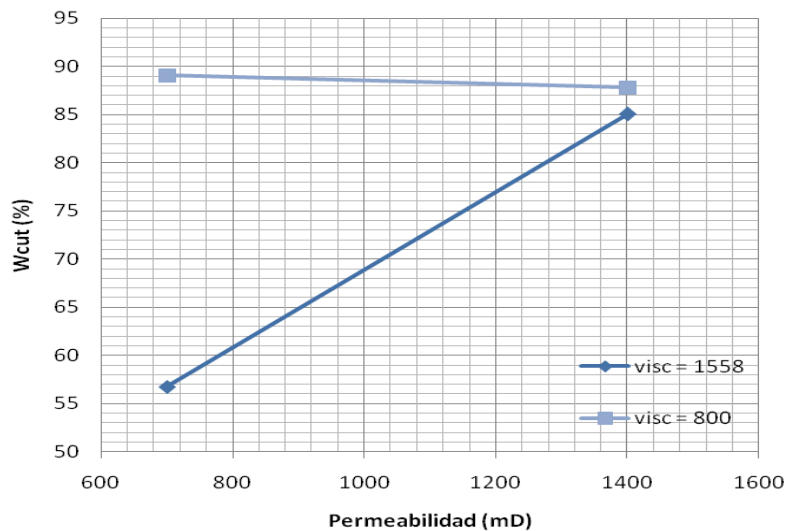


Figura 48. Efecto de la Movilidad del Crudo sobre el Corte de Agua.



Teniendo en cuenta que el efecto de cada una de estas propiedades se encuentra fuertemente ligado entre sí, se buscó determinar la relación existente entre ellos.

Con este fin, se usó el módulo de optimización de la herramienta CMOST de CMG con los valores presentados en la tabla 14. Se seleccionó como variable de respuesta el valor presente neto, pues permite tener en cuenta tanto la producción de aceite y agua como la cantidad de vapor inyectado. El valor presente neto se calculó usando los valores que se presentan en la tabla 15.

Tabla 14. Valores de Permeabilidad y Viscosidad usados en el Analisis de la Movilidad.

PERMEABILIDAD (mD)	700	800	900	1000	1100	1200	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
VISCOSIDAD (cp)	10000	3718	3261	2868	2527	2232	1976	1753	1558	1387	1238	1107	992	890

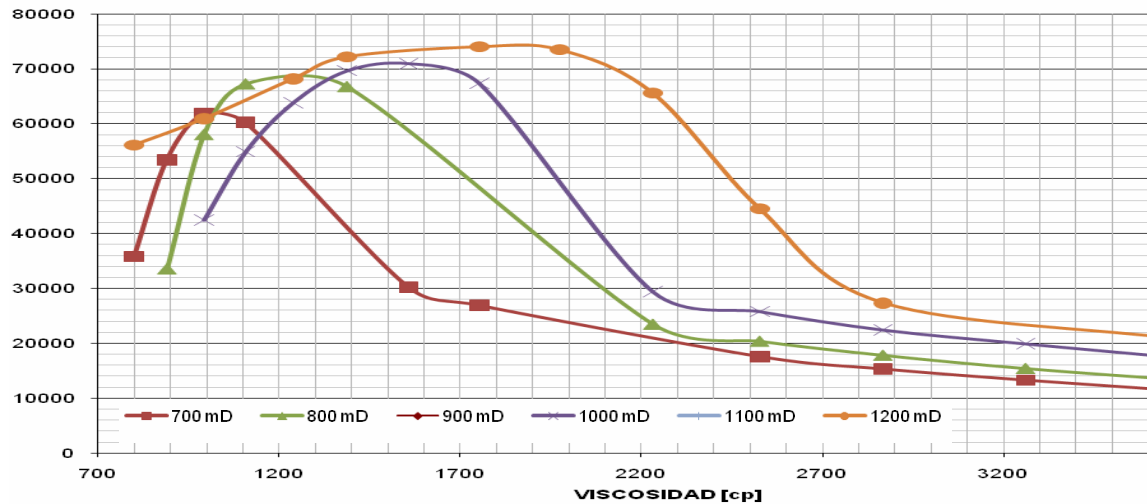
Tabla 15. Valores usados en el Calculo del VPN.

Valor del Crudo producido	32 U\$/bls
Costo de Generación del Vapor	6U\$/bls
Costo del Tratamiento del agua	0.5 U\$/bls

El análisis de la movilidad sobre el valor presente neto se dividió en dos secciones, la primera abarca yacimientos de baja permeabilidad (valores sombreados en la tabla 14), mientras que en la segunda se incluye un rango de permeabilidad entre 1500 y 5000 mD. En la figura 49, se graficó el valor presente neto como función de la viscosidad, para los valores incluidos en el rango de baja permeabilidad. En general se aprecia que a mayor permeabilidad, mayor VPN; así mismo por la curvatura de las líneas, se infiere que debe existir una combinación optima de permeabilidad y viscosidad en la cual se maximiza la ganancia del proyecto, este punto se desplaza a la derecha de la gráfica a medida que aumenta la permeabilidad. También se aprecia la existencia de un valor crítico de viscosidad a partir del cual hay un cambio brusco en la pendiente de las gráficas.

Teniendo en cuenta lo anterior, se sectorizó el análisis del comportamiento de las curvas en tres segmentos de acuerdo con los valores de viscosidad, para cada dato de permeabilidad.

Figura 49 Efecto de la Viscosidad del Crudo sobre el VPN a bajas permeabilidades.



El primer segmento abarca los valores menores a la viscosidad óptima, en este rango de datos, al aumentar la viscosidad del crudo se acelera la llegada del vapor al pozo productor y como la tasa de producción de aceite aumenta considerablemente después de ese momento, entonces, para un mismo tiempo se tiene una mayor producción acumulada de aceite. Por ejemplo, un aumento de la viscosidad de 800 a 890 cp, para una permeabilidad de 700 mD, se ve reflejado en una diferencia del tiempo de irrupción de vapor cercano a 90 días. En la figura 50 , se aprecia la diferencia en la tasa de producción de aceite para los dos casos.

El segundo segmento abarca los valores comprendidos entre la viscosidad óptima y la viscosidad crítica y se caracteriza por una pronunciada pendiente negativa. En esta región se registra una disminución importante de la movilidad del crudo, lo cual afecta la expansión de la cámara de vapor. Para ilustrar esta tendencia, en la figura 51 se comparan los resultados obtenidos para viscosidades de 2232 y 2527

cp con permeabilidad de 1200 mD. Por último, en el tercer segmento se tiene un rango de estabilización a valores muy altos de viscosidad.

Figura 50 Comportamiento de la Tasa de Producción de Aceite.

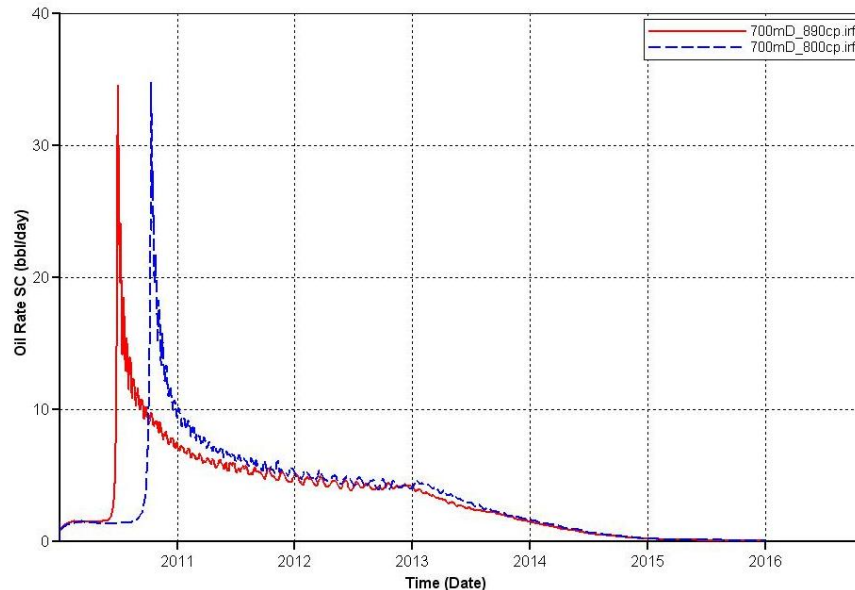
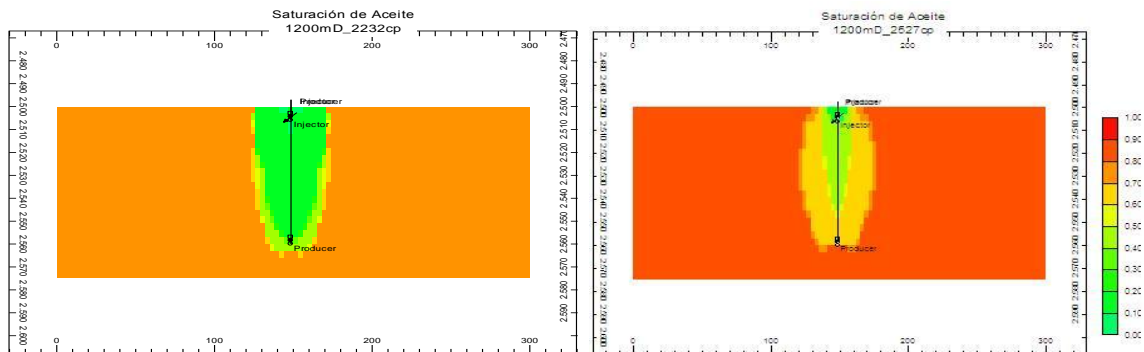
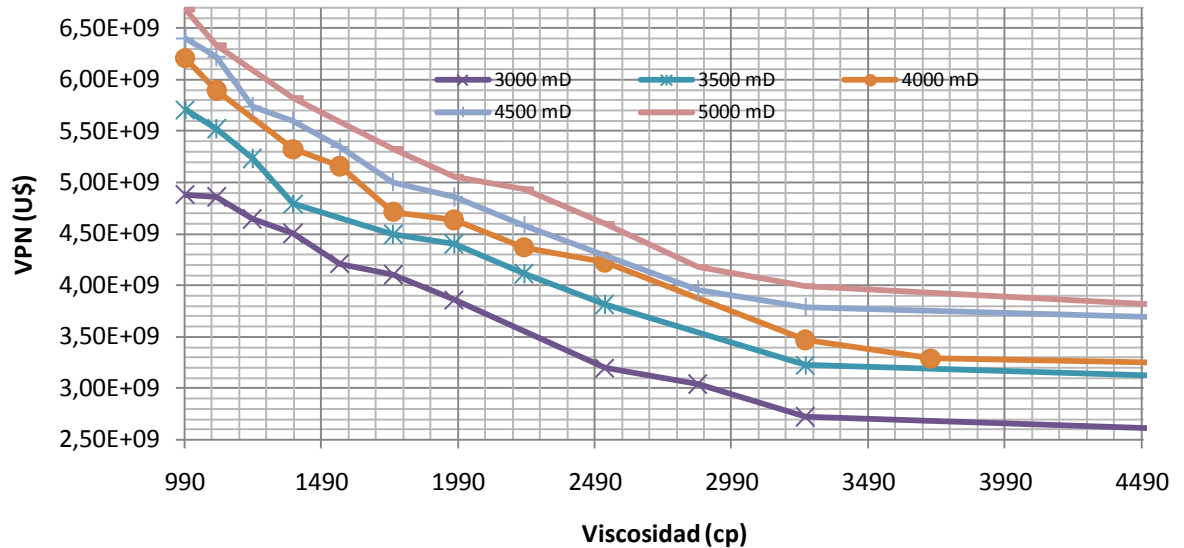


Figura 51 Crecimiento de la Cámara de Vapor a diferentes valores de viscosidad.



Los resultados obtenidos para la segunda parte del análisis, la cual se refiere a valores altos de permeabilidad (3000-5000 mD) muestran una tendencia decreciente del valor presente neto con el aumento de la viscosidad, obteniendo los mejores resultados a mayores valores de permeabilidad. Nótese también que a partir de 3000 cp se estabilizan los valores de VPN (figura 52).

Figura 52 Efecto de la Viscosidad sobre el VPN para valores altos de permeabilidad.



Para finalizar el análisis de la movilidad, se presentan en la tabla 16 las combinaciones de permeabilidad y viscosidad que presentan los mejores resultados, obteniendo para cada caso un valor óptimo de movilidad. Nótese que para el primer rango de valores ($K < 1200$ mD), la movilidad optima se encuentra en un rango entre 0,6 y 0,7 mD/cp, mientras que para el segundo grupo ($K > 3000$ mD) el rango de movilidad se sitúa entre 3 y 4,5 mD/cp.

Una revisión de la base de datos de proyectos de recobro mejorado⁷⁵, muestra que en casos reales es poco probable que se encuentre la combinación necesaria para satisfacer estas condiciones; puesto que altas permeabilidades se encuentran típicamente en yacimientos someros, mientras que viscosidades relativamente bajas en yacimientos de crudos pesados son consecuencia de la acción del gradiente geotérmico junto con las altas profundidades.

⁷⁵ BASE DE DATOS EORS. Grupo de Investigación Recobro Mejorado. 2010.

Tabla 16. Rangos Optimos de Movilidad.

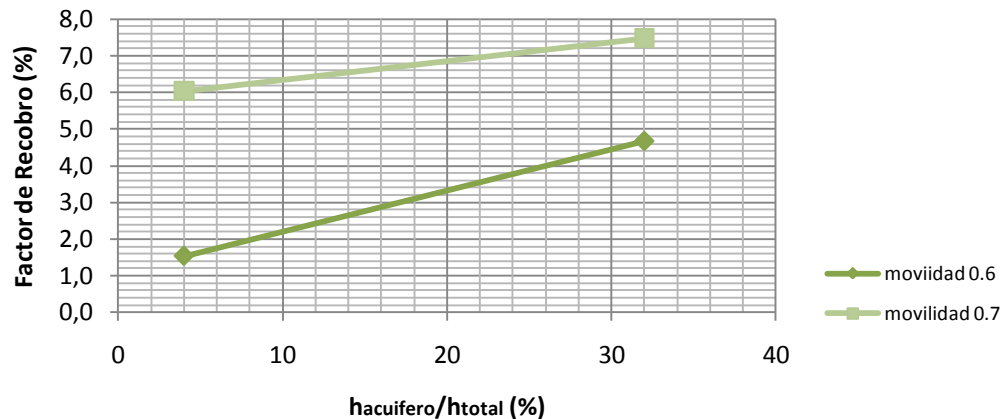
Permeabilidad (mD)	Viscosidad (cp)	Movilidad (mD/cp)
700	1000	0,70
800	1330	0,60
900	1500	0,60
1000	1670	0,60
1100	1570	0,70
1200	2000	0,60
3000	992	3,02
3500	992	3,53
4000	992	4,03
4500	992	4,54

4.1.2.4. EFECTO DE LA PRESENCIA DE ACUIFERO SOBRE EL PROCESO SAGD. Partiendo del hecho de que el análisis anterior mostró que la movilidad óptima para el proceso SAGD en crudos pesados se sitúa entre 0,6 y 0,7 mD/cp y que el modelo original se construyó con una permeabilidad de 1400 mD, se uso para el análisis inicial de movilidad-acuífero valores de viscosidad de 2000 y 2374 cp.

Siguiendo un esquema de trabajo similar al planteado para el análisis de la movilidad, se buscó en primera instancia determinar si el efecto del acuífero sobre el proceso se encontraba ligado al grado de movilidad del crudo, para lo cual se usaron los valores presentados anteriormente con un acuífero que representaba del 4 al 32% del espesor total del yacimiento. Una vista rápida a la figura 53, muestra un aparente efecto positivo del espesor del acuífero al factor de recobro; sin embargo, estos resultados pueden estar siendo afectados por la ubicación del pozo productor (el cual se fijó en la celda 50,1,10 para todos los casos), razón por la cual en el caso del espesor del acuífero de 4% hay una porción significativa de

yacimiento que se ubica por debajo del pozo productor y no es contactada efectivamente por la cámara de vapor (figura 54).

Figura 53. Efecto del Espesor del Acuífero sobre el Factor de Recobro.



Para constatar los resultados obtenidos y justificar lo mencionado anteriormente se realizó nuevamente el análisis de sensibilidad fijando la ubicación del pozo productor a la localización del acuífero, de manera que la separación entre estos permaneciera constante. Los resultados presentados en la figura 55 junto con el análisis anterior permiten deducir algunas conclusiones del proceso:

- Para una movilidad de 0,7 la separación entre pozos juega un papel fundamental sobre el factor de recobro, lo cual se hace evidente con un incremento del FR cercano al 5% en tres años de producción.
- El grado de afectación del espesor del acuífero sobre el proceso depende de la movilidad del crudo, teniendo una repercusión positiva mucho más notoria en los valores altos de movilidad.
- El incremento que presenta el factor de recobro cuando aumenta el espesor del acuífero, es mayor para una movilidad de 0,7 debido al barrido

del agua en su camino al pozo productor, el cual es más eficiente si el crudo es menos pesado (figura 56).

- Finalmente, en las figuras 57 y 58 se observa un incremento del corte de agua y de la relación vapor-aceite al aumentar el espesor del acuífero, como era de esperarse por las pérdidas de energía asociadas y la entrada de agua.

Figura 54. Porción de Yacimiento que no es Contactada por la Cámara de Vapor.

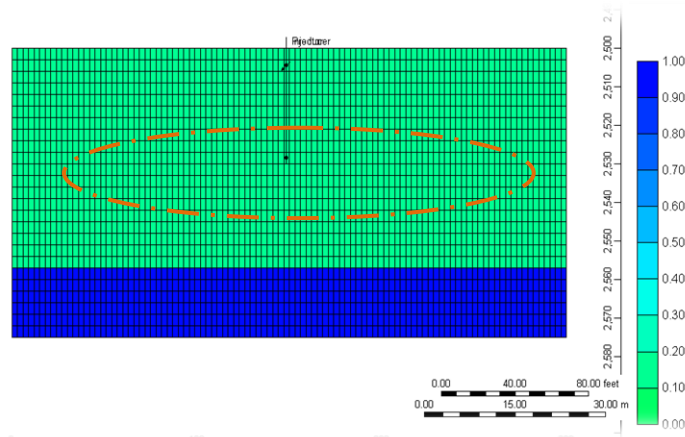


Figura 55. Efecto del Espesor del Acuífero sobre el Factor de Recobro variando la ubicación del Pozo Productor.

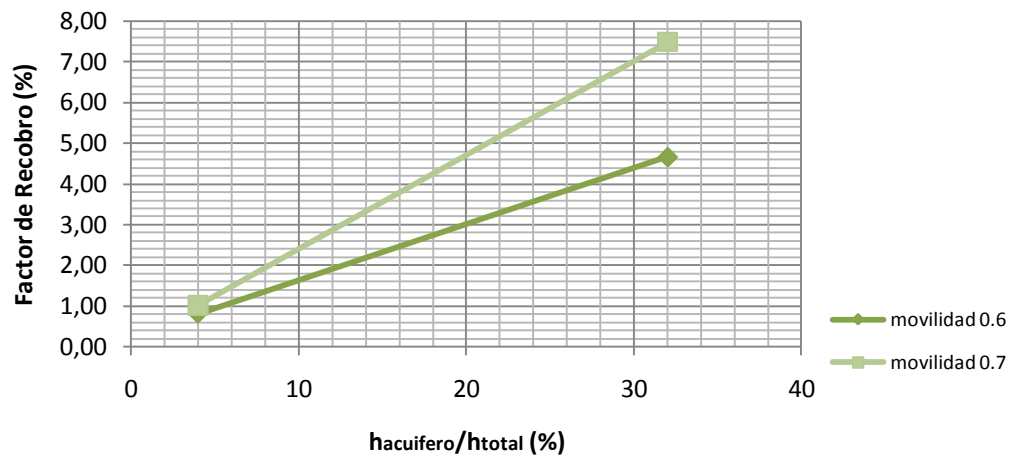


Figura 56. Barrido del agua en su paso al Pozo Productor.

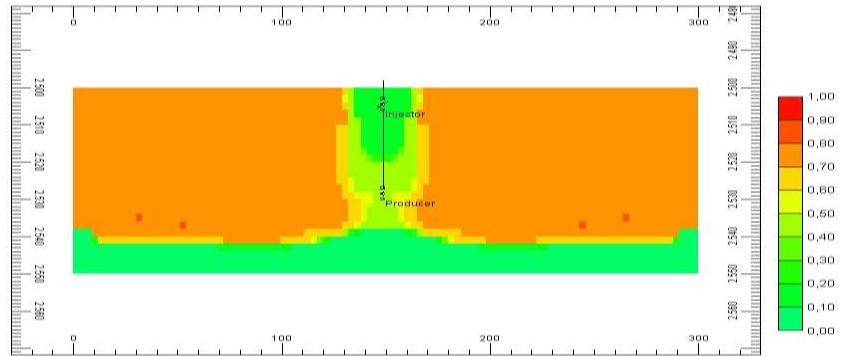


Figura 57. Efecto del Espesor del Acuífero sobre el Corte de Agua.

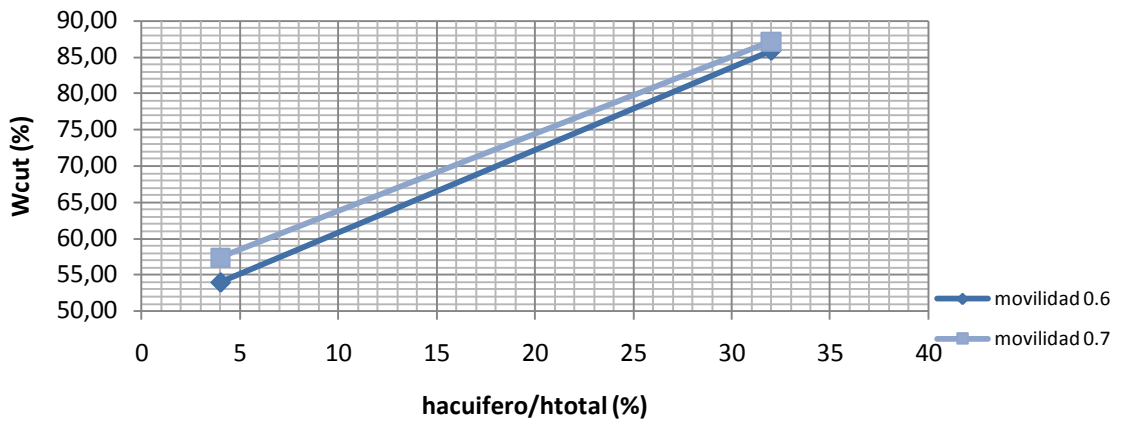
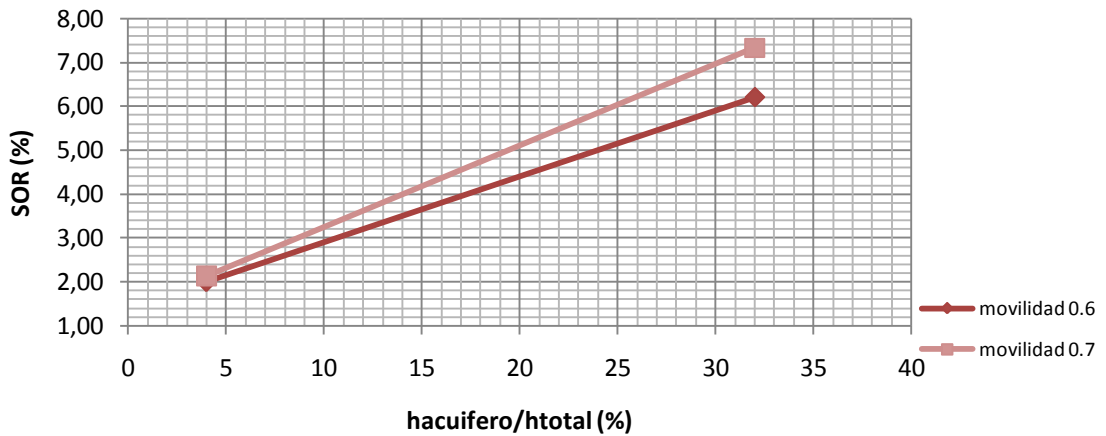


Figura 58. Efecto del Espesor del Acuífero sobre el SOR.



4.1.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LAS VARIABLES DE DISEÑO. La evaluación del efecto de las variables de diseño, se llevó a cabo sobre cuatro modelos de yacimiento los cuales se presentan en la tabla 17. Para cada uno de estos casos se llevó a cabo un análisis de sensibilidad, bajo un diseño experimental del tipo 2⁶, donde las variables estudiadas y el rango de variación de cada una de ellas se presentan en la tabla 18. En este caso, se analizaron comparativamente los efectos de los factores estudiados sobre las variables de respuesta en los cuatro casos, con la finalidad de comprender mejor como afectan la presencia de acuífero y las heterogeneidades del yacimiento los parámetros de diseño del proceso SAGD.

Tabla 17. Casos Estudiados en la evaluación de parametros de diseño.

CASO	HETEROGÉNEO	ACUÍFERO
1	NO	NO
2	NO	SI
3	SI	NO
4	SI	SI

Tabla 18. Factores de Diseño Estudiados.

FACTOR	VALOR MINIMO	VALOR MAXIMO
Pinj (psia)	2100	2500
Pprod (psia)	1000	1900
Distancia tope pozo inj (ft)	2	10
Distancia fondo pozo prod (ft)	2	10
Q inj (bls/dia)	50	100
Q prod (bls/dia)	100	300

En la figura 59, se presentan los diagramas de efectos sobre el factor de recobro, pudiéndose observar cómo la presión de producción es la variable de mayor impacto, puesto que al no haber un diferencial significativo de presión entre pozos, se favorece la expansión lateral del vapor, aumentando el barrido en la formación (figura 60). Nótese cómo la tasa de producción tiene un efecto inverso al de la presión de producción sobre los resultados, estos resultados están fuertemente

relacionados, puesto que mayores tasas de producción requieren altas caídas de presión.

Figura 59. Efectos de las variables de diseño sobre el factor de recobro.



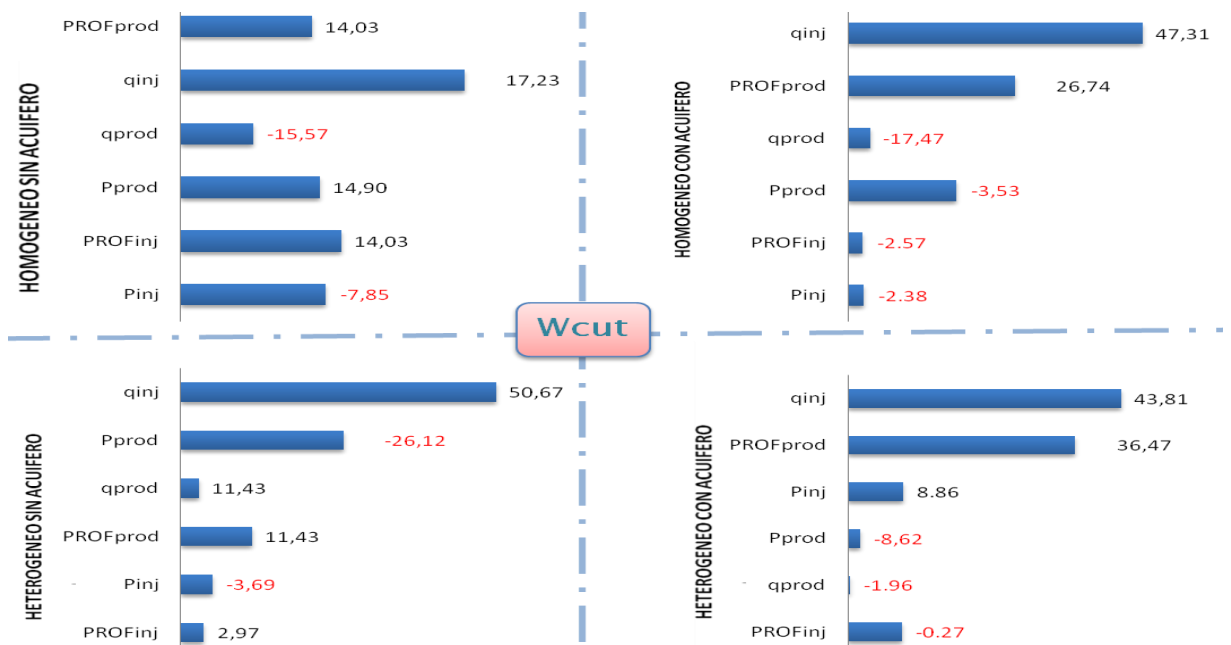
Por otra parte, la profundidad del pozo productor causa un efecto negativo en los casos con presencia de acuífero, puesto que al aumentar este factor, el pozo productor se encuentra más cercano al contacto y se favorece la producción de agua. En los otros casos, resulta beneficioso ubicar este pozo lo más cercano posible a la base de la formación y así alcanzar un mayor barrido.

En cuanto a los parámetros del pozo inyector, se aprecia que el más importante es la tasa, presentándose en todos los casos mejores resultados cuanto mayor es

ésta. Se observa que la presión de inyección no es un parámetro significativo para el rango estudiado, esto se debe a que para todos los casos estudiados la presión es suficiente para alcanzar las tasas deseadas y por tanto no está controlando el comportamiento del proceso. Finalmente, se muestra como el aumento de la profundidad del pozo inyector causa un efecto positivo sobre los resultados (aunque muy pequeño, por el rango usado), esto se debe a que se minimizan las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes y se facilita el proceso de formación de la cámara de vapor.

Adicionalmente, fue estudiado el efecto de las variables de diseño seleccionadas sobre el corte de agua y la relación vapor inyectado – aceite producido como se muestra en las figuras 60 y 61 respectivamente. Pudiéndose apreciar como en todos los casos la tasa de inyección es el factor que mayor impacta los resultados. Lo anterior indica que esta variable debe ser controlada para evitar la circulación de vapor entre pozos.

Figura 60 Efectos de las variables de diseño sobre el corte de agua.



En estas figuras (60 y 61) también se puede apreciar cómo la profundidad del pozo productor cobra una mayor importancia en los modelos con presencia de acuífero, lo cual se debe a que el agua contenida en estos cuerpos no solo actúa como ladrón de energía sino que también es producido junto con el aceite, por tanto resulta prudente manejar una separación considerable entre el contacto agua-aceite y la ubicación del pozo productor.

Respecto a la presión de producción, se observa que aunque ésta ayuda a controlar la entrada de agua su efecto no es tan significativo sobre los resultados. Caso similar ocurre con la presión y profundidad del pozo inyector.

Figura 61. Efectos de las variables de diseño sobre el SOR.



4.2 CONSIDERACIONES EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO SAGD EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO.

El análisis a las propiedades de yacimiento y factores de diseño que afectan al proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado presentado en este capítulo, muestra cómo las variables de mayor incidencia sobre el proceso son en su orden: viscosidad del crudo, permeabilidad de la formación, espesor del acuífero, profundidad del pozo productor y tasa de inyección de vapor.

Bajo este orden de ideas, se llevó a cabo un análisis de incertidumbre cuyos resultados permitieron relacionar las variables en mención. Obteniéndose como resultado las correlaciones graficas presentadas en las figuras 62 y 63.

La figura 62, permite estimar para el rango de movilidad óptimo, en yacimientos que presenten acuífero de fondo con espesor menor al 15% del espesor total de la formación y el factor de recobro esperado de acuerdo a la ubicación en profundidad del pozo productor. Nótese que se requiere una separación entre el 50% y 80% para alcanzar los mejores resultados en el factor de recobro, de acuerdo a los diagramas tornados de las figuras 60 y 61, esta separación también ayudaría a controlar la producción de agua y el SOR.

Adicionalmente, se incluye en la grafica el factor de recobro esperado para producción en frio usando pozos horizontales (línea naranja), solo para ilustrar la producción incremental obtenida al implementar el proceso SAGD. La tasa de inyección usada corresponde al valor óptimo encontrado en cada caso, esta debe ser estimada de acuerdo con las características del yacimiento mediante un proceso de optimización del valor presente neto.

La correlación grafica presentada en la figura 63 tiene la misma aplicación que el caso anterior, pero abarca espesor de acuífero entre 15% y 32%.

Figura 62 Correlación para estimar el factor de recobro esperado ($h_{acuifero} < 15\%$).

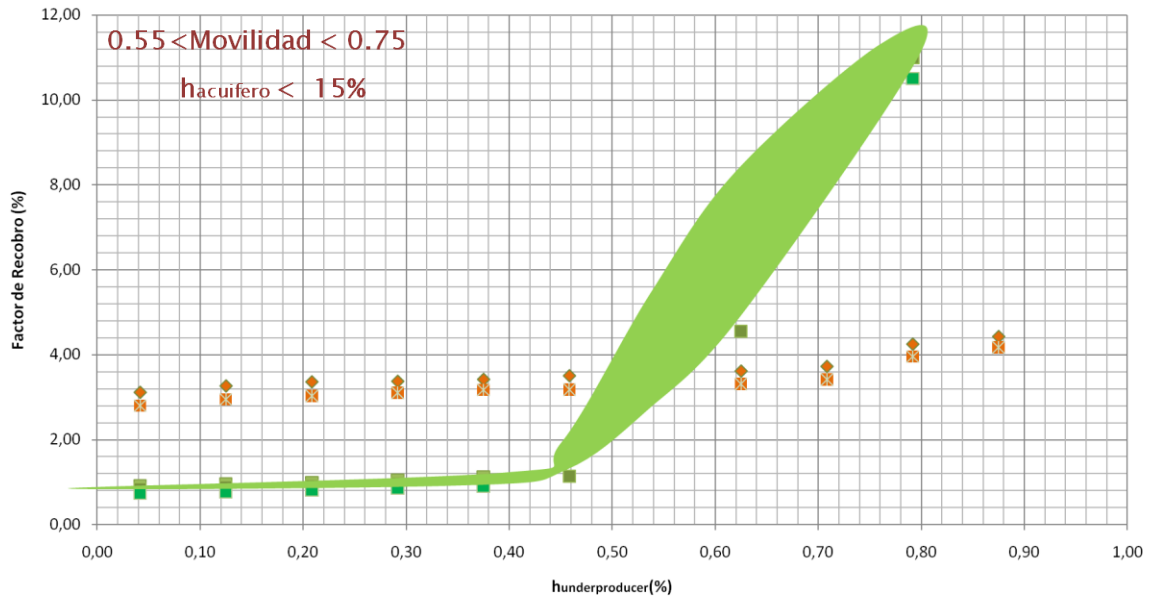
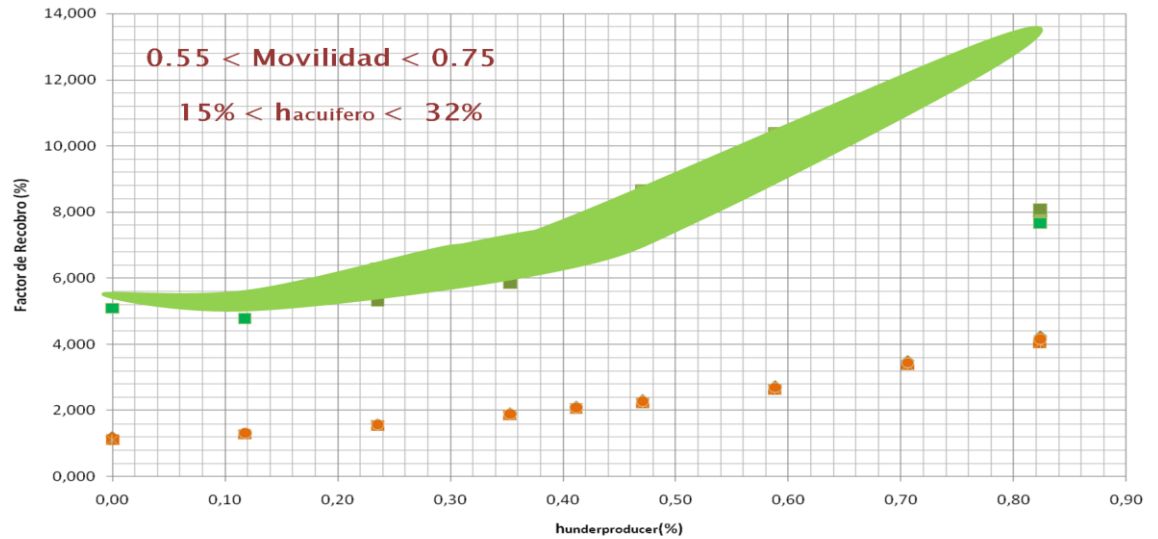


Figura 63 Correlación para estimar el factor de recobro esperado ($15\% < h_{acuifero} < 32\%$).



5. EVALUACIÓN DE ESCENARIOS.

Una vez se ha adquirido un conocimiento claro sobre el proceso y habiendo conocido los puntos claves para su representación, usando simulación numérica, se procedió a desarrollar la evaluación de la factibilidad de implementar SAGD en yacimientos de crudo pesado, para lo cual se usó el modelo estático de un sector de un campo colombiano el cual fue seleccionado por cumplir los criterios de screening para la implementación del proceso y presentar zonas influenciadas por la presencia de un acuífero.

Se da inicio a este capítulo con una descripción del modelo de simulación usado, posteriormente se presenta un análisis del efecto del acuífero sobre el proceso, ubicando el piloto SAGD en tres zonas diferentes con diferente grado de afectación del cuerpo de agua presente. De acuerdo con los resultados obtenidos, se selecciona la mejor área para la implementación de la técnica en estudio y se plantean los escenarios óptimos de aplicación de la misma. Algunos de los resultados obtenidos son comparados con la respuesta del yacimiento a la estimulación cíclica con vapor.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN. El modelo de simulación usado para este estudio corresponde a un sector model de un yacimiento de crudo pesado colombiano con presencia de acuífero, el cual se caracteriza por presentar un amplio rango de variación en las variables que lo definen, como es el caso de la permeabilidad, cuya variación vertical y horizontal se puede apreciar en la figura 64. Los valores máximos, mínimos y promedio de las propiedades del yacimiento se presentan en la tabla 19. Las características generales del grid de simulación se muestran en la tabla 20.

Tabla 19. Propiedades del Modelo de simulación.

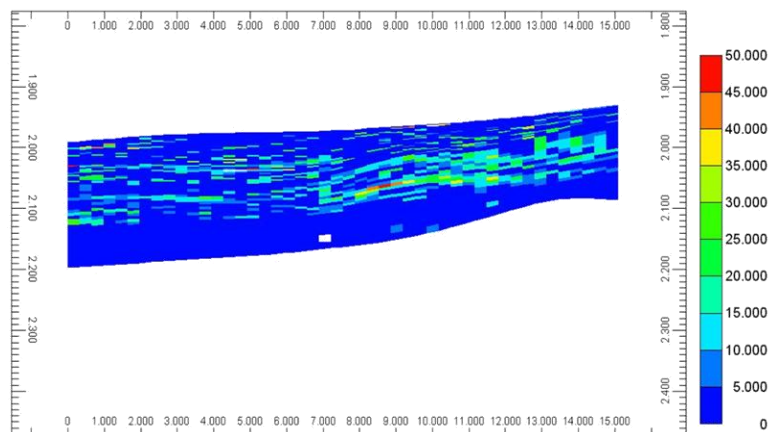
PROPIEDAD	MINIMO	MAXIMO	PROMEDIO
Profundidad (Pies)	1900	2700	2000
Espesor (Pies)	60	180	120
Porosidad (%)	25	33	29.6
Saturación de Agua (%)	16	1	16
Permeabilidad (mD)	1174	50000	1400
Temperatura d(°F)		145	
Viscosidad (cp)		1500	
Presión (psi)		1170	
Gravedad API		12.5	

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

Tabla 20. Características generales del Grid de Simulación.

CARACTERISTICAS GENERALES	
Fecha de inicio – producción en frio	01/01/1992
Numero de Celdas	63450
Dimensiones del Grid	NI= 47, NJ= 54, NK=25
# Pozos perforados	12
Profundidad del WOC (pies)	2191.5

Figura 64 Variación de la Permeabilidad en el Modelo de Simulación.

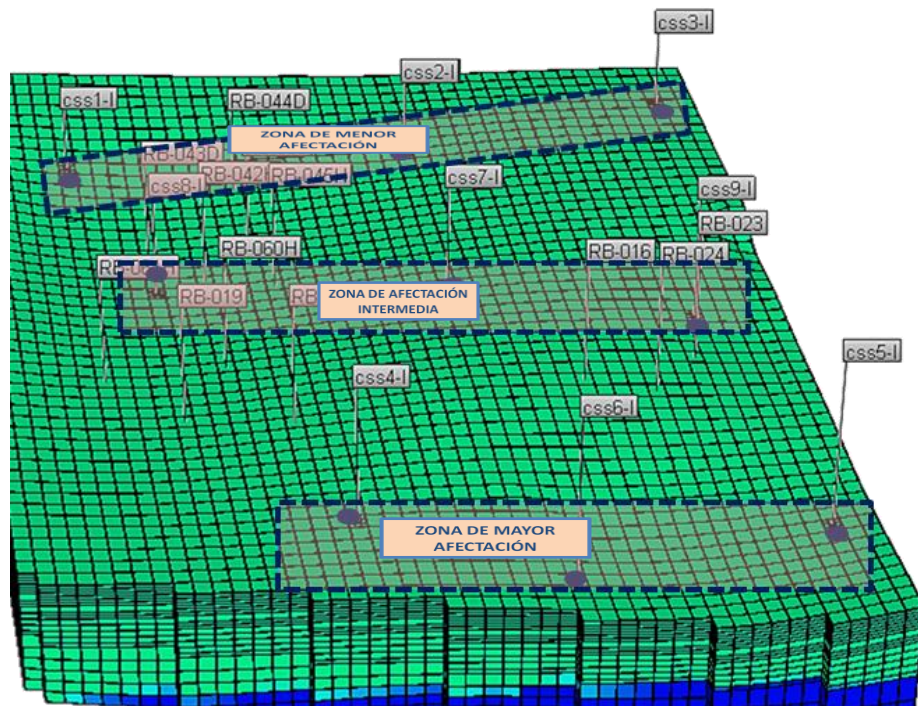


Fuente: Computer Modeling Group, (CMG), Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulation, STARS.

5.2 EVALUACIÓN DEL EFECTO DEL ACUIFERO SOBRE EL PROCESO SAGD.

En el análisis del impacto del acuífero sobre el proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado se usó el modelo de simulación presentado en la sección anterior, sobre este se seleccionaron tres zonas de estudio de acuerdo al grado de afectación del acuífero sobre éstas, como se muestra en la figura 65. El análisis se desarrolló en tres etapas: selección de la ubicación del piloto, determinación de las variables de diseño y análisis comparativo de los resultados.

Figura 65 Zonas de Afectación del Acuífero.



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG), Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulation, STARS.

La ubicación del piloto en cada una de las zonas de afectación se determinó teniendo en cuenta el concepto de conectividad del yacimiento⁷⁶, el cual es definido como el producto obtenido al multiplicar porosidad, saturación de aceite, espesor de la formación y permeabilidad, siempre y cuando la zona cumpla con

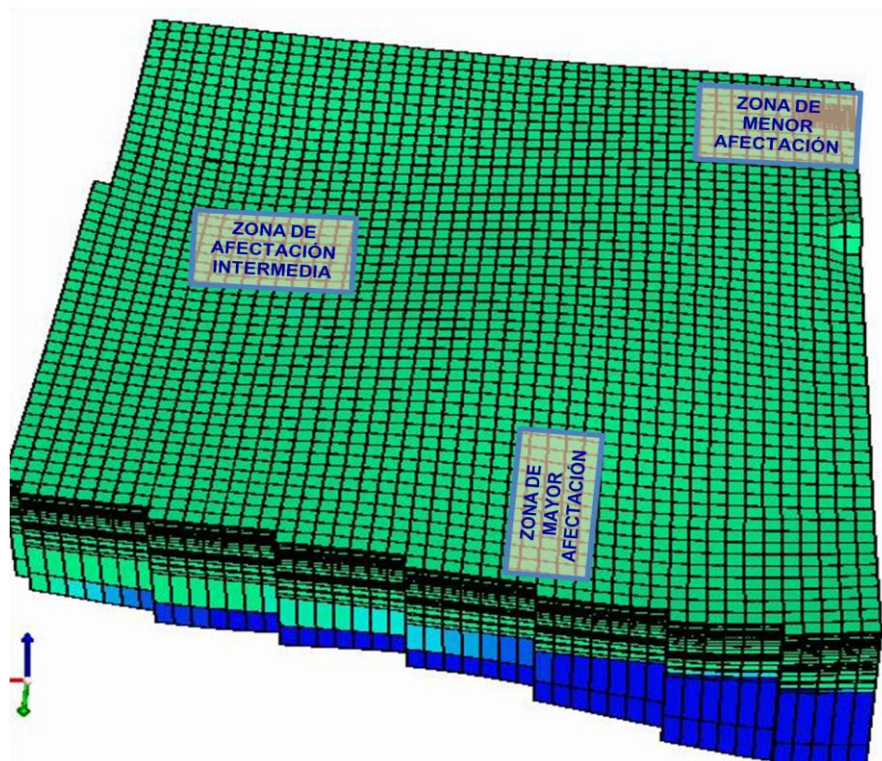
⁷⁶ GRANADO, et.AI. SAGD or Cold Production. A Case of Study for an Orinoco Heavy Oil Field. World Heavy oil Congress. Paper 2008-472. Marzo 10-12 de 2008. P 2-3.

unos valores mínimos (tabla 21) que son fijados por el ingeniero de acuerdo con los criterios de screening y con el conocimiento que se tenga del proceso. La ubicación final seleccionada para cada caso se muestra en la figura 66 y las restricciones de pozo se presentan en la tabla 22.

Tabla 21. Criterios Establecidos para Aplicar el Concepto de Conectividad.

PROPIEDAD	VALOR MINIMO
Porosidad	25 %
Saturación de Aceite	80 %
Permeabilidad Horizontal	1000 mD
Relación Kv/Kh	0.1

Figura 66 Ubicación de los Pilotos.



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG), Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulation, STARS.

Tabla 22. Constrains de los Pozos para el piloto SAGD.

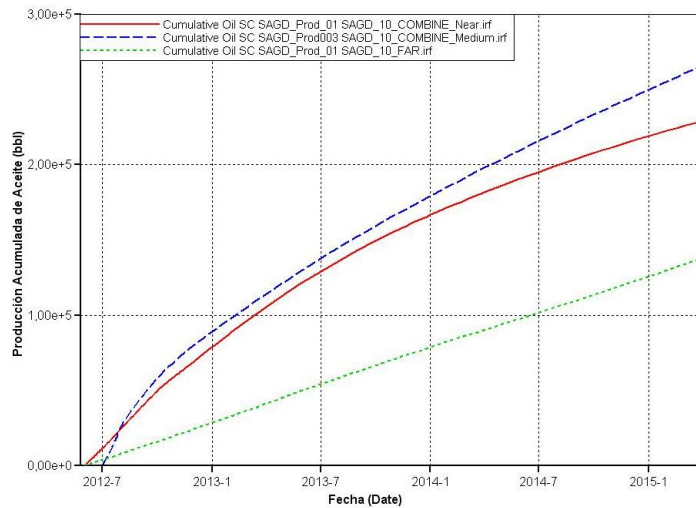
PARAMETRO	VALOR
Separación entre pozos inyector-productor	2500 pies
Distancia entre pozo productor-WOC	25 pies
Longitud Sección Horizontal	2000 pies
Tasa Inicial de Inyección	2500 Bls/día
Diferencia de Presión entre el pozo inyector y el yacimiento	400 Psi

En la figuras 67 y 68, se presenta una comparación de los resultados obtenidos para cada uno de los pilotos implementados, nótese como el piloto que se encuentra a una distancia intermedia del acuífero es el que alcanza una mayor producción de aceite, seguido del que se encuentra en el área de mayor afectación. Esto se debe a que cuando la localización del par SAGD es tal que el proceso se ve influenciado por la entrada de agua se tienen dos mecanismos de producción actuando simultáneamente: drenaje gravitacional y diferencial de presión. Sin embargo, si los pozos se perforan directamente sobre el acuífero de fondo, este cuerpo de agua actúa como un ladrón de energía, impidiendo el calentamiento efectivo de la zona como se muestra en la figura 68. Los resultados más pobres se obtuvieron en la zona más lejana al acuífero, lo cual puede obedecer a que el diseño no es el más adecuado, por lo cual cabe aclarar que en los tres casos se mantuvieron iguales las condiciones de operación para poder hacer una comparación equitativa.

Finalmente, se compararon los resultados obtenidos en cada uno de los pilotos SAGD con el caso de implementar un piloto de tres pozos de inyección cíclica de vapor en la misma zona, las variables de diseño usadas para el proceso de estimulación se presentan en la tabla 23 y los resultados obtenidos en la figura 69. Cabe aclarar que la decisión de comparar SAGD con tres pozos estimulados con vapor se tomó porque el área de drenaje así como la inversión inicial para un pozo

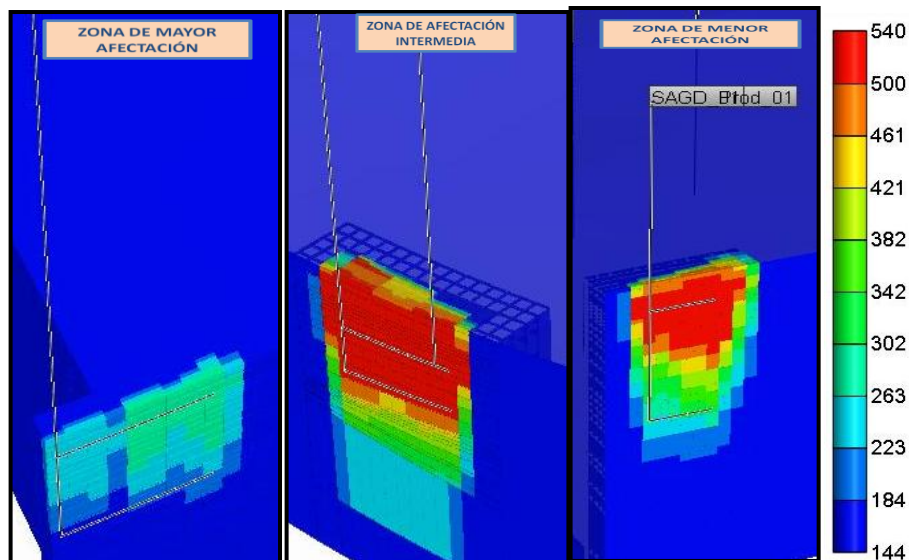
horizontal es mayor que para un pozo vertical, no resultaría equitativo comparar SAGD con un solo pozo estimulado con vapor.

Figura 67 Producción Acumulada de Aceite para los tres Pilotos SAGD.



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG), Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulation, STARS.

Figura 68 Distribución de Temperatura para los tres Pilotos SAGD.



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG), Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulation, STARS.

Los resultados para los dos procesos estudiados se comparan en la tabla 24, donde se puede observar cómo la inyección cíclica solo arroja mejores resultados que SAGD en el área que no se ve afectada por el acuífero, lo cual se debe a que esta zona presenta las condiciones ideales para la estimulación con vapor. Por otra parte, a medida que la ubicación del piloto se acerca al acuífero, SAGD toma ventaja sobre el otro proceso, lo cual obedece a que el drenaje gravitacional no requiere grandes caídas de presión y esto permite aprovechar en mayor medida el efecto conjunto del calentamiento y el empuje de agua. Sin embargo, como se explicó anteriormente, si se aplica SAGD en una zona que ya ha sido seriamente afectada por el acuífero, se presentan fenómenos de invasión de fluidos a la cámara, lo cual afecta considerablemente el proceso.

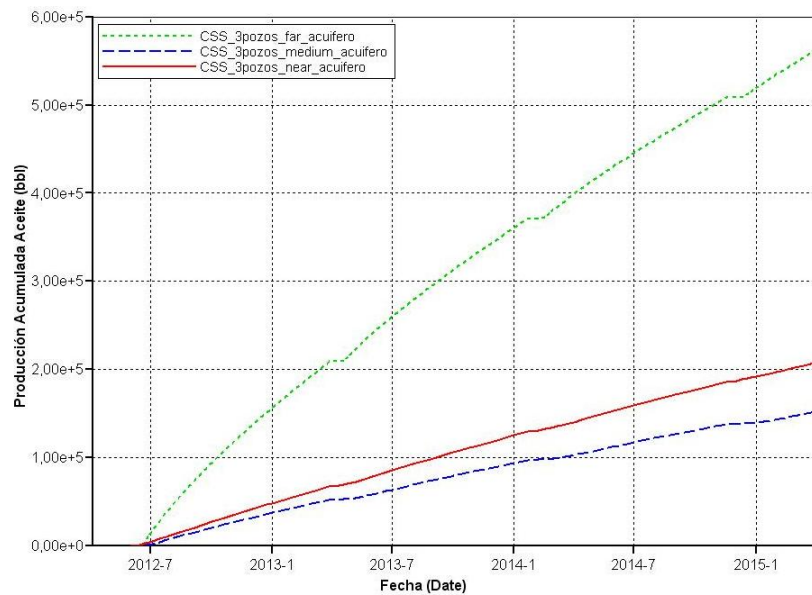
Tabla 23. Restricciones de los Pozos para el piloto de Inyección Cíclica de Vapor.

PÁRAMETROS	VALOR
Presión de Inyección (psi)	1050
Tasa de Inyección (Bbl/d)	1900
Tiempo de Inyección (días)	7
Tiempo de Remojo (días)	3
Tiempo de Producción (días)	270
Calidad del vapor (%)	65

5.3 EVALUACIÓN DEL PROCESO SAGD EN EL AREA DE MENOR ESPESOR.

Continuando con el análisis de nuevos escenarios de aplicación del proceso SAGD y buscando generar un screening de las posibles áreas de implementación del proceso en el sector del campo en estudio, se procedió a evaluar el proceso en la zona central del modelo de simulación, donde se presenta un pinchamiento y el espesor solo alcanza 65 pies, aunque las demás propiedades resultan bastante atractivas como lo muestra la figura 70. En esta grafica, se muestra para una vista lateral y areal el producto obtenido al multiplicar permeabilidad, espesor y porosidad en las diferentes celdas del modelo.

Figura 69 Producción Acumulada de Aceite para los tres Pilotos CSS.



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG), Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulation, STARS.

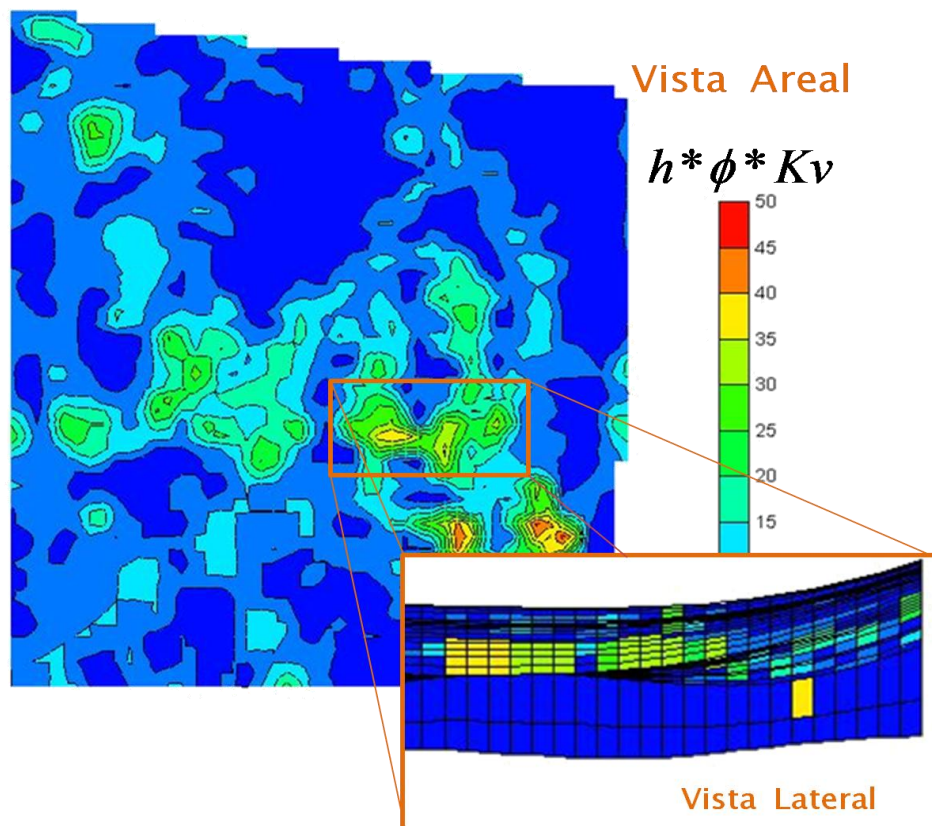
Tabla 24. Comparación de Resultados entre CSS y SAGD.

Acuífero	Parámetro	SAGD	CSS
CERCA	Np (Bl)	229.000	207.840
	Wcut (%)	69	79
	CSOR	0,60	0,48
	Aguaprod/VaporIny	3,73	7,82
MEDIO	Np (Bl)	270.000	153.157
	Wcut (%)	89	23
	CSOR	8,46	0,65
	Aguaprod/VaporIny	0,94	0,46
LEJOS	Np (Bl)	137.720	565.084
	Wcut (%)	18	12
	CSOR	3,81	0,18
	Aguaprod/VaporIny	0,06	0,80

Fuente: Computer Modeling Group, (CMG), Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulation, STARS.

Las variables de diseño usadas en este piloto se seleccionaron por medio del módulo de optimización de la herramienta CMOST de la casa CMG usando como función objetivo el valor presente neto y se presentan en la tabla 25. Los resultados obtenidos se muestran en la figura 71. Una comparación con el piloto ubicado en el área de afectación media del acuífero de la sección anterior, muestra que en esta zona la producción acumulada de aceite al mismo tiempo de evaluación (800.000 Barriles) no alcanza a ser un tercio de la obtenida en el caso anterior, aunque el CSOR sea mucho más bajo (cercano a 2.5). Por tanto, se puede concluir que el espesor de la formación favorece los resultados del proceso SAGD.

Figura 70 Area Piloto de Menor Espesor.



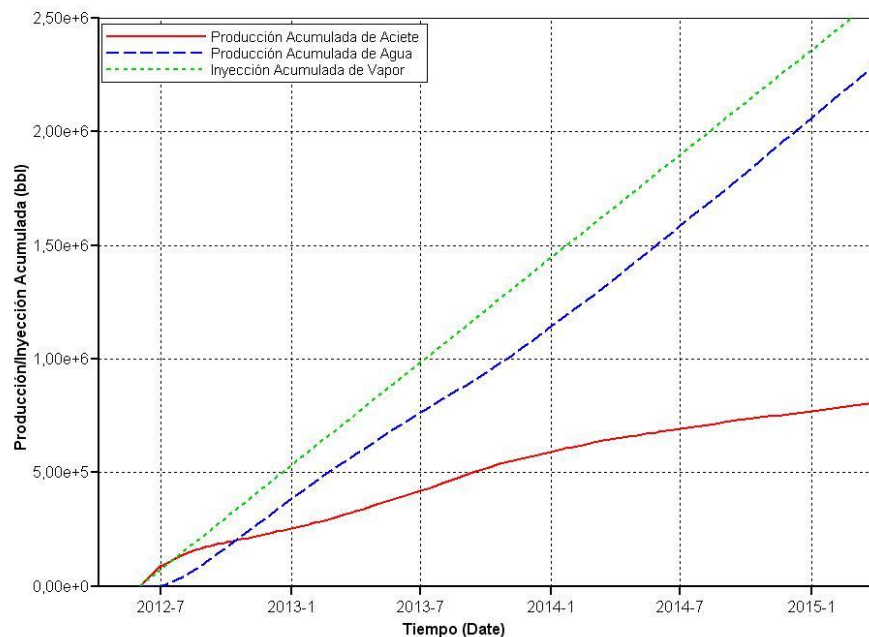
Fuente: Computer Modeling Group, (CMG), Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulation, STARS.

Tabla 25. Parámetros de Diseño usados en el Área Piloto de Menor Espesor.

PÁRAMETROS	VALOR
Diferencia de Presión entre el Pozo Inyector y la Presión de Formación (psi)	350
Tasa de Inyección (Bls/día)	2500
Temperatura del Vapor Inyectado (°F)	450
Diferencia de Presión entre la Presión de Formación y el Pozo Productor (psi)	150
Calidad del vapor (%)	65
Separación entre el Pozo Productor y el fondo de la Formación (ft)	22
Separación entre el Pozo Productor y el Inyector (ft)	11
Separación entre el Tope de la Formación y el Pozo Inyector (ft)	32

Fuente: Computer Modeling Group, (CMG), Modulo de Optimización CMOST.

Figura 71 Resultados Obtenidos en el Area Piloto de Menor Espesor.



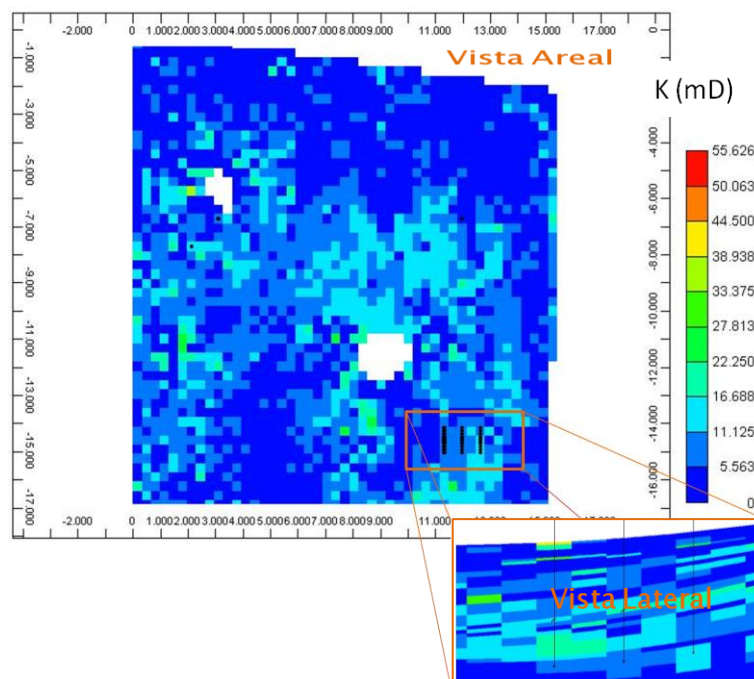
Fuente: Computer Modeling Group, (CMG), Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulation, STARS.

5.4 DISEÑO FINAL DEL PROCESO SAGD EN UN AREA SIN PRESENCIA DE ACUIFERO. Aunque la evaluación del proceso presentada en este capítulo, muestra que SAGD arroja mejores resultados cuando el piloto es ubicado a una distancia intermedia del acuífero, se decidió desarrollar el diseño final para un área

lejana al acuífero, puesto que al momento de desarrollar la implementación en campo se busca tener el mayor control posible. La ubicación de este piloto se presenta en la figura 72, aclarando que en este como en todos los casos anteriores, se refinó la zona del piloto para poder reflejar el comportamiento de la cámara de vapor.

En la selección de las variables de diseño que mejores resultados arrojan para el piloto final, se usó el módulo de optimización de la herramienta CMOST de CMG con los valores que se presentan en la tabla 26, teniendo como variable de respuesta el valor presente neto (con los mismos valores asociados que se usaron en el capítulo anterior). Los cuatro mejores escenarios obtenidos se presentan en la tabla 27, con los cuales se alcanzó una ganancia cercana a los ciento diez millones de dólares en tres años de producción.

Figura 72. Ubicación del Piloto Final.



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulation, STARS.

Tabla 26. Valores usados en el Proceso de Optimización.

PÁRAMETROS	VALORES						
Diferencia de Presión entre el Pozo Inyector y la Formación (psi)	350	390	430	470	510	550	
Tasa de Inyección (Bls/día)	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2500
Tasa de producción (Bls/día)	2000	2200	2400	2600	2800	3000	
Diferencia de Presión entre Formación y Pozo Productor (psi)	150	200	250	300			
Separación Horizontal entre Pilotos (ft)	124	326	658	998			
Separación entre el Pozo Productor y el fondo de la Formación (%)	11	28	39	50	60		
Separación entre el Tope de la Formación y el Pozo Inyector (%)	10	26	32				

Tabla 27. Mejores Escenarios de Producción Obtenidos.

VPN (MMU\$)	Delta Pinj - Pyto (Psia)	Delta Pyto - Pprod (Psia)	qinj (Bls/día)	qprod (Bls/día)	Separación Horizontal (ft)	Separación Tope - Inyector (%)	Separación Fondo- Productor (%)
112,05	430	150	2000	2800	658	26	39
111,77	350	150	1600	2800	658	32	28
111,74	470	150	1800	2800	658	26	39
110,93	430	150	1800	2600	658	26	39
110,74	350	150	1600	2600	658	32	28

Los resultados obtenidos muestran que se debe manejar un diferencial de presión entre el pozo inyector y la formación cercano a los 400 psia; de igual forma, se observa que la caída de presión en el pozo productor debe ser mínima. Con estas medidas se garantiza que sea el drenaje gravitacional el que domine el proceso y se evita altas caudales de producción de vapor. Las tasas usadas deben estar acordes con las presiones seleccionadas.

Por otra parte, se aprecia que la separación horizontal entre pilotos se encuentra alrededor de los 650 pies, a esta distancia se obtiene un buen barrido de la formación sin que se presente superposición de las cámaras (figura 73). Cabe

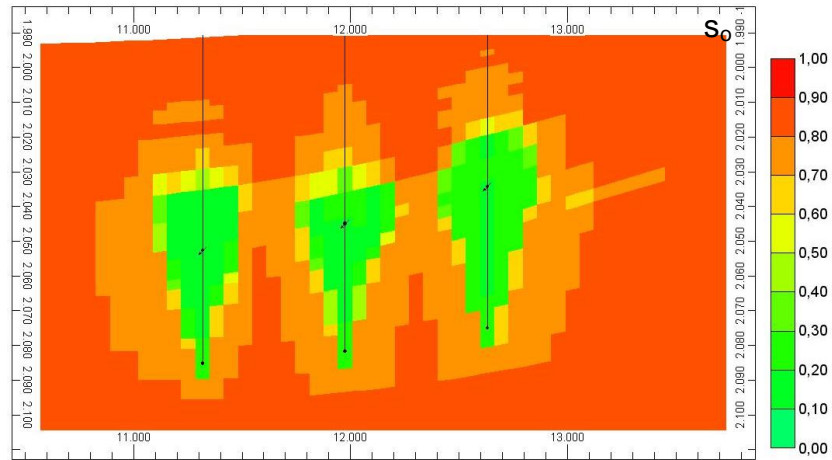
recordar que la distancia entre pares de pozos recomendada para SAGD en yacimientos de bitumen es el triple del espesor de la formación (450 pies, para este caso). Por tanto se puede hablar de un incremento en este parámetro cercano al 50% para crudos pesados móviles.

En cuanto a la ubicación en profundidad de los pozos se puede apreciar que es necesario que el inyector se separe del tope de la formación a una distancia cercana al 30% del espesor de la formación, para permitir la correcta formación de la cámara de vapor. Sin embargo, en la figura 73, vemos que la parte superior del yacimiento no está siendo barrido efectivamente, esto se debe a que estas zonas no presentan muy buenas propiedades de flujo. Por tanto, se puede decir que la selección óptima de la ubicación de los pozos se encuentra más ligada a la variación vertical de propiedades que a la separación en si del tope de la formación.

Así mismo, en casos como este donde no se presenta agua en el fondo, resulta conveniente que la separación entre pozos sea cercana al 50% del espesor total para evitar que el vapor irrumpa muy rápidamente en el pozo productor. Finalmente, se observa que la ubicación óptima del pozo productor se encuentra alrededor del 30% sobre el fondo de la formación; sin embargo, esto se debe a que por debajo de esta profundidad disminuye la calidad de la roca. Entonces, se podría concluir que la ubicación optima del pozo productor debe ser lo más cerca posible a la base, donde se presentan buenas propiedades de drenaje. Los acumulados de producción e inyección de fluidos para el mejor caso encontrado se presentan en la figura 74.

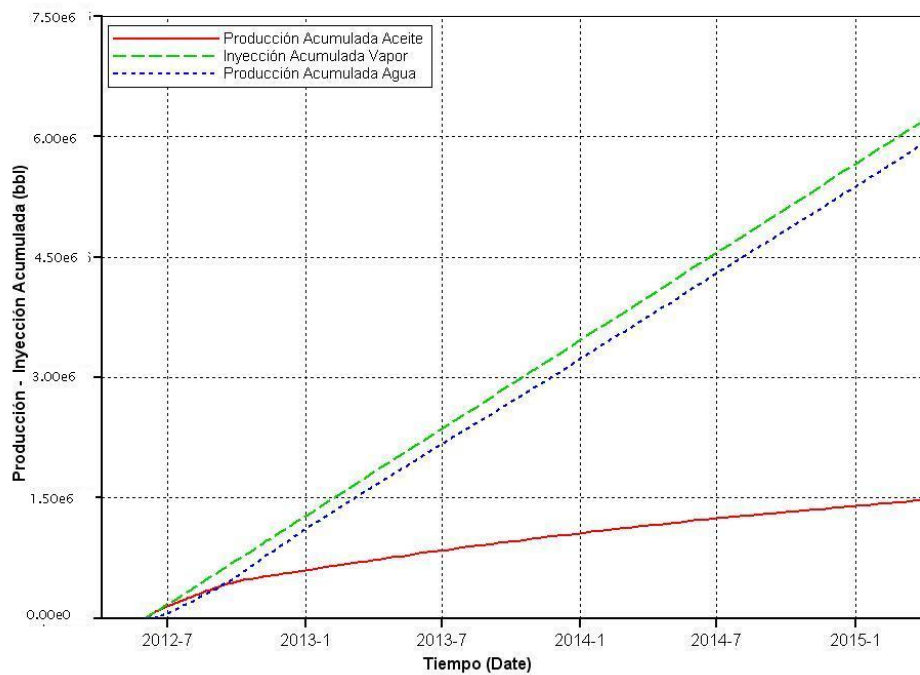
Finalmente, en la tabla 28, se presentan los criterios de diseño recomendados para el diseño del proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado móvil, así como una comparación de estos con el diseño típico de un proceso SAGD para crudo bituminoso o extrapesado.

Figura 73. Camaras de Vapor para el Piloto Final.



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulation, STARS.

Figura 74. Graficas de Producción para el Piloto Final.



Fuente: Computer Modeling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulation, STARS.

Tabla 28. Criterios de Diseño para SAGD Convencional y Movil.

PARAMETRO	SAGD convencional	SAGD móvil	
Movilidad Optima (mD/cp)	< 0,1	0,5 – 0,8	
Espesor (pies)	> 50	> 70	
Delta Pinj - Pyto (Psia)	< 250	300 - 400	
Delta Pyto - Pprod (Psia)	< 100	<150	
Separación Horizontal /espesor	3	4,5	
Separación Fondo-Productor (%)	Lo más cercano posible	Con acuífero	40%
		Sin acuífero	A menor separación mayor área barrida pero más tiempo en establecer comunicación.
Separación Inyector - Productor (%)	Lo más cercano posible	50 %	

6. GUIA PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS SAGD.

En este capítulo se presenta una guía para el desarrollo de proyectos SAGD que abarca desde la selección de yacimientos candidatos a la implementación del proceso hasta el diseño final del piloto para ser aplicado en el campo. La metodología planteada consta de tres etapas principales: selección de yacimientos y zonas candidatas a la implementación del proceso, estimación inicial de resultados, y determinación de las variables de diseño. En el desarrollo de estas etapas se involucran varias herramientas como son: screening de aplicación, modelamiento analítico, correlaciones y simulación numérica.

6.1. SELECCIÓN DE YACIMIENTOS Y ZONAS CANDIDATAS A LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO. Esta etapa involucra el uso de screening binario para la selección inicial del yacimiento, así como la aplicación de una nueva metodología para selección de zonas candidatas a la aplicación del proceso, la cual fue tomada de las metodologías aplicadas en la exploración y búsqueda de nuevos depósitos de minerales^{77, 78}.

6.1.2. SELECCIÓN DE YACIMIENTOS CANDIDATOS. Para la selección de yacimientos candidatos a la implementación del proceso se recomienda el uso de los screening binarios, teniendo en cuenta las modificaciones propuestas como resultados del desarrollo de este trabajo (tabla 29). El software SE-SAGD incluye un modulo diseñado con este propósito, el cual no solo da un dictamen sobre si se

⁷⁷ RAY A. K. & MUKHERJI B. GIS Approach to Statical Modelling for Mineral Deposits in the Singhbum Copper Belt, Bihar, India, using Geological and Geophysical Parameters. Geological Survey of India. P. 1-10.

⁷⁸ ACTERBERG F. P., CHUNG C. F., FABRI A.G., KELLY A.M., & SPRINGER J.D. Geomathematical Evaluation of Copper and Zinc Potential of the Abiti Area. Ontario and Quebec; Geological Survey of Canada. 1972. P 41-71.

cumple o no con los criterios establecidos si no que también arroja una explicación de los impedimentos que podría tener la aplicación del proceso, como se muestra en la figura 75.

Tabla 29. Screening de Aplicación Planteado.

PARAMETRO	RANGOS APLICACIÓN
Profundidad	< 4593 ft
Saturación Aceite	> 50 %
Porosidad	> 25 %
Espesor Neto	> 70 ft
Movilidad	< 0.75 mD/cp
Espesor Capa Gas	< 15 ft
Espesor Acuífero	< 32 %

Figura 75. Ejemplo del Screening para selección de Yacimientos.

PARAMETRO	RANGOS APLICACIÓN	YACIMIENTO ESTUDIO
Profundidad	< 4593 ft	6000 ft
Saturación Aceite	> 50 %	85 %
Porosidad	> 25 %	25 %
Espesor Neto	> 70 ft	120 ft
Movilidad	< 0.75 mD/cp	Viscosidad 80 cp Permeabilidad 1500 mD
Espesor Capa Gas	< 15 ft	0 ft
Espesor Acuífero	< 32 %	0 %

Valor muy inferior a todos los criterios de screening.

Proceso dominado por la caída de presión.

El vapor irrumpirá rápidamente en el pozo productor.

Se estaría circulando el vapor entre pozos

6.1.3. SELECCIÓN DE ZONAS PARA LA APLICACIÓN DEL PILOTO. Teniendo en cuenta que el proceso de selección anterior solo involucra valores promedio, cuando en la realidad se pueden presentar variaciones importantes en las diferentes propiedades del yacimiento, se plantea una metodología para seleccionar las áreas factibles a la implementación del proceso SAGD.

El primer paso consiste en sectorizar el yacimiento por áreas que presenten similitud en sus propiedades, posteriormente se deben seleccionar las que se consideren la mejor y peor localización para la aplicación del proceso (de acuerdo con screening binario). Una vez hecho esto se procede a construir y correr dos modelos de simulación 2D con las propiedades de estas zonas. Para facilitar este paso, la herramienta SE-SAGD tiene almacenados una serie de modelos de simulación base con las respectivas variables de diseño para cada caso (tabla 30), de tal forma que el usuario únicamente deba modificar las propiedades que considere necesarias. Una vez se tengan los resultados de la simulación, se deben cargar a la herramienta junto con las propiedades de las diferentes zonas que son objeto de estudio.

Tabla 30. Modelos de Simulación Base para la Selección de Áreas.

MODELO	TIPO FLUIDO	HETEROGÉNEO	ACUIFERO
1	BITUMEN	NO	NO
2	BITUMEN	NO	SI
3	BITUMEN	SI	NO
4	BITUMEN	SI	SI
5	CRUDO PESADO	NO	NO
6	CRUDO PESADO	NO	SI
7	CRUDO PESADO	SI	NO
8	CRUDO PESADO	SI	SI

Ahora, se procede a llevar a cabo un proceso de análisis comparativo entre las propiedades de la zona de interés, y el modelo ideal, asignando a cada uno de los casos un “ranking técnico” el cual es usado para estimar el factor de recobro y la producción de aceite esperada, para lo cual se debe seguir el siguiente procedimiento planteado originalmente por Rivas⁷⁹ y Diaz⁸⁰:

⁷⁹ RIVAS O., EMBID S., & BOLIVAR F. Ranking Reservoirs for CO2 Flooding Processes. SPE 23641. 1992.

Determinar para cada propiedad (j) de cada área (i) un parámetro normalizado (x_{ij}) definido como:

$$X_{ij} = \frac{P_{ij} - P_{oj}}{P_{wj} - P_{oj}}$$

Donde:

P_{ij} = Valor de la propiedad j en el área i .

P_{oj} = Valor de la propiedad j en el área óptima.

P_{wj} = Valor de la propiedad j en la peor área.

Transformar el parámetro lineal x_{ij} en un parámetro exponencial A_{ij} que varía entre 1 y 100 usando la siguiente ecuación:

$$A_{ij} = 100e^{-4,6X_{ij}^2}$$

Asignar un peso w_j entre 0 y 1, a cada propiedad. Teniendo en cuenta los diagramas de Pareto de las figuras 42 y 45 (capítulo 4), se recomienda usar los presentados en las tablas 31 y 32. Haciendo claridad en que si no se van a usar todas las propiedades sugeridas, se deben normalizar los valores.

Tabla 31. Pesos sugeridos para Yacimientos Homogéneos sin Acuífero.

Parámetro	Peso
Espesor	0,43
Porosidad	0,21
K_h	0,18
K_v/K_h	0,10
S_w	0,07

⁸⁰ DIAZ D., BASSIOUNI Z., KIMBRELL W. & WOLCOTT J. Screening Criteria for Application of Carbon Dioxide Miscible Displacement in Waterflooded Reservoirs Containing Light Oil. SPE 35431. 1996. P. 287-293.

Tabla 32. Pesos sugeridos para Yacimientos Heterogéneos con Acuífero.

Parámetro	Peso
Espesor	0,39
$K_{h_{sup}}$	0,21
Porosidad	0,16
K_v/K_h	0,07
$K_{h_{inf}}$	0,06
S_w	0,06
$h_{acuifero}/h_{total}$	0,05

Darle importancia relativa a cada propiedad multiplicando el parámetro exponencial A_{ij} por su respectivo peso w_j

$$W_{ij} = A_{ij}w_j$$

Estimar el parámetro de ranking para cada zona del yacimiento:

$$R_i = 100 \frac{\sum_{j=1}^j M_{ij}}{\sum_{j=1}^j M_{1j}}$$

Donde:

M_{ij} = Producto de multiplicar la matriz de pesos W_{ij} por su transpuesta W_{ji} .

Calcular el factor de recobro esperado para cada zona:

$$FR_i = FR_o R_i$$

Donde:

FR_o = Factor de Recobro estimado por simulación numérica para el área optima.

Determinar el potencial de aceite que se espera recuperar:

$$N_{pi} = N_i FR_i$$

Donde:

N_i = Cantidad de Aceite contenida en cada área de estudio.

Una vez estimado el potencial de aceite que se puede recuperar, se procede a seleccionar las áreas aptas para aplicar el proceso. El mismo procedimiento es válido para estimar otros parámetros de interés como SOR o W_{cut} .

6.2. ESTIMACIÓN INICIAL DE RESULTADOS. Una vez seleccionadas las zonas potenciales para ser desarrolladas bajo un esquema de drenaje gravitacional asistido con vapor, se procede a hacer una estimación inicial de resultados. Esta etapa se puede llevar a cabo usando dos herramientas: modelos analíticos y/o correlaciones desarrolladas a partir de experiencias de campo o simulación numérica, haciendo claridad que algunas de ellas están limitadas a yacimientos de alta viscosidad.

6.2.1. MODELAMIENTO ANALITICO. En la estimación inicial de resultados, se pueden usar modelos analíticos como los desarrollados por Butler (básico, tandrain y de pozos verticales inyectores), Reis y Donelly, los cuales se encuentran programados en la herramienta SE-SAGD, así como el modelo de elevación de la cámara de vapor. Este último permite estimar la tasa de crecimiento de la cámara previo al momento en que el fluido inyectado alcanza el tope de la formación.

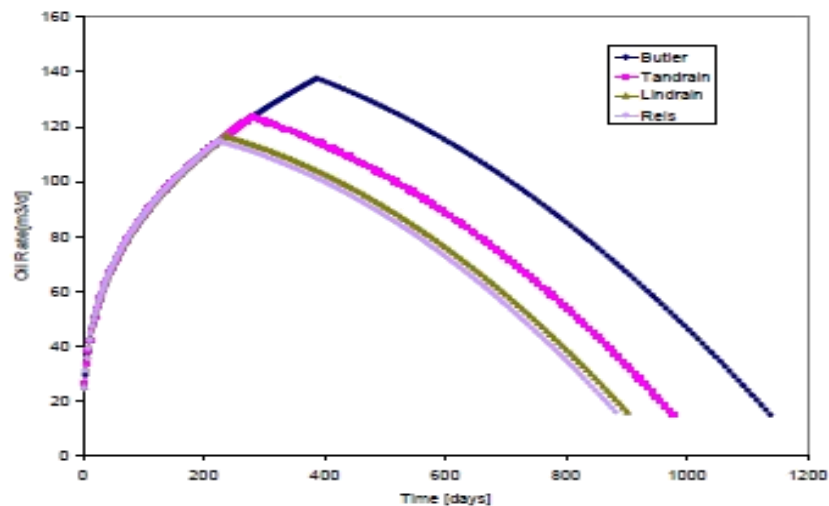
Ahora bien, los modelos mencionados en el párrafo anterior, han sido desarrollados tomando como base las propiedades de determinados yacimientos, para los cuales los resultados ajustan muy bien; pero, al momento de estimar el comportamiento del proceso en otros campos, se deben ajustar las ecuaciones mediante la incorporación de un parámetro C.

Para la correcta estimación del parámetro C, se incorpora a la metodología la herramienta de analogías EORS y se sigue el siguiente procedimiento:

- Determinar el yacimiento análogo al campo de estudio usando la herramienta EORS.
- Cargar la grafica de producción del yacimiento análogo al modulo de modelamiento analítico del software SE-SAGD.
- Mediante linealización de los datos se calcula el parámetro C del yacimiento análogo (rutina incorporada en el software SE-SAGD).
- Ingresar los datos de yacimiento y el parámetro C al software para obtener los resultados estimados, entre los que se encuentran el comportamiento de la tasa de vapor con el tiempo (figura 76) y la posición de la cámara de vapor (figura 77).

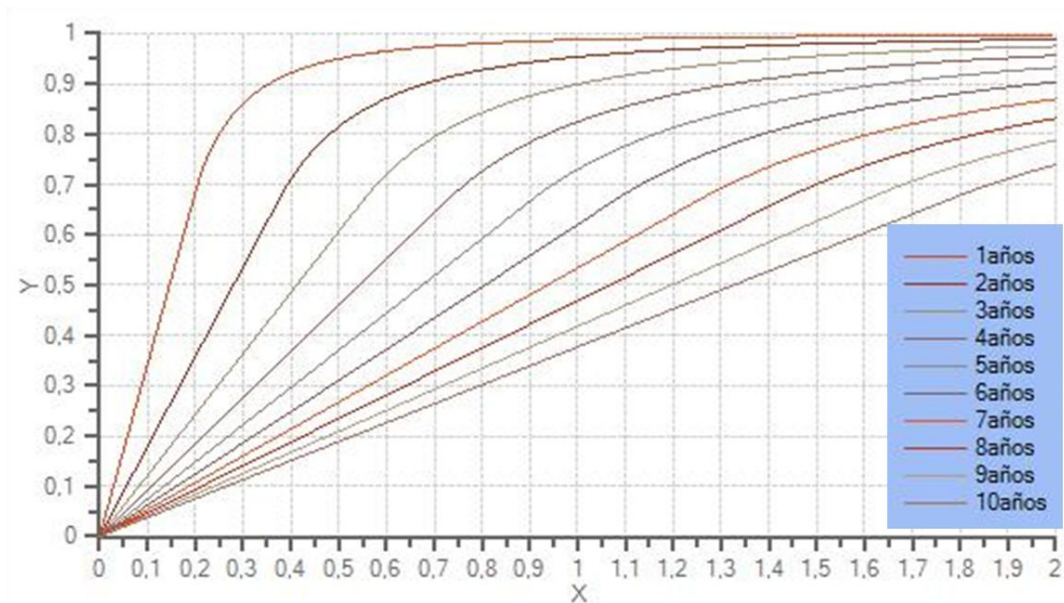
Finalmente, se aclara que el uso de los modelos analíticos no es recomendable si la viscosidad es muy baja, puesto que se corre el riesgo de obtener resultados sobreestimados.

Figura 76. Producción de Aceite Estimada por Modelos Analíticos.



Fuente: Software Especializado para el proceso SAGD (SE-SAGD), Grupo de Investigación Recobro Mejorado.

Figura 77. Posición de la Cámara de Vapor estimada por Modelamiento Analítico.



Fuente: Software Especializado para el proceso SAGD (SE-SAGD), Grupo de Investigación Recobro Mejorado.

6.2.2. ESTIMACIÓN DE RESULTADOS POR CORRELACIONES. El procedimiento usado para la estimación de resultados usando correlaciones varía de acuerdo al tipo de crudo con que se esté trabajando. Si se trata de crudo bituminoso se recomienda el uso de las correlaciones planteadas por Shin & Polikar⁸¹ a partir de simulación numérica, las cuales a partir de propiedades del yacimiento como saturación inicial de aceite, porosidad y permeabilidad permiten estimar variables como el factor de recobro, la tasa de producción de aceite y dan un estimativo del valor presente neto esperado en el proyecto.

Por otra parte, si se trata de un yacimiento de crudo pesado o extrapesado, se recomienda el uso de un set de correlaciones planteado a partir de revisión de experiencias de campo por algunos miembros del equipo de trabajo de Desarrollo de Crudos Pesados del Grupo de Investigación Recobro Mejorado (UIS-ICP).

⁸¹ Shin. Op. Cit. P. 3-5.

Estas correlaciones permiten obtener un estimativo del factor de recobro y de la relación acumulada vapor inyectado aceite producido, ingresando datos como: potencial de aceite (porosidad * saturación de aceite), productividad o capacidad del yacimiento, movilidad y transmisibilidad.

6.3. DETERMINACIÓN DE VARIABLES DE DISEÑO. Si los resultados estimados preliminarmente para el proceso SAGD resultan satisfactorios, se recomienda dar continuidad al proyecto, haciendo una evaluación más profunda mediante el uso de simulación numérica y herramientas de optimización, que permitan determinar las variables de diseño que mejor resultado ofrezcan en el desarrollo del proceso.

Bajo este orden de ideas y partiendo del hecho que con la aplicación de los procedimientos planteados en las secciones anteriores se llega a determinar la mejor zona de aplicación del piloto, el paso a seguir consiste en construir un modelo base de simulación apropiado para representar el proceso en estudio. Para lo cual se recomienda hacer un refinamiento cartesiano en el área de interés que permite obtener celdas con las siguientes dimensiones: 10 - 20 pies en profundidad, 70 – 100 pies en dirección perpendicular a los pozos, 150 – 200 pies en dirección paralela a los pozos; garantizando una representación adecuada del crecimiento de la cámara de vapor.

Posteriormente, se procede a ubicar los dos pozos horizontales necesarios para la representación del proceso. Para determinar la ubicación inicial del productor, se recomienda guiarse de las figuras 62 y 63 (capítulo 4). El pozo inyector debe ubicarse en la capa del yacimiento que mejores propiedades de flujo y continuidad presente, teniendo cuidado de que este debe estar separado del pozo productor por lo menos 10 pies.

Luego de ubicar los pozos, se procede a asignarle las restricciones de operación: tasas y presiones de inyección/producción, las cuales inicialmente serán las mismas que fueron aplicadas en el campo análogo (el cual fue determinado en la sección 6.2.1.).

Ahora procedemos a optimizar las variables ingresadas con el apoyo de la herramienta CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty ASsessment Tool) de CMG, la cual necesita que se le ingresen los posibles valores que puedan tomar las variables de diseño en estudio, así como una función a optimizar que puede ser el factor de recobro, la relación vapor inyectado aceite producido o en este caso el valor presente neto. Se considera que el uso de esta última función es el más recomendado, puesto que relaciona las tres variables más importantes en el desarrollo del proceso: producción de aceite, producción de agua e inyección de vapor. Además de relacionar el entorno económico, al incluir el precio de venta del crudo y los costos de tratamiento de fluidos.

Con la información ingresada, la herramienta sigue el algoritmo DECE (Designed Exploration and Controlled Evolution), el cual consiste en un proceso de descarte de parámetros para encontrar la combinación de variables con la que se obtenga el mayor valor presente neto. Combinación que constituye el escenario óptimo de implementación del proceso. Para agilizar este procedimiento, es recomendable incluir la estimación del impacto que tienen las variables de operación sobre la función objetivo, en lo que se conoce como matriz de influencia. En la tabla 33 se sugieren cuatro matrices de influencia para el SAGD en diferentes escenarios de aplicación.

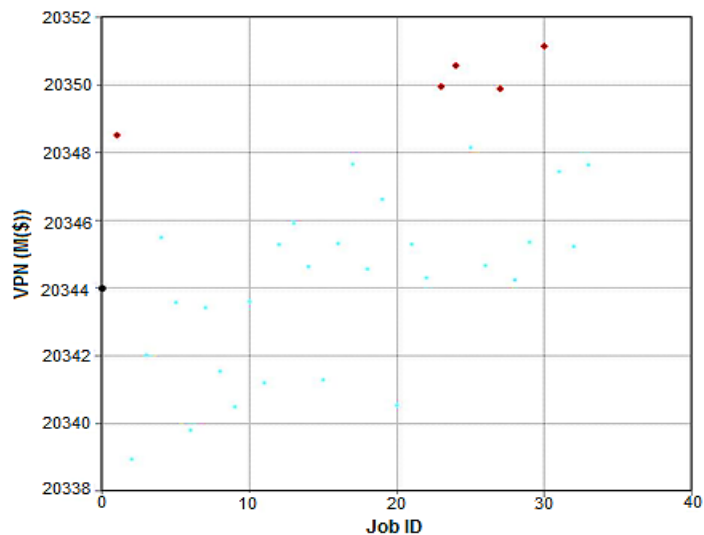
Los resultados generados de la optimización mediante el uso de CMOST se presentan en forma de una tabla de eliminación de parámetros, una gráfica de dispersión del valor presente neto de todas las corridas realizadas (figura 78), y

los histogramas para cada parámetro (figura 79), los cuales describen la frecuencia de utilización del valor de cada parámetro de operación durante las corridas de simulación.

Tabla 33. Matriz de Influencia sugerida para el Proceso de Optimización.

Parámetro	Homogéneo sin Acuífero			Homogéneo con Acuífero			Heterogéneo sin Acuífero			Heterogéneo con Acuífero		
	Oil	Water	Steam	Oil	Water	Steam	Oil	Water	Steam	Oil	Water	Steam
P_{prod}	1,0	1,0	0,3	1,0	0,3	0,3	0,8	0,5	0,5	1,0	0,3	0,3
q_{prod}	0,8	1,0	0,5	0,8	0,5	0,5	0,5	0,3	0,5	0,8	0,3	0,3
q_{inj}	0,5	1,0	1,0	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	1,0	1,0
P_{inj}	0,3	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
$Prof_{inj}$	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
$Prof_{prod}$	0,3	0,8	1,0	0,5	0,8	0,8	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,8

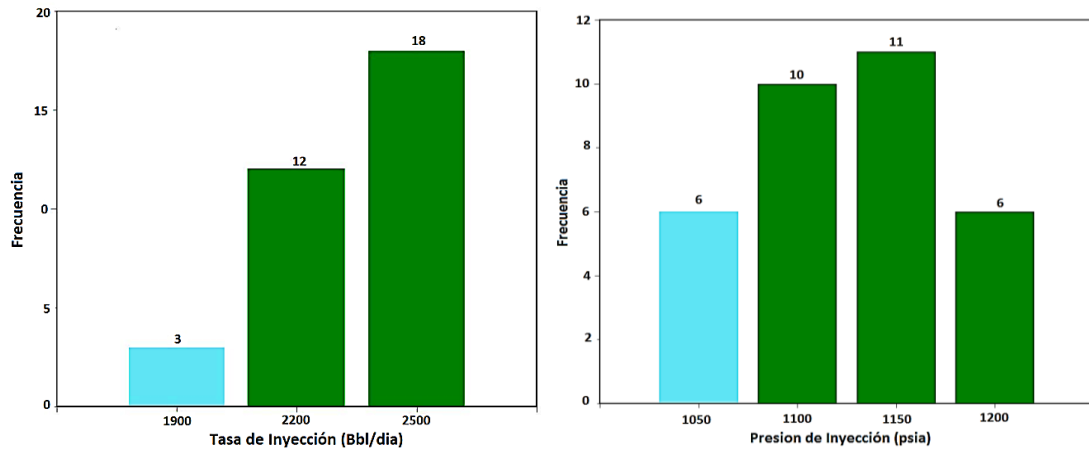
Figura 78. Dispersión de la Función Objetivo.



Una vez seleccionadas las variables de diseño y teniendo un estimativo más exacto de los resultados de producción esperados, se procede a llevar a cabo una evaluación costo-beneficio que contemple la inversión real que requerida y

determinar así, si realmente es rentable para la empresa la implementación del proyecto.

Figura 79. Histogramas de Frecuencia.



CONCLUSIONES

Parámetros como la viscosidad del crudo, permeabilidad de la formación, tasa de inyección de vapor, presión de producción y ubicación del pozo productor son los factores de mayor impacto sobre el proceso SAGD.

Un aumento en el espesor de la formación tiene un efecto retardante sobre los resultados del proceso SAGD, puesto que le toma al vapor una mayor cantidad de tiempo el formar la cámara y alcanzar el tope de la formación.

El rango óptimo de movilidad para aplicar el proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado se encuentra entre 0.55 y 0.75 mD/cp.

La aplicación del proceso SAGD en yacimientos de crudos pesados móviles con presencia de acuífero requiere una separación entre el pozo productor y el contacto agua-aceite entre el 50% y 70% del espesor de la formación.

La ubicación de un piloto SAGD sobre zonas donde el espesor del acuífero supere el 40% del espesor total de la formación es perjudicial para el proceso, puesto que la entrada de agua resulta muy difícil de controlar y se reportan altas pérdidas de energía.

Al momento de implementar el proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado con presencia de acuífero, la ubicación del piloto con respecto al cuerpo de agua debe ser tal que permita que la producción de aceite se vea beneficiada tanto por el drenaje gravitacional como por el empuje de agua.

RECOMENDACIONES

Desarrollar un estudio para determinar las condiciones de diseño de la fase de inicialización en yacimientos de crudo pesado, usando complementos del paquete de simulación STARS como Dual Flex, SM-Well u otros similares.

Evaluar la factibilidad de implementar el proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado variando la configuración original de pozo, con el fin de determinar el mejor esquema de desarrollo bajo estas condiciones.

Evaluar la factibilidad de desarrollar el campo en estudio bajo un esquema de desarrollo, que involucre la implementación secuencial de diferentes tecnologías de recuperación de crudo pesado, buscando maximizar el factor de recobro.

Llevar a cabo pruebas de modelamiento físico, que permitan confirmar la veracidad de los resultados obtenidos a partir de la simulación numérica de yacimientos.

Desarrollar un estudio de laboratorio, para determinar los fenómenos geomecánico involucrados en el proceso SAGD, y posteriormente involucrar estos fenómenos en el modelo de simulación numérica.

Modificar los modelos analíticos existentes para el proceso SAGD, de tal manera que se permita su aplicación en yacimientos de crudo pesado móvil, y se involucre el flujo de fluidos por diferencial de presión.

BIBLIOGRAFÍA

ACTERBERG F. P., CHUNG C. F., FABRI A.G., KELLY A.M., & SPRINGER J.D. Geomathematical Evaluation of Copper and Zinc Potential of the Abiti Area. Ontario and Quebec; Geological Survey of Canada. 1972.

AHMED & Mc. KINNEY. Advanced Reservoir Engineering. ELSEVIER. ISBN-13:978-0-7506-7733-2. Oxford, Inglaterra. 2005.

ALBAHANI M. & BABADAGLI T. A Critical Review of the Status of SAGD: Where Are We and What is Next? SPE 113283. 2008.

BUTLER R.M. Rise of Interfering Steam Chambers. JCPT 81 – 03 – 01. Calgary, Canada. 1981.

BUTLER R.M. Some Recent Developments in SAGD. JCPT Vol. 40, No. 1. Alberta, Canadá. Enero 2001. P 21-22.

BUTLER, R.M. Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future. JCPT, 1994.

BUTLER R.M. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. University of Calgary. ISBN 0-9682563-0-9. Alberta, Canada. 1998.

CANADIAN ENERGY SURVEY. PRICE WATER HOUSE COOPERS LLP. 2007.

CARDWELL & PARSON. Gravity Drainage Theory. AIME 179. 1949.

CASTRO L. Feasibility of SAGD implementation, C sand, Morichal-01 reservoir, Jobo-02 field. Louisiana. SPE, 2001.

CHAKRABARTY C., RENARD G., FOSSEY J.P., GADELLE C.; “SAGD Process in the East Senlac Field: From Reservoir Characterization to Field Application”; UNITAR Conference; Beijing, China, 1998.

CHUNG K. H. & BUTLER R. M.. In Situ Emulsification by the Condensation of Steam in Contact with Bitumen. JCPT 89-01-04. Alberta, Canada. 1989.

CLARK B. Heavy Oil, Extra-Heavy Oil and Bitumen Unconventional Oil. NPC Global Oil and Gas Study. Julio 18-2007.

COLIN C. CARD & JOSEPH S. WOO; Petroleum Review database; Megaprojects; “CNPC Liaohe Dual Well SAGD. 2006

DEMBICKI E.; “An Overview of Alberta Oil Sands and Recovery Technologies”; XVIII Latin American Petroleum Show; Maracaibo, Venezuela, 2007.

DENG. Recovery Performance and Economics of Steam/Propane Hybrid Process. SPE 997760. Calgary, Canada. 2005.

DIAZ D., BASSIOUNI Z., KIMBRELL W. & WOLCOTT J. Screening Criteria for Application of Carbon Dioxide Miscible Displacement in Waterflooded Reservoirs Containing Light Oil. SPE 35431. 1996. P. 287-293.

DOAN, BAIRD & FAROUQ ALI. Performance of the SAGD Process in the Presence of a Water Sand. A preliminary Investigation. JCPT Vol 42 No 1. 2003.

DUSSEAULT M. Hydrocarbon from Non-Conventional Sourcer: Heavy and Extra Heavy Oil. Canada: Waterloo University. Cap 2.1.

EDMUNDS N. R. & GITTINS S. D.. Effective Application of Steam Assisted Gravity Drainage of Bitumen to Long Horizontal Well Pairs. JCPT 93-06-05, 1993.

EDMUNDS N.R. & SUGGETT J.C.. Design of a commercial SAGD heavy oil project. SPE 30277, 1995.

EDMUNDS N.R. On the Difficult Birth of SAGD. JCP Vol. 38 No. 1. Canadá. 1999.

FAROUQ ALI. Métodos de Recobro. Maestría en Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. 2007.

FAROUQ ALI. Is There Life After SAGD. JCPT 97-06 DAS. Vol 36. No. 6. Junio, 1997.

GRANADO, et.AI. SAGD or Cold Production. A Case of Study for an Orinoco Heavy Oil Field. World Heavy oil Congress. Paper 2008-472. Marzo 10-12 de 2008.

GRILLS & VANDAL. “Case History: Horizontal Well SAGD Technology is Successfully Applied to Produce Oil at LAK Ranch in Newcastle Wyoming”; SPE/PS-CIM/CHOA 78964, 2002.

JIMENEZ J.; “The Field Performance of SAGD Projects in Canada”; IPTC 12860, 2008.

KASRAIE M., SINGHAL A. K., ITO Y.. Screening and Design Criteria for Tangeflas Type SAGD Projects. SPE 37571. 1997.

LAW, NASR & GOOD. Lab Scale Numerical Simulation of SAGD Process in the Presence of Top Thief Zones: A mechanistic study. JCPT Vol. 42. No. 3. Marzo 2003.

MARDESEN & MAO. Stability of Concentrated Crude oil in Water Emulsions as a Function of Shear Rate, Temperature and Oil Concentration. JCPT Vol. 16 No. 2. Abril – Junio 1977.

Mc. LENNAN. Permeability Modeling for the SAGD Process using Minimodels. SPE 103083. 2006.

MENDOZA H., FINOL J. & BUTLER R.M. SAGD, Pilot Test in Venezuela; SPE 53687.

NASR, LAW, BEAULIEU, GOLBECK, KORPANY & GOOD. SAGD Application in Gas Cap and Top Water Oil reservoirs. JCPT Vol. 42 No. 1. Enero, 2003.

SINGHAL A.K, DAS S.K.. Screening of reservoirs for exploitation by application of steam assisted gravity drainage/vapex processes. SPE 37144, 1996.

O'ROURKE, J. UTF project status update, JCPT. May 1997.

RAY A. K. & MUKHERJI B. GIS Approach to Statical Modelling for Mineral Deposits in the Singhbhum Copper Belt, Bihar, India, using Geological and Geophysical Prameters. Geological Survey of India.

REDFORD D. A., LUHNING R. W.. In Situ Recovery from the Alberta Oil Sands Past Experience and Future Potencial. PS 95-24. 46th ATM. Mayo 2001.

RIVAS O., EMBID S., & BOLIVAR F. Ranking Reservoirs for CO2 Flooding Processes. SPE 23641. 1992.

SHANQUIANG & BAKER. Optimizing Horizontal Well Steam Stimulation Strategy for Heavy Oil Development. SPE 104520. 2006.

SHIN. A Reservoir Economic Indicator to Evaluate a SAGD Project. CIPC 2008-072. Canada, Junio 14-18 de 2008.

SHIN & POLIKAR. Optimizing the SAGD Process in Three Major Canadian Oil Sands Areas. SPE 95754. 2005.

SINGHAL, Y. ITO, M. KASRAIE. Screening and Design Criteria for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Projects. SPE 50410, 1998.

STEINBORN & FLOCK. The Rheology of Heavy Crude Oils and their Emulsions. JCPT 38 – 52. Canada. Septiembre – Octubre, 1983.

TERRATEK & PORTILLO. Mechanical and Thermal Properties of Unconsolidated Sands and Its Applications to the Heavy Oil SAGD Project in the Tia Juana Field, Venezuela. SPE 54009.

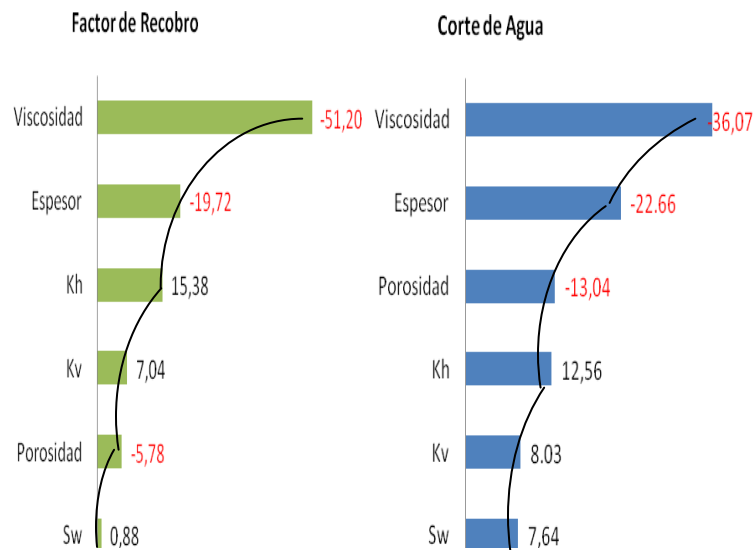
WALLS, PALMGREN & KISMAN. Residual Oil Saturation Inside the Steam Chamber During SAGD. JCPT Vol. 42 No. 1. Enero, 2003.

WOOD W. K., REZK C., FELTY B. D.. Other Criteria Affecting SAGD Performance in McMurray Formation. Alberta Department of Energy. Abril 1997.

ANEXO A. CONCEPTOS BASICOS EN EL DISEÑO EXPERIMENTAL

Diagrama de Pareto: Representación estandarizada de los efectos, constituyen una manera práctica de ver cuales efectos son los más grandes en cuanto a su magnitud. El pareto representa la realidad observada de los efectos de manera descriptiva sin considerar supuestos distribucionales. Muchas veces con este análisis se logran detectar los efectos significativos en un diseño experimental. La figura A.1 muestra un ejemplo de este tipo de diagramas.

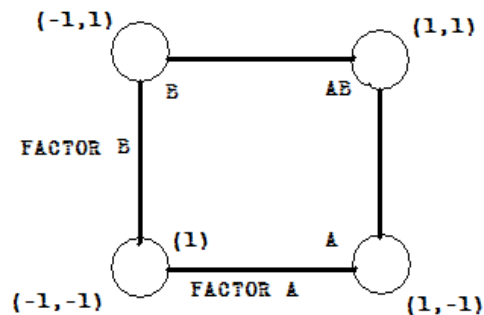
Figura A.1. Diagramas de pareto



Diseño Experimental. El diseño experimental consiste en planear un conjunto de pruebas experimentales de tal manera que los datos generados puedan analizarse estadísticamente para obtener conclusiones validas y objetivas acerca del sistema o proceso en estudio.

Diseño Factorial 2^k . Diseño que estudia K factores con 2 niveles cada uno, y donde se evalúan los 2^k posibles tratamientos. Los factoriales 2^k completos son útiles cuando $2 \leq k \leq 5$, rango en el cual su tamaño se encuentra entre cuatro y 32 tratamientos, cantidad manejable en muchas situaciones experimentales. Si el número es mayor que cinco se recomienda utilizar un diseño factorial fraccionado 2^{k-p} . En general, los factoriales en dos niveles bien sean completos o fraccionados, constituyen el conjunto de diseños de mayor aplicabilidad. Esto permite atacar todo tipo de problema y proceso de manera eficiente. Con un diseño 2^2 se estudia el efecto de dos factores considerando dos niveles en cada uno, a continuación vemos una representación de estos factores donde el diseño factorial 2^2 se representa geoméricamente por los vértices del cuadrado y cada vértice representa un punto de diseño o tratamiento.

Figura A.2. Representación del diseño factorial 2^2



Efecto de un factor: Es el cambio observado en la variable de respuesta debido a un cambio de nivel en el factor.

Efecto de interacción: Dos factores interactúan significativamente sobre la variable de respuesta cuando el efecto de uno depende del nivel en que esta el otro.

Factor: Son variables de proceso que se pueden fijar en un punto o en un nivel de operación y constituyen el objeto de estudio.

Matriz Experimental: Es el arreglo formado por las diferentes condiciones de proceso que serán corridas, incluyendo las repeticiones.

Notación Experimental. En la tabla A.1 se muestran diferentes maneras de escribir los cuatro tratamientos que conforman el diseño factorial 2^2

Tabla A.1. Notación Experimental para diseños factoriales 2^2

Tratamiento	A	B	A B	A B	A B	A B	A B	Notación de yates
1	Bajo	Bajo	A1 B1	A ⁻ B ⁻	- -	0 0	-1 -1	(1)
2	Alto	Bajo	A2 B2	A ⁺ B ⁻	+ -	1 0	1 -1	a
3	Bajo	Alto	A3 B3	A ⁻ B ⁺	- +	0 1	-1 1	b
4	alto	alto	A4 B4	A ⁺ B ⁺	+ +	1 1	1 1	ab

Región Experimental. Espacio delimitado por los rangos de experimentación utilizados con cada factor. Las conclusiones que se obtengan del experimento tienen validez principalmente sobre esta región. En la figura A.2, el área limitada por el cuadrado representa la región experimental.

Variable de Respuesta: Es la característica del producto cuyo valor interesa mejorar o analizar mediante el diseño de experimentos.

ANEXO B. EXPERIENCIAS DE CAMPO DEL PROCESO SAGD.

PROYECTO	Numero Pozos	GRAVEDAD API	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (md)	VISCOSIDAD (cp)	So (%)	CSOR	FR (%)	Crudo prod (bbl)	Vapor Iny (bbl)	Vapor iny / OOIP
CHRISTINA LAKE	5	7,5	33%	6500	1.000.000	83%	2,40	35%	4.435.000	10.644.000	0,83
DOVER	8	8	30%	8500	5.000.000	85%	2,65	40%	8.500.000	22.525.000	1,07
FIREBAG	20	8	35%	7000	10.000.000	79%	3,27	18%	40.570.000	132.580.000	0,59
FOSTER CREEK	54	10	34%	10000	1.000.000	85%	2,57	37%	36.400.000	93.550.000	0,68
HANGINSTONE	15	-----	35%	2400	1.000.000	77%	3,17	37%	13.500.000	42.795.000	1,19
HILDA LAKE	2	10,4	35%	1500	75.000	63%	3,60	29%	1.840.000	6.600.000	1,03
JACK FISH	13	-----	30%	6000	-----	70%	3,50	4%	2.400.000	8.400.000	0,15
JOSLYN CREEK	14	8	30%	4000	1.000.000	76%	4,40	4%	1.520.000	6.690.000	0,19
LONG LAKE	20	7	30%	7000		72%	3,10	9%	21.900.000	67.900.000	0,29
MACKAY RIVER	25	8	33%	6000	1.500.000	80%	2,39	35%	28.500.000	68.100.000	0,85
PEACE RIVER	10	9	28%	1500	200.000	82%	6,45	3%	700.000	4.515.000	0,17
SENLAC	9	13	33%	7500	5.000	85%	3,34	32%	4.950.000	16.500.000	1,06
SURMONT	3	8,4	33%	-----	-----	81%	3,69	18%	2.640.000	9.730.000	0,66
TUCKER LAKE	32	10	31%	-----	900.000	57%	9,00	3%	3.800.000	34.000.000	0,26
WOLF LAKE	18	11	33%	3200	-----	75%	4,10	21%	8.150.000	33.415.000	0,88
LAK RANCH	1	19	22%	789	33.000	65%	23,50	-----	5.363	126.000	-----
TIA JUANA	1	9	37%	1500	20.000	85%	1,18	-----	230.000	270.000	-----